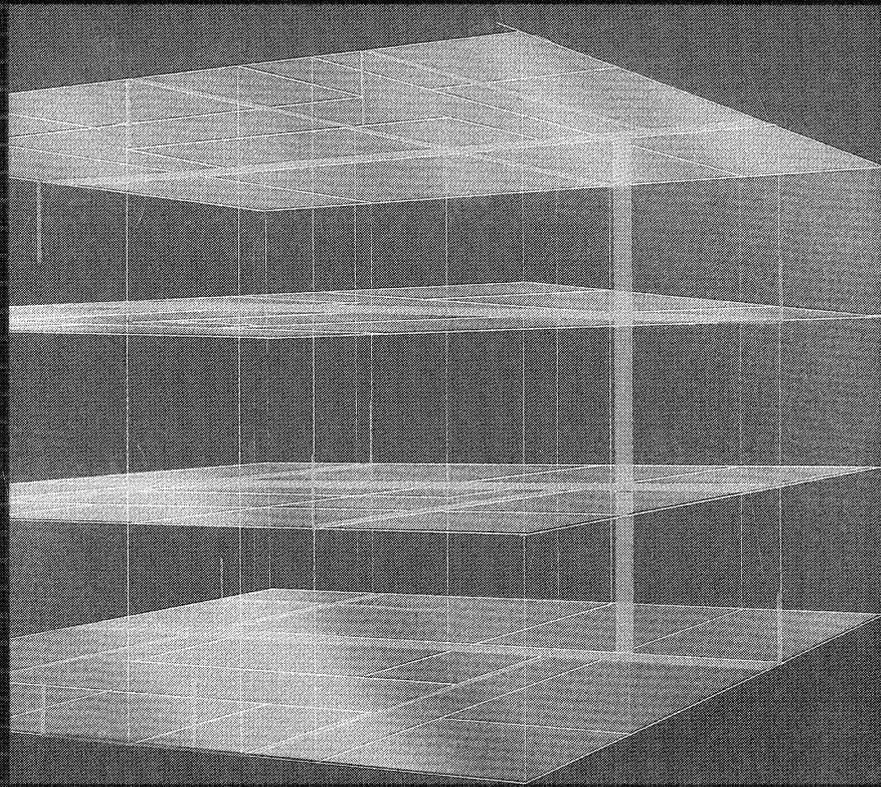


SIEMENS

Günter G. Seip

Instalaciones Eléctricas



Abastecimiento
y distribución de energía

1

Seip Instalaciones Eléctricas Tomo 1

Instalaciones Eléctricas

Tomo 1

Editor y Director de Redacción

Günter G. Seip

Redacción

Werner Sturm

2ª edición reelaborada y ampliada, 1989

Siemens Aktiengesellschaft

CIP-Titelaufnahme der Deutschen Bibliothek

Instalaciones eléctricas / [Siemens].

Ed. y dir. de red. Günter G. Seip. — Berlin;

Munich: Siemens-Aktienges., [Abt. Verl.]

Dt. Ausg. u.d.T.: Elektrische Installationstechnik

ISBN 3-8009-1544-8

NE: Seip, Günter G. [Hrsg.]; Siemens-Aktiengesellschaft
(Berlin, West; München)

Tomo 1. Abastecimiento y distribución de energía. —

2. ed. reelaborada y ampliada. — 1989

ISBN 3-8009-1544-8

Publicado por:

Siemens Aktiengesellschaft, Berlín y Munich

© 1978 by Siemens Aktiengesellschaft, Berlín y Munich

Tanto la obra como las partes que la integran están protegidas por la Ley de derechos de autor. Cualquier uso que exceda los límites de dicha Ley es inadmisibles y punible, si no media el consentimiento de la editorial. Esto se refiere especialmente a reproducciones, traducciones, confección de microfilms y a elaboraciones de todo tipo, así como al almacenamiento y el procesamiento en sistemas electrónicos. Lo mismo rige para el empleo de imágenes y resúmenes de textos.

Printed in the Federal Republic of Germany

Autores

Augner, Brigitte
Beckmann, Manfred
Bergfeld, Wolfgang
Buchenau, Reinhard
Carstens, Peter
Conrad, Fritz
Crepaz, Hugo
Diehl, Rainer
Dorsch, Peter
Drechsler, Lothar
Emig, Alfred
Fanenbruck, Bernhard
Fink, Helmut
Friesleben, Klaus
Gaumert, Horst
Gern, Siegbert
Greve, Günter
Hahn, Max
Hartig, Fritz
Hartz, Manfred
Hempel, Wolfgang
Hennig, Gottfried
Huesmann, Hans Josef
Ittmann, Karl-Heinz
Jäger, Hans-Helmut
Kathrein, Walter
Kirstein, Hartmut
Krumbholz, Horst
Kühschelm, Gerhard
Linzmeier, Josef
Menhorn, Hermann
Möller, Erich
Münchow, Eberhard
Pawlita, Peter
Pijahn, Manfred
Rameil, Wilfried
Reese, Detlef
Riede, Siegfried
Sauter, Ottobert
Schab, Hans-Jörgen
Schmitt, Joseph
Scholz, Horst
Schreyer, Leopold

Schumann, Gerhard
Stach, Manfred
Stark, Joachim
Steger, Werner
Steller, Ernst
Symontschyk, Walter
Volk, Norbert
Warzel, Horst
Webs, Alfred
Wegener, Michael
Weik, Hans Georg
Weiss, Ulrich
Wilckens, Karl Theodor
Will, Georg
Winkler, Franz
Wolfrath, Hans

Prólogo a la segunda edición

Las instalaciones eléctricas

fueron y son la base para el empleo directo de la electricidad en el ámbito de la vida humana. A través de los años esta tecnología ha permitido la aplicación de la electricidad en su forma más segura, de acuerdo con el grado de avance de la técnica, minimizando permanentemente los riesgos asociados y contribuyendo de forma decisiva al uso de esta forma de energía, que no deteriora el medio ambiente.

Después de la aparición de la primera edición en alemán de esta obra, en el año 1971, siguieron varias ediciones en otras lenguas. Debido a la rapidez con que se agotó la primera edición alemana y al deseo de una nueva edición, que se nos transmitió muy encarecidamente a instancias de círculos especializados, decidimos publicar esta segunda edición.

La adaptación al estado actual de la técnica encuentra su expresión en una serie de nuevas materias y figuras, así como en referencias actuales a la literatura técnica y en el desarrollo de la normativa referente a instalaciones y aparatos.

Se ha dedicado especial atención al creciente empleo de la electrónica, en particular, a la tecnología de los microprocesadores, que condujo a un aprovechamiento más efectivo de las técnicas conocidas hasta la fecha. Así, hoy en día, no sólo se utilizan componentes electrónicos para fines de protección, regulación, control y supervisión de aparatos e instalaciones eléctricas, y para la optimización de una aplicación económica de la electricidad, sino también para sistemas completos de control, información y vigilancia en edificios.

El buen resultado de la estructura de la primera edición ha aconsejado mantenerla en lo esencial. El contenido se ha distribuido ahora en tres tomos, lo que redundará en una mejor disposición y un manejo más sencillo.

La presente segunda edición tiene como objetivo el auxiliar al especialista a planificar y realizar sus funciones todavía mejor, en atención a las crecientes exigencias que se plantean en el ámbito de las instalaciones eléctricas. Se ha dado, por ello, especial importancia a la presentación de ejemplos prácticos, gráficos demostrativos y fotografías, que permiten una sencilla generalización a los más diversos problemas a resolver.

Deben dedicarse, en este lugar, unas palabras de agradecimiento a todas las colaboradoras y colaboradores, mencionados o no, y, en especial, al director de la redacción por su ardua y dilatada labor, sin la cual no habría visto la luz esta segunda edición.

Erlangen, Octubre 1989

Siemens Aktiengesellschaft

Indice

1

Abastecimiento y distribución de energía eléctrica

1	Instalaciones de abastecimiento y distribución de energía eléctrica . . .	17
1.1	Aclaración de conceptos	17
1.1.1	Redes: Coordinación del aislamiento, tipos y componentes de redes, subestaciones, cortocircuito, selectividad	17
1.1.2	Montaje y servicio de instalaciones para corrientes industriales . . .	26
1.1.3	Cuadros eléctricos de alta tensión blindados, prefabricados y de tipo probado	32
1.1.4	Aparatos de maniobra de alta tensión	36
1.1.5	Transformadores de medida para instalaciones de alta y baja tensión Transformadores de medida, generalidades (transformadores de intensidad y tensión)	57
1.1.6	Transformadores	58
1.1.7	Cuadros eléctricos de maniobra de baja tensión	63
1.1.8	Aparatos de maniobra y protección de baja tensión	66
1.1.9	Cables y líneas	101
1.2	Indicaciones relativas a la configuración de instalaciones eléctricas de alta y baja tensión en edificios	103
1.3	Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos	118
1.3.1	Ejemplos	127
1.3.2	Impedancias de los medios de servicio	160
1.3.3	Magnitudes de cálculo según VDE 0102	175
1.4	Protección de redes	185
1.4.1	Introducción y conceptos	185
1.4.2	Aparatos de protección en redes de baja tensión	193
1.4.2.1	Interruptores de potencia con funciones de protección	195
1.4.2.2	Combinaciones de aparatos	207
1.4.2.3	Selección de aparatos de protección	216
1.4.3	Selectividad en redes de baja tensión	223
1.4.3.1	Selectividad en redes radiales	223
1.4.3.2	Selectividad de una acometida en redes interconectadas	240
1.4.4	Aparatos de protección para transformadores de distribución (contra defectos internos)	241
1.4.5	Aparatos de protección para redes de alta tensión	242
1.4.5.1	Introducción	242
1.4.5.2	Protección de derivaciones de transformador con selectividad general hasta las derivaciones de baja tensión	243
1.4.5.3	Protección de líneas en redes radiales	253

1.4.5.4	Protección de líneas de alimentación (cables paralelos)	255
1.4.5.5	Protección de líneas en anillo	258
1.5	Aparatos de alta tensión	261
1.5.1	Elección de los aparatos	261
1.5.2	Seccionadores, interruptores de puesta a tierra e interruptores de puesta a tierra con poder de cierre	264
1.5.3	Cartuchos fusibles de alta tensión y alta capacidad (HH)	266
1.5.4	Seccionadores bajo carga	275
1.5.5	Interruptores de potencia	281
1.5.6	Contactores de vacío para tensiones nominales de 1,2 a 12 kV	289
1.5.7	Accionamientos y protección contra errores de maniobra	293
1.6	Transformadores de medida	300
1.6.1	Conceptos generales y normas aplicables	300
1.6.2	Conceptos y determinaciones aplicables a transformadores de intensidad	303
1.6.3	Conceptos y determinaciones aplicables a transformadores de tensión	318
1.6.4	Ejecuciones de los transformadores de intensidad y tensión para cuadros eléctricos de hasta 1000 V	326
1.6.5	Ejecuciones de los transformadores de intensidad para cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 52 kV	336
1.6.6	Ejecuciones de los transformadores de tensión para cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 36 kV	342
1.7	Cuadros eléctricos de alta tensión	346
1.7.1	Introducción	346
1.7.2	Descripción general de cuadros eléctricos	356
1.7.3	Consideraciones sobre los edificios	382
1.8	Control local centralizado de cuadros eléctricos	387
1.8.1	Introducción	387
1.8.2	Sistemas de control local centralizado	388
1.8.3	Cuadros, armarios y pupitres de control	393
1.8.4	Técnica de mosaico	396
1.8.5	Armarios auxiliares	400
1.8.6	Distribuidores de interconexión	401
1.8.7	Cables de control y distancias máximas de los sistemas de control local centralizado	403
1.8.8	Unidades de control y unidades de relés de acoplamiento	405
1.9	Transformadores	408
1.9.1	Tipos y aplicaciones	408
1.9.2	Selección	419
1.9.3	Instalación	422
1.9.4	Servicio	428
1.9.5	Accesorios	436
1.9.6	Mantenimiento	437

1.10	Estaciones de transformación	439
1.10.1	Estaciones pequeñas con transformadores de hasta 1000 kVA de potencia nominal para redes de distribución de hasta 24 kV	439
1.10.2	Estaciones tipo container, terminadas en fábrica	443
1.10.3	Estaciones transformadoras para centros de carga de hasta 12 kV ó 24 kV y para transformadores de potencias nominales comprendidas entre 400 kVA y 1250 kVA	448
1.11	Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión	461
1.11.1	Generalidades	461
1.11.2	Cuadros eléctricos en ejecución standard	471
1.11.3	Distribuciones de baja tensión por cajas	488
1.11.4	Distribuciones de barras 8PL con salidas variables (TSK VDE 0660 parte 500)	502
1.11.5	Sistemas de control con aparatos de maniobra sujetos a contacto .	507
1.11.6	Distribuciones para instalaciones	512
1.11.7	Proyecto de cuadros eléctricos, distribuciones y sistemas de control de baja tensión	523
1.12	Instalaciones de puesta a tierra	546

2	Cables y líneas de energía	561
2.1	Cables de energía aislados	561
2.2	Cables de energía para tensiones de hasta 30 kV	592
2.2.1	Directrices para el proyecto	613
2.3	Protección de líneas y cables contra calentamiento excesivo por sobrecargas	699
2.4	Herramientas de montaje rápido y material de tendido	709
3	Aparatos de protección para circuitos de receptores	732
3.1	Fusibles de protección de líneas	732
3.2	Interruptores de protección de líneas (automáticos)	746
3.3	Interruptores de protección por corriente de defecto (interruptores diferenciales)	753
3.4	Vigiladores de aislamiento	765
4	Interruptores de control remoto para corrientes de baja y alta intensidad	768
5	Contadores de energía eléctrica	776
6	Instalaciones auxiliares de abastecimiento de energía eléctrica	797
6.1	Grupos electrógenos (accionamiento con motores de combustión interna)	804
6.1.1	Motores de combustión interna	808
6.1.2	Generador y accesorios	810
6.1.3	Instalación de grupos electrógenos	813
6.2	Instalaciones de baterías	815
6.2.1	Cargadores de baterías	815
6.2.2	Baterías	822
6.2.3	Aclaración de conceptos	828
6.3	Instalaciones estáticas de abastecimiento ininterrumpido de corriente	830
7	Compensación de la potencia reactiva	837
7.1	Introducción	837
7.2	Compensación de receptores lineales con condensadores de potencia	838
7.3	Compensación de medios de servicio alimentados por convertidores, mediante filtros	849
8	Luminotecnia	854
8.1	Fuentes de luz	854
8.2	Conexiones de lámparas de descarga	864
8.2.1	Generalidades	864
8.2.2	Lámparas fluorescentes	866
8.2.3	Lámparas de vapores metálicos	869
8.2.4	Esquemas de conexiones	872

2

8.3	Control de la luz	878
8.3.1	Control por tensión	879
8.3.2	Control por intensidad	880
8.3.3	Control seccional con amplificador magnético	880
8.3.4	Control seccional con aparatos de tiristores o triacs	881
8.4	Aparatos de alumbrado	884
8.4.1	Generalidades	884
8.4.2	Aparatos de alumbrado para interiores	887
8.4.3	Aparatos de alumbrado para recintos húmedos e industriales	894
8.4.4	Aparatos de alumbrado para exteriores a proyectores	896
8.4.5	Selección y empleo de aparatos de alumbrado	898
8.4.6	Mantenimiento	904
8.5	Instalaciones de iluminación	905
8.5.1	Instalaciones en interiores	905
8.5.2	Instalaciones a la intemperie	922
8.5.3	Instalaciones con tubos fluorescentes	931

II Instalaciones eléctricas de calefacción, climatización y ventilación

9	Calefacción, climatización y ventilación	937
9.1	Aparatos de calefacción y equipos	939
9.2	Control de acumuladores de calor eléctricos	959
9.3	Indicaciones sobre la alimentación eléctrica de aparatos de calefacción	971
9.4	Bombas de calor, condiciones de conexión eléctrica	973
9.5	Aparatos de climatización	984
9.5.1	Dimensionamiento de los aparatos	984
9.5.2	Relación de aparatos y su aplicación	985
9.6	Ventiladores para aireación de locales y aparatos aerotécnicos	992
9.6.1	Dimensionamiento de los aparatos	992
9.6.2	Cuadro general de aparatos y aplicaciones	996
9.6.3	Montaje y conexión	997

III Instalaciones de elevación

10	Ascensores, montacargas y elevadores de mercancías	999
-----------	---	-----

IV	Instalaciones eléctricas para grandes edificaciones e instalaciones a la intemperie	
11	Grandes edificaciones	1005
11.1	Alimentación vertical	1005
11.2	Alimentación horizontal	1013
11.2.1	Distribución centralizada	1013
11.2.2	Distribución descentralizada	1014
11.2.3	Formas de tendido de líneas	1015
11.2.4	Sistema de control remoto por infrarrojos DELTA-FERN	1061
11.3	Aparatos eléctricos para instalaciones	1068
12	Edificación con piezas prefabricadas	1081
12.1	Procedimientos de construcción	1082
12.2	Planificación	1084
12.3	Material para tendido de líneas y montaje	1089
12.4	Armarios para contadores y distribuciones	1094
13	Edificios de viviendas	1095
13.1	Acometidas a edificios	1095
13.2	Líneas principales (ascendentes)	1099
13.3	Disposición de contadores y subdistribuciones	1102
13.4	Ejecución de la red	1107
14	Edificios de oficinas	1113
15	Hoteles	1116
16	Hospitales	1121
17	Teatros y edificios culturales	1126
18	Estudios de cine y televisión	1136
19	Edificios industriales y salas de exposiciones	1141
19.1	Edificios industriales	1141
19.2	Salas de exposición	1162
20	Fuentes luminosas y órganos acuáticos luminosos	1164
21	Alumbrado de calles y plazas	1171
22	Balizamiento de aeropuertos	1183

23	Garajes, estaciones de servicio y fosos de montaje	1203
23.1	Garajes	1203
23.2	Estaciones de servicio	1207
23.3	Fosos de montaje	1209
24	Talleres, recintos y locales de tipo especial	1210
25	Centros de trabajo expuestos al peligro de explosiones	1224

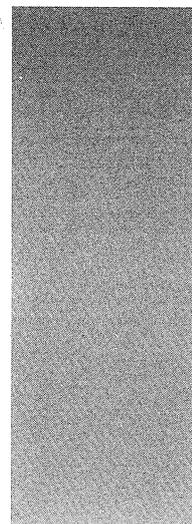
V Instalaciones y sistemas eléctricos especiales

26	Instalaciones de telecomunicación	1237
26.1	Planificación y montaje	1237
26.2	Sistemas de señales e intercomunicadores para edificios	1242
26.3	Instalaciones de llamadas luminosas	1250
26.4	Instalaciones de llamada a personas	1270
26.5	Instalaciones de control horario de servicio	1274
26.6	Instalaciones de alarma contra incendios	1284
26.7	Instalaciones de alarma contra asaltos y detección de intrusos	1291
26.8	Instalaciones telefónicas	1306
26.9	Proceso y teleproceso de datos	1317
26.10	Sistemas de transporte neumático y de bultos	1323
26.11	Instalaciones de antenas para la recepción de emisiones de sonido e imagen	1334
26.12	Instalaciones electroacústicas	1365
26.13	Instalaciones de televisión en circuito cerrado	1374
26.14	Cables de telecomunicación	1386
27	Sistemas de control, información y vigilancia en edificios; sistemas de automatización de edificios	1390
27.1	Conmutación, control (sistemas de control remoto por infrarrojos)	1390
27.2	Vigilancia, protección	1396
27.3	Sistemas de automatización de edificios	1400

VI Normas para instalaciones y medidas de seguridad

28	Normas para instalaciones	1405
28.1	Alcance legal de las normas VDE	1405
28.2	Indicaciones sobre VDE 0100	1408
28.3	Indicaciones sobre VDE 0101	1410

28.4	Indicaciones sobre VDE 0107	1419
28.5	Indicaciones sobre VDE 0108	1429
28.6	Indicaciones sobre VDE 0165	1433
28.7	Indicaciones sobre VDE 0800	1436
28.8	Indicaciones sobre las condiciones técnicas de conexión (TAB) . .	1444
29	Medidas de seguridad	1449
29.1	Protección contra contactos directos e indirectos	1452
29.2	Protección contra contactos directos	1455
29.3	Protección contra contactos indirectos	1458
29.4	Verificación de las medidas de protección contra contactos indirectos	1470
29.5	Protección contra sobretensiones	1508
29.6	Protección contra sobretensiones en redes de baja tensión, producidas por descargas atmosféricas	1511



I Abastecimiento y Distribución de Energía Eléctrica

1 Instalaciones de abastecimiento y distribución de energía eléctrica

1.1 Aclaración de conceptos

Las aclaraciones de conceptos son extractos de las determinaciones VDE y se reproducen, en parte, de forma abreviada. En la medida en que los conceptos no estén todavía definidos en las determinaciones VDE actualmente vigentes, se han tomado como base las determinaciones VDE en fase preliminar, o se han formulado libremente.

1.1.1 Redes:

Coordinación del aislamiento, tipos y componentes de redes, subestaciones, cortocircuito, selectividad

Coordinación del aislamiento para medios de servicio (material eléctrico) en redes trifásicas de más de 1 kV

VDE 0111 parte 1

Instalación y red

Instalación eléctrica es la totalidad de los medios de servicio eléctricos interconectados en un lugar determinado.

Se entienden por medios de servicio eléctricos aquellos objetos que, como un todo o por partes discretas, se utilizan para la aplicación de la energía eléctrica. Red es la totalidad de las partes de instalación unidas entre sí, sometidas a la misma tensión de servicio.

Tensión de servicio máxima en una red trifásica $U_{b \max}$

Valor eficaz de la tensión máxima entre dos conductores, que puede establecerse bajo condiciones normales de operación en cualquier momento y lugar de la red. Se exceptúan tensiones transitorias (por ejemplo, las originadas por operaciones de maniobra) e incrementos temporales de tensión (provocados por condiciones anormales de la red, tales como casos de avería o rechazos de carga). La tensión $U_{b \max}$ no deberá ser mayor que la tensión máxima para los medios de servicio U_m .

Tensión máxima para los medios de servicio U_m

Valor eficaz de la tensión máxima entre conductores, para la que está dimensionado un medio de servicio en lo que respecta a su aislamiento, por lo que ésta es la máxima tensión de servicio para la que se puede utilizar el equipo en cuestión. En caso de que otras características condicionen un valor menor de esta tensión, este valor habrá que indicarlo en las correspondientes determinaciones VDE del comité competente.

Instalación y red

Tensión máxima en la red y en medios de servicio

1.1 Aclaración de conceptos

Punto estrella de la red

Red con punto estrella aislado

Red, en la que los puntos estrella de transformadores, generadores y acoplamientos de puntos estrella no disponen de uniones intencionadas con tierra, exceptuándose equipos de indicación, medición, o protección con impedancias muy altas.

Red con compensación de contactos a tierra

Red, en la que el punto estrella de uno o varios transformadores o acoplamientos de puntos estrella está conectado a tierra a través de bobinas de contacto a tierra, cuyas reactancias son de tal valor que, durante un contacto a tierra monopolar, la corriente alterna inductiva con la frecuencia de servicio, que fluye a través de dicha reactancia, compensa, en lo esencial, la componente capacitiva con la frecuencia de servicio de la corriente de contacto a tierra.

Observación:

En redes con compensación de contactos a tierra, la corriente residual en el punto de defecto está limitada de tal manera, que el arco eléctrico en el aire se extingue normalmente por sí mismo.

Red con puesta a tierra de baja resistencia del punto estrella

Red, en la que el punto estrella de uno o varios transformadores, acoplamientos de puntos estrella o generadores está unido directamente con tierra, o a través de una resistencia o reactancia. Las impedancias son suficientemente pequeñas, como para reducir oscilaciones transitorias y mejorar las condiciones para una protección selectiva contra contactos a tierra.

Factor de defecto a tierra (anteriormente coeficiente de puesta a tierra)

Relación entre el valor eficaz de la máxima tensión alterna conductor-tierra, con la frecuencia de servicio, de un conductor exento de defectos, durante un contacto a tierra por un defecto en un punto arbitrario de la red, y el valor eficaz de la tensión alterna conductor-tierra, con la frecuencia de servicio, que se habría establecido sin la existencia del defecto. El factor de defecto a tierra se refiere únicamente a un determinado punto de una red de corriente trifásica (por ejemplo, al lugar de montaje de un medio de servicio) y a un determinado estado de la red.

Observación 1:

Este factor es un valor numérico puro y, por lo general, mayor que 1; caracteriza las condiciones de puesta a tierra de una red en un lugar determinado, con independencia de la tensión de servicio en dicho lugar.

El factor de defecto a tierra se obtiene multiplicando el coeficiente de puesta a tierra utilizado en el pasado por la $\sqrt{3}$.

Observación 2:

Los factores de defecto a tierra se calculan a partir de las componentes simétricas de las impedancias de la red, vistas desde un punto determinado. Para las máquinas habrán de utilizarse las reactancias subtransitorias.

Oberservación 3:

Si en todos los estados de la red la reactancia homopolar es menor que el triple de la reactancia del sistema directo y la resistencia óhmica del sistema homopolar es menor que la reactancia del sistema directo, entonces el factor de defecto a tierra no será mayor de 1,4.

(En lo referente a las aclaraciones sobre las impedancias directas, inversas y homopolares, así como sobre sus correspondientes sistemas, véase el capítulo 1.3 “Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos”).

Aislamiento externo

Espacios al aire y superficies de aislamientos fijos de medios de servicio expuestos al aire, sometidos a solicitaciones de tensión, influencias atmosféricas y otras influencias externas tales como ensuciamiento, humedad y acción de seres vivos.

Aislamiento

Aislamiento interno

Partes sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento en el interior de medios de servicio, protegidas frente a las influencias atmosféricas y otras influencias externas, tales como ensuciamiento, humedad o acción de seres vivos.

Aislamiento externo de medios de servicio para interiores

Aislamiento diseñado para servicio en el interior de edificios y, por lo tanto, no expuesto a la intemperie.

Aislamiento externo de medios de servicio a la intemperie

Aislamiento externo diseñado para servicio fuera de edificios y, por lo tanto, sometido a las condiciones de la intemperie.

Aislamiento autorregenerante

Aislamiento, que tras una perforación (también descarga) recupera totalmente su capacidad aislante en una prueba de tensión.

Aislamiento no autorregenerante

Aislamiento, que tras una perforación pierde o, por lo menos, no recupera en su totalidad, la capacidad aislante en una prueba de tensión.

Prueba de tipo

Prueba de uno o varios ejemplares de un medio de servicio, con la finalidad de demostrar que todos los ejemplares fabricados bajo los mismos requisitos y con las mismas características esenciales, superarían la misma prueba. Normalmente, en suministros sucesivos no se repite esta prueba.

Prueba de tipo y prueba de rutina

Prueba de rutina

Prueba a la que es sometido cada ejemplar de un cierto medio de servicio.

1.1 Aclaración de conceptos

Sobretensión

Sobretensión

Cualquier tensión variable en el tiempo, entre un conductor y tierra o entre conductores, con valores que sobrepasen los valores-pico de referencia $U_m \sqrt{2}/\sqrt{3}$ o $U_m \sqrt{2}$.

Observación:

Las sobretensiones son fenómenos transitorios. Puede distinguirse entre sobretensiones fuertemente amortiguadas de una duración relativamente corta (sobretensiones de maniobra y por descargas atmosféricas) y sobretensiones no amortiguadas o con amortiguación débil, de duraciones relativamente largas (incremento temporal de tensión). La frontera entre ambos grupos no puede definirse claramente.

Sobretensión relativa conductor-tierra

Relación entre el pico de una sobretensión de conductor a tierra y el valor-pico de referencia $U_m \sqrt{2}/\sqrt{3}$.

Sobretensión relativa conductor-conductor

Relación entre el pico de una sobretensión entre conductores y el valor-pico de referencia $U_m \sqrt{2}/\sqrt{3}$.

Esta relación puede expresarse también como $k \sqrt{3}$, siendo k la relación entre el pico de la sobretensión conductor-conductor y el pico de la tensión máxima para el medio de servicio (por ejemplo, $U_m \sqrt{2}$).

Sobretensión de maniobra

Sobretensión conductor-tierra o conductor-conductor en un determinado lugar de la red, originada por un proceso de maniobra, un caso de defecto o cualquier otra causa, y cuya evolución temporal en lo referente a la coordinación del aislamiento puede considerarse semejante a la de la tensión de choque normalizada (sección 51 de VDE 0111 parte 1) en pruebas con tensiones de choque. Tales sobretensiones están, por lo general, fuertemente amortiguadas y son de corta duración.

Sobretensión por descarga atmosférica

Sobretensión conductor-tierra o conductor-conductor en un determinado lugar de la red, originada por una descarga atmosférica u otra causa y cuya evolución temporal en lo referente a la coordinación del aislamiento, puede considerarse semejante a la de la tensión de choque normalizada (sección 51 de VDE 0111 parte 1) en pruebas de tensiones de choque por descargas atmosféricas. Tales sobretensiones son, por lo general, unipolares y de muy corta duración.

Observación respecto a la sobretensión de maniobra y por descarga atmosférica: Para fines de la coordinación del aislamiento se han clasificado las sobretensiones de maniobra y de descargas atmosféricas según su evolución en el tiempo e independientemente de su causa. Aunque en la red puedan presentarse desvia-

ciones considerables de la evolución normalizada, se consideró suficiente para este fin el describir las sobretensiones según la evolución normalizada.

Incremento temporal de tensión

Sobretensiones oscilantes, no amortiguadas o amortiguadas débilmente, entre conductor y tierra o entre conductor y conductor, de duración relativamente larga, que se establecen en un lugar determinado de la red.

Los incrementos temporales de tensión son causados, por regla general, por operaciones de maniobra o defectos (por ejemplo, rechazo de carga o defectos monopolares) y/o por efectos no lineales (fenómenos de ferorrresonancia, armónicos). Pueden describirse por sus amplitudes, sus frecuencias de oscilación y por su duración total o su decremento logarítmico.

Tipos y componentes de redes

Red radial

Redes

La configuración de las líneas corresponde al ramaje de un árbol, alimentándose desde el tronco y disponiéndose para cada receptor (hoja) sólo de una vía determinada para la alimentación de la energía eléctrica.

Red anular y sistemas interconectados

Si para aumentar la seguridad de alimentación en un área de abastecimiento se interconectan subestaciones transformadoras centrales por el lado de baja tensión mediante cables y/o distribuciones de barras, se establece la red anular o la interconexión de redes, una etapa preliminar a la red enmallada.

Red enmallada (figura 1.1/1)

Si se amplía adicionalmente la interconexión de redes (etapa preliminar a la red enmallada) mediante

- ▷ subestaciones transformadoras centrales,
- ▷ uniones en bucle en el lado de baja tensión (mallas de red),
- ▷ distribuciones alimentadas a través de mallas de red, entonces se crea la red enmallada con una mayor seguridad de abastecimiento.

Nudos de la red (figura 1.1/1)

Componentes de la red

Distribuciones alimentadas en redes enmalladas a través de transformadores y mallas de red o solamente a través de mallas de red (en la figura, también cabina de distribución de cables).

Mallas de red (figura 1.1/1)

Uniones en anillo entre los nudos de la red; casi siempre 3 ó 4 por nudo.

1.1 Aclaración de conceptos

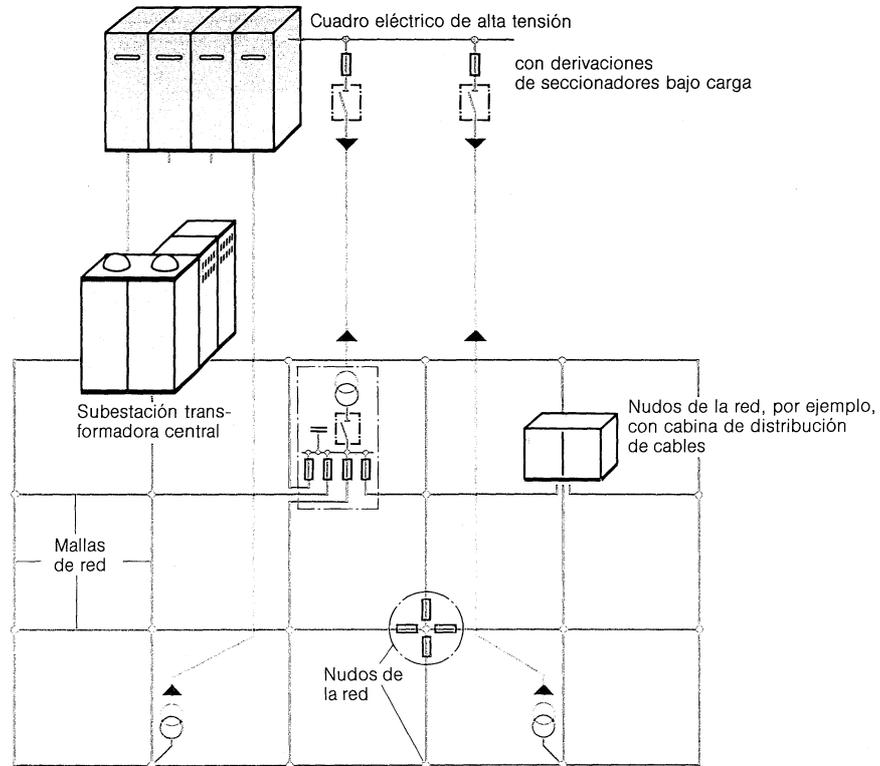


Figura 1.1/1 Representación simplificada de una red enmallada

Reserva de transformadores

Criterio n-1 en el caso de servicio en paralelo de n transformadores

El número (n) de transformadores se establece según el criterio n-1, que significa que, en caso de fallo de una unidad, queda asegurada una determinada reserva momentánea de capacidad transformadora.

Tipos de subestaciones

Subestaciones de la red

Estación de entrega

Cuadro eléctrico de alta tensión con interruptor de entrega y equipo de medida para el cómputo de la energía eléctrica tomada.

Subestaciones centrales de transformadores

Transformadores de resina colada, incorporados en una carcasa de protección, se combinan con una parte de alta tensión y un cuadro eléctrico de baja tensión para configurar una unidad constructiva compacta, que se dispone en el punto de concentración de carga.

Subestaciones pequeñas (subestaciones compactas)

Subestaciones transformadoras blindadas compactas con un transformador en baño de aceite de potencia nominal S_N máxima de 630 kVA y parte de alta y baja tensión. Prácticamente libre de mantenimiento, para montaje a la intemperie en zonas residenciales.

Subestación tipo garaje

Pequeña subestación transformadora transitable, emplazada, la mayoría de las veces, en zonas residenciales y con transformadores en baño de aceite o de resina colada GEAFOL, así como equipada con cuadros eléctricos de alta y baja tensión.

Subestación tipo container

Gran recipiente transportable conteniendo en disposición compacta todos los componentes de la red necesarios para una subestación transformadora, así como equipos generadores auxiliares y de apoyo. Empleo: preponderantemente en áreas desérticas, así como para el abastecimiento de obras de gran envergadura.

Cortocircuito en la red**Corrientes de cortocircuito**

Conceptos comunes referentes a corrientes de cortocircuito en instalaciones trifásicas con tensiones nominales (figura 1.1/2)

- ▷ superiores a 1 kV (VDE 0102 parte 1) y
- ▷ hasta 1000 V (VDE 0102 parte 2):

Corriente de cortocircuito

Es la corriente que fluye por el punto defectuoso mientras dura el cortocircuito.

Observación:

La corriente de cortocircuito transcurre generalmente en un principio de forma asimétrica con respecto al eje y contiene una componente alterna y otra continua (figura 1.1/2). La componente de corriente continua se atenúa hasta anularse. Su evolución corresponde a la línea central entre las envolventes superior e inferior del oscilograma.

Corriente alterna de cortocircuito

Es la componente de la corriente de cortocircuito con la frecuencia de servicio.

Observación:

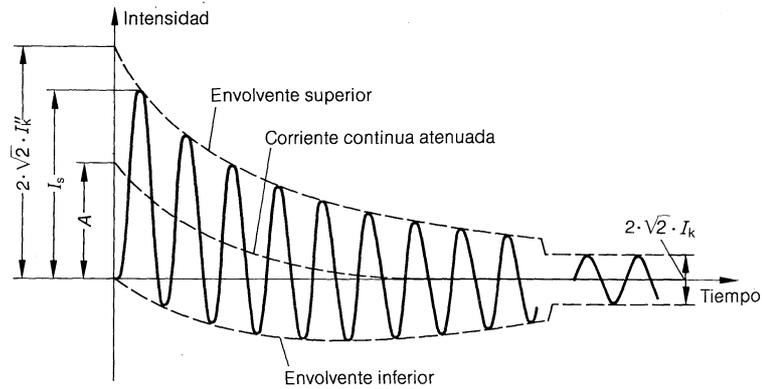
En caso de cortocircuitos próximos a generadores la componente alterna se atenúa desde un valor inicial a un valor permanente (figura 1.1/2).

1.1 Aclaración de conceptos

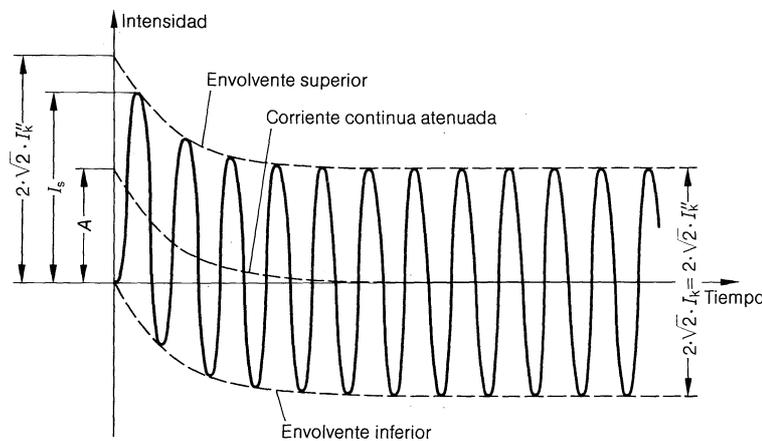
En caso de establecerse los cortocircuitos en puntos lejanos a los generadores, la componente alterna se mantiene prácticamente constante durante todo el tiempo de cortocircuito. Ello significa que la componente alterna inicial es igual a la corriente permanente de cortocircuito (figura 1.1/2).

Corriente parcial de cortocircuito

Es una parte de la corriente de cortocircuito en una derivación de la red.



a) Cortocircuito cercano al generador



b) Cortocircuito alejado del generador

- I_k'' Corriente alterna inicial de cortocircuito
- I_s Impulso de corriente de cortocircuito (valor de pico)
- I_k Corriente de cortocircuito permanente
- A Valor inicial de la corriente continua

Figura 1.1/2 Evolución de la corriente de cortocircuito

Corriente alterna inicial de cortocircuito I_k''

Es el valor eficaz de la intensidad de la corriente alterna de cortocircuito en el momento de producirse éste.

Observación:

Su magnitud queda determinada no solo por las impedancias relevantes de la red, sino también por las reactividades iniciales X_k'' (reactancias directas subtransitorias) de las máquinas síncronas.

Impulso de la corriente de cortocircuito I_s

Es el máximo valor instantáneo de la intensidad de la corriente después de producirse el cortocircuito; se indica como valor de pico.

Observación:

La magnitud del impulso de la corriente de cortocircuito varía según el momento en que se produzca éste. El cálculo del impulso de la corriente de cortocircuito I_s es válido para el momento en el que se establece el impulso máximo posible de la corriente de cortocircuito. Defectos subsiguientes no se consideran. Los cortocircuitos tripolares se tratan como si el cortocircuito se hubiera producido simultáneamente en todos los conductores.

Corriente alterna de ruptura I_a

Es, al desconectar un interruptor en caso de cortocircuito, el valor eficaz de la corriente alterna que fluye a través de dicho interruptor en el momento de la primera apertura de contactos.

Corriente permanente de cortocircuito I_k

Es el valor eficaz de la intensidad de la corriente alterna de cortocircuito, que permanece después de finalizados los procesos de compensación.

Observación:

La magnitud de la corriente permanente de cortocircuito depende, entre otras cosas, de la excitación de los generadores. Por otro lado, según VDE 0530 parte 1, se entiende como corriente permanente de cortocircuito la intensidad estacionaria de una máquina síncrona con excitación nominal y bornes en cortocircuito.

Corriente de paso I_D

En fusibles y otros equipos de maniobra de operación rápida es el valor instantáneo máximo de la intensidad de la corriente durante el tiempo de desconexión. El tiempo de desconexión t_a de fusibles es la suma del tiempo de fusión t_f y del de extinción t_i .

Otros conceptos, tales como tipos de defectos, cortocircuitos próximos y alejados de los generadores, impedancia de la red, impedancia directa, inversa y homopolar, potencia de cortocircuito, retardo mínimo de desconexión, se describen en el capítulo 1.3 "Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos".

Aquellos conceptos determinantes para la desconexión de un cortocircuito por un interruptor de potencia están contenidos en la sección 1.1.4.

1.1 Aclaración de conceptos

Selectividad

Selectividad

Coordinación de aparatos de maniobra y de protección en serie para la desconexión escalonada de corrientes de cortocircuito. Debe desconectar aquel aparato que se encuentre más próximo al lugar del cortocircuito. Todos los demás aparatos que se encuentren en la línea permanecen conectados. La selectividad limita los efectos de un defecto, tanto espacial como temporalmente, a un mínimo.

Existen diferentes tipos de selectividad, designados según los criterios de tiempo, intensidad, tensión y sentido de flujo de la potencia.

Escalonamiento

Escalonamiento

El recorrido de la energía eléctrica hasta el receptor transcurre, a modo de ejemplo, a través de un número de órganos de protección conectados sucesivamente. Las intensidades y tiempos de respuesta de los órganos de protección se han elegido de tal manera, que son menores cuanto más próximos están al receptor. Esta gradación se llama escalonamiento. A través del escalonamiento en una instalación se consigue la selectividad.

1.1.2 Montaje y servicio de instalaciones para corrientes industriales

Las tablas y figuras mencionadas en los textos se refieren a la determinación VDE indicada en cada caso.

Conceptos generales (VDE 0101)

Medios de servicio eléctricos — dicho brevemente: medios de servicio

Son aquellos objetos que sirven como un todo o por partes, para la utilización de la energía eléctrica. Entre ellos se encuentran, por ejemplo, objetos para generar, conducir, distribuir, acumular, medir, convertir y consumir energía eléctrica, incluso en el ámbito de las telecomunicaciones.

Observación:

Los medios de protección y auxiliares son equiparables a los medios de servicio eléctricos en la medida en que se les impongan requisitos referentes a la seguridad eléctrica.

Valores nominales

(Por ejemplo, tensión nominal, intensidad nominal, potencia nominal, frecuencia nominal) son valores de una magnitud, que caracterizan el diseño de la instalación.

Observación:

Las indicaciones sobre características de servicio, así como valores límite y de prueba se refieren a dichos valores nominales, siempre que no se diga expresamente lo contrario.

Tensión máxima para medios de servicio U_m

Es el valor eficaz de la máxima tensión entre conductores, para la que se ha diseñado un medio de servicio en lo referente a su aislamiento y otras característi-

cas, a las que se remite en las determinaciones aplicables a medios de servicio sometidos a esta tensión. Dicha tensión es la máxima para la que puede ser utilizado el medio de servicio.

Tensión de prueba

Es la tensión que se aplica al equipo a ensayar para comprobar una determinada tensión especificada.

Tensión de puesta a tierra

Es la tensión que se establece entre una instalación de puesta a tierra y la tierra de referencia.

Tensión de contacto

Es aquella parte de la tensión de puesta a tierra, que puede ser puenteada por el hombre, discurriendo la corriente a través del cuerpo humano entre mano y pie o entre mano y mano (véase también VDE 0141).

Zona de conexión verificada

Es la zona comprobada en el entorno de las conexiones de medios de servicio, indicada en las instrucciones de operación o montaje, según VDE 0111 parte 1, parte 2 y parte 3. Cumpliendo lo establecido en dichas instrucciones queda asegurado que los conductores a conectar disponen, dentro de dicha zona, de aislamiento suficiente entre sí o respecto a partes del medio de servicio puestas a tierra.

Desconexión por ausencia de contacto (aislamiento)

En instalaciones de corrientes industriales, es la desconexión o separación por todos los lados de una instalación, una parte de la misma o un medio de servicio, de todos los conductores no conectados a tierra. La separación se efectúa mediante equipos que establecen una distancia de aislamiento, que satisfagan los requisitos según VDE 0101.

Poner a tierra

Significa conectar con tierra una parte eléctrica conductora a través de una instalación de puesta a tierra.

Partes activas

Son conductores y partes conductoras de los medios de servicio, sometidas a tensión bajo condiciones normales.

Instalaciones de corrientes industriales

Son instalaciones eléctricas conteniendo medios de servicio para la generación, transformación, acumulación, conducción, distribución y consumo de energía eléctrica con la finalidad de desarrollar un trabajo — por ejemplo, trabajo mecánico, generación de calor y luz o procesos electroquímicos.

Tipos de instalaciones (VDE 0105 y VDE 0101)

Observación:

Las instalaciones de corriente industrial no siempre pueden diferenciarse claramente de instalaciones eléctricas de otro tipo. Los valores de la tensión, intensidad y potencia no ofrecen, por sí solos, suficientes criterios de diferenciación.

1.1 Aclaración de conceptos

Parte de una instalación de corriente industrial

Es un medio de servicio concreto o la combinación de varios medios de servicio enlazados entre sí, siempre que éste o la combinación de éstos estén unidos funcionalmente a la instalación de corriente industrial.

Instalación a la intemperie

Es una instalación eléctrica al aire libre.

Instalación para interiores

Es una instalación eléctrica dentro de un edificio o una envolvente, cuyos medios de servicio están protegidos contra las influencias atmosféricas.

Instalación para interiores en ejecución abierta

Es una instalación, cuyos medios de servicio están protegidos sólo parcialmente contra contactos directos.

Instalación para interiores en ejecución blindada

Es aquella, cuyos medios de servicio están protegidos totalmente contra contactos directos.

Sección

Es cada derivación de las barras colectoras de una instalación (por ejemplo, línea aérea, cable, transformador, acoplamiento).

Tipos de recintos (VDE 0105 y VDE 0101)

Recinto de servicio eléctrico

Es un local o lugar cuya finalidad principal estriba en el servicio de instalaciones eléctricas y al que normalmente no tienen acceso personas legas en la materia.

Observación:

Como tales pueden considerarse, por ejemplo, recintos de conmutación, salas de mando, instalaciones de distribución en recintos separados, bancos eléctricos de verificación y laboratorios separados, salas de máquinas en centrales eléctricas y similares, cuyos medios de servicio no son operados por personal lego en la materia.

Recinto de servicio eléctrico cerrado

Es aquel local o lugar empleado exclusivamente para el servicio de instalaciones eléctricas y que se mantiene cerrado. Sólo tiene acceso a él personal electrotécnico cualificado y personas instruidas en la materia; personal lego sólo podrá acceder en compañía de personal cualificado o instruido.

Observación:

Dentro de este grupo pueden considerarse, por ejemplo, instalaciones cerradas con cuadros eléctricos y distribuciones, celdas de transformador, cuadros eléctricos, instalaciones de distribución en carcasas de chapa o en otras instalaciones cerradas, subestaciones tipo torre.

Centro de trabajo

Es un lugar al aire libre o un recinto, donde se efectúan diferentes trabajos y donde tienen acceso regularmente personas no instruidas, por ejemplo, talleres mecánicos, salas de máquinas, instalaciones fabriles.

Centro de trabajo con riesgo de incendios

Es un local, un lugar o un punto en recintos o al aire libre, en el que existe el peligro de que, por condicionantes locales o de servicio, puedan aproximarse materias sólidas fácilmente inflamables en cantidades peligrosas a medios de servicio eléctricos de tal forma, que altas temperaturas que puedan establecerse en dichos medios de servicio o arcos eléctricos constituyan un peligro de incendio.

Conductores activos (L)

Son aquéllos que unen fuentes de energía con receptores, pero que no proceden del punto neutro o punto estrella.

Conductores y partes conductoras (VDE 0105)

Conductor neutro (N)

Es aquél que está unido con el punto neutro o punto estrella, y que conduce energía eléctrica.

Observación:

Este era designado anteriormente "Mp". En redes de más de 1 kV, este conductor se denomina también conductor del punto estrella.

Conductor de protección (PE)

Es el que se utiliza como medida de protección en caso de contactos indirectos para unir cuerpos con

- ▷ otros cuerpos,
- ▷ partes conductoras externas,
- ▷ tomas de tierra, conductores de puesta a tierra y otras partes activas conectadas con tierra.

Observación:

Hasta ahora se denominó a éste "SL".

Conductor PEN

Es aquél que reúne las funciones de neutro y conductor de protección.

Observación:

Hasta ahora se utilizó para el mismo la designación "SL/Mp".

Partes activas

Son conductores y partes conductoras de los medios de servicio, que están en condiciones normales de servicio bajo tensión.

Entre éstas cabe señalar al conductor neutro, pero no al conductor PEN y las piezas unidas a éste a través de conductores.

1.1 Aclaración de conceptos

Protección contra contactos (VDE 0105)

Protección contra contactos directos

Son aquellas medidas que impiden que personas entren en contacto con partes activas o se aproximen peligrosamente a estas partes, cuando estén sometidas a tensiones nominales de más de 1 kV (penetración en la zona de peligro).

Puede tratarse en este caso de una protección completa o parcial. En el caso de protección parcial sólo existe una protección contra contactos casuales.

Protección contra contactos indirectos

Es la que libera al personal de los peligros que pudieran derivarse de un contacto con cuerpos o partes conductoras extrañas en caso de defecto.

Observación:

Cubriendo el mismo objeto, este concepto se define provisionalmente en otras determinaciones de manera distinta.

Distancia a las barreras de protección

Es la establecida entre las barreras de protección y las partes activas.

Zona de peligro

Es el área limitada por las dimensiones indicadas en la tabla 2 alrededor de partes bajo tensión, no cubiertas por una protección completa contra contactos directos (figura 1). La zona de peligro puede ser reducida mediante barreras de protección adecuadas.

Para tensiones de hasta 1000 V se considera la superficie de las partes bajo tensión el límite de la zona de peligro. El entrar en contacto con dichas piezas es peligroso.

Para tensiones de más de 1 kV, la penetración en la zona de peligro se equipara a la toma de contacto con partes bajo tensión.

(Las indicaciones sobre figuras y tablas se refieren a la correspondiente norma VDE).

Distancia de protección

Es la mínima a guardarse entre partes bajo tensión, sin protección contra contactos directos, y personas o herramientas, aparatos, medios auxiliares y materiales, manipulados por personas al efectuarse determinados trabajos (figura 1). Las dimensiones se reflejan en las tablas 3 y 4 en función del nivel de tensión, actividad y grupo de personas que entran en cuestión.

Operación de instalaciones de corriente industrial (VDE 0105)

Operación de medios de servicio eléctricos

Es la observación y la manipulación (conexión y desconexión, ajuste, control).

Observación:

La manipulación puede ser efectuada también mediante equipos automáticos.

Trabajos en medios de servicio e instalaciones eléctricas

Abarcan el servicio y el mantenimiento (por ejemplo, limpieza, subsanamiento de perturbaciones), la modificación y la puesta en servicio.

Observación:

El servicio y el mantenimiento abarcan trabajos preventivos para evitar perturbaciones y el subsanamiento de defectos. Entre éstos cabe citar:

- ▷ Mantenimiento, por ejemplo, engrase y pintura,
- ▷ Inspección, por ejemplo, controles visuales, mediciones, ensayos, ocasionales o periódicos,
- ▷ Reparación,
- ▷ Sustitución de piezas,
- ▷ Comprobaciones y pruebas funcionales.

La limpieza concierne, en primer lugar, a los medios de servicio eléctricos. Como labores de limpieza cabe señalar también la limpieza de suelos, paredes, techos y similares, realizada en centros de trabajo y recintos eléctricos cerrados. Como modificación se entiende también la ampliación o reducción de instalaciones eléctricas.

Trabajos en las proximidades de partes bajo tensión

Son actividades de todo tipo durante las cuales una persona penetra, con parte de su cuerpo u objetos, más allá de las distancias de protección según tabla 4, a partes bajo tensión, no provistas de una protección completa contra contactos directos, sin llegar a tocar las partes bajo tensión ni llegar a penetrar en la zona de peligro, cuando se den tensiones nominales de más de 1 kV.

Trabajos en partes bajo tensión

Son actividades de todo tipo durante las cuales una persona toca, con partes de su cuerpo u objetos, piezas bajo tensión, no provistas de una protección completa contra contactos directos, o alcance o penetre en la zona de peligro en el caso de tensiones nominales de más de 1 kV. El contacto de una persona con partes bajo tensión puede establecerse también a través de un fluido, por ejemplo, un chorro de agua.

Personal electrotécnico cualificado

Es aquél que, en base a su formación técnica, conocimientos y experiencias, así como por su conocimiento de las normas pertinentes, puede enjuiciar los trabajos que se le han encomendado y reconocer posibles peligros.

**Personal
(VDE 0105)**

Observación:

Para evaluar el grado de preparación técnica puede considerarse también una larga experiencia en el correspondiente campo de trabajo.

Personal capacitado en electrotecnia

Es aquél que ha sido instruido y, en caso necesario, entrenado por personal cualificado en las tareas encomendadas y sobre los posibles peligros en caso de comportamiento inadecuado, así como informado sobre los equipos y medidas de protección necesarios.

Lego

Es la persona no cualificada electrotécnicamente ni instruida.

1.1.3 Cuadros eléctricos de alta tensión blindados, prefabricados y de tipo probado

VDE 0670 parte 6

Cuadros eléctricos

Un concepto general que abarca las combinaciones de aparatos de maniobra con los correspondientes equipos de mando, medida, protección y control, así como módulos de aparatos y equipos de los tipos mencionados con las correspondientes conexiones, accesorios, blindajes y bastidores.

Tipos de cuadros eléctricos

Cuadros eléctricos blindados metálicamente

Cuadros eléctricos completos, exceptuándose las conexiones exteriores, con un blindaje metálico exterior que debe conectarse a tierra.

Cuadros eléctricos con tabiques metálicos

Son aquellos cuadros blindados, en los que sus elementos están dispuestos en celdas separadas unas de otras por un blindaje metálico (tabique) que debe conectarse a tierra.

Observación:

Este concepto es válido para aquellos cuadros eléctricos blindados metálicamente, que disponen de tabiques separadores con un grado de protección acorde con la norma designada como determinación VDE (véanse los grados de protección en la tabla 1.1/1), así como recintos separados, como mínimo, para los siguientes elementos:

- a) Para cada equipo de maniobra principal;
- b) Para las partes conectadas en un lado de un aparato de maniobra principal, por ejemplo, para un circuito de salida;
- c) Para las partes conectadas por el otro lado del aparato de maniobra principal, por ejemplo, barras colectoras; en el caso de barras colectoras múltiples debe estar dispuesto cada sistema de barras en un recinto separado.

Cuadros eléctricos con revestimiento metálico

Son los cuadros eléctricos blindados, que no disponen de tabiques metálicos.

Observación:

Este concepto se aplica a los cuadros eléctricos con blindaje metálico exterior y una de las siguientes características:

- a) Tabiques no metálicos, cuyo grado de protección sea igual al indicado en esta norma designada como determinación VDE (véanse los grados de protección en la tabla 1.1/1),
- b) tabiques metálicos o no metálicos, cuyo grado de protección sea menor que el indicado en esta norma designada como determinación VDE (véanse los grados de protección en la tabla 1.1/1),

- c) menor número de recintos separados por tabiques, de los necesarios en cuadros eléctricos con tabiques metálicos,
- d) sin tabiques.

Cuadros eléctricos terminados en fábrica

Son aquéllos que se han fabricado y comprobado bajo la responsabilidad del fabricante, y que se suministran como unidades de transporte.

Componentes

Componentes

Unidad de transporte

Cuadro eléctrico blindado metálicamente o partes del mismo, que pueden ser transportadas sin tener que ser desmontadas previamente.

Blindaje (metálico)

Envolvente de un cuadro eléctrico blindado, que impide la aproximación inadvertida de personal de servicio a partes sometidas a tensión fijas o móviles dispuestas en su interior, y que protegen el equipo montado en su interior frente a influencias externas.

Celda

Parte de un cuadro eléctrico blindado metálicamente, totalmente cerrado a excepción de aberturas para conexiones (eléctricas), servicio o ventilación.

Observación:

Una celda puede ser designada según el componente principal que contenga, por ejemplo, celda del interruptor de potencia, celda de barras colectoras.

Cubierta

Parte del blindaje externo de un cuadro eléctrico blindado metálicamente.

Tabique

Parte del blindaje de una celda, que lo separa de otras.

Puerta

Cubierta articulada o deslizante.

Tapa ciega (Shutter)

Pieza que puede disponerse en dos posiciones; en una de ellas permite la inserción de los contactos de una parte extraíble en un conector fijo y, en la otra, actúa como tapa o separador, apantallando los contactos fijos.

1.1 Aclaración de conceptos

Aislados pasante

Componente que sirve para el paso de un conductor a través de un separador o cubierta y que lo aísla de ellos, incluyendo los materiales para su fijación al separador o cubierta.

Elemento extraíble

Aquél que puede sacarse completamente del cuadro eléctrico blindado metálicamente, aunque el circuito principal esté bajo tensión.

Elemento parcialmente extraíble

Aquél que puede ser llevado a una posición, en la que se establece un tramo de aislamiento o se interpone un separador de aislamiento, permaneciendo mecánicamente unido al blindaje (por ejemplo, elemento tipo cajón, carro conteniendo aparatos de maniobra tales como interruptores de potencia, seccionadores bajo carga o transformadores de medida).

Separador de aislamiento

Concepto general aplicable a una disposición de conductores y piezas metálicas conectadas a tierra, que se interponen entre los conductores de tal manera que sólo pueden establecerse defectos de aislamiento con tierra.

Protección de personas, aparatos y componentes

Protección humana

Protección de personas

La que se establece para evitar una aproximación peligrosa a partes móviles o bajo tensión:

En el caso de cuadros eléctricos con tabiques metálicos, el grado de protección correspondiente a cubiertas y tabiques separadores debe indicarse por separado.

En el caso de cuadros eléctricos de maniobra con revestimiento metálico basta con indicar el grado de protección correspondiente a las cubiertas.

El grado de protección debe indicarse de acuerdo con las designaciones reflejadas en la tabla 1.1/1:

Grado de protección de personal

Tabla 1.1/1 Designación y significado del grado de protección

Designación	Grado de protección
IPH 2	Protección contra aproximación a partes bajo tensión y contra contactos de los dedos con partes interiores móviles.
IPH 3	Protección contra aproximación a partes bajo tensión y contra contactos con partes móviles internas, establecidos a través de herramientas, alambre y objetos similares de grosores mayores de 2,5 mm.
IPH 6	Protección completa contra aproximación a partes bajo tensión y contra contactos con partes internas móviles.

Protección de aparatos y componentes frente a influencias externas

Protección contra la penetración de cuerpos extraños:

No se establecen requisitos adicionales a los establecidos en la tabla 1.1/1.

**Protección
de aparatos
y componentes**

Posiciones de elementos extraíbles o carros de maniobra

Posición de servicio

Aquella en la que se encuentra una parte extraíble, en la que está totalmente conectada para su función normal prevista.

Observación:

La posición de puesta a tierra no se considera como posición de servicio.

Posición de aislamiento

Aquella en la que una parte parcialmente extraíble establece un tramo de separación o aislamiento, manteniéndose la unión mecánica de dicha parte con el blindaje.

Posición de prueba

Posición de separación, en la que permanecen conectados los circuitos de control (véase la sección 1.1.8), de forma que permite la prueba de la función mecánica de la parte extraíble.

Posición extraída

Aquella en que la parte se encuentra fuera del blindaje y separada mecánicamente del mismo.

Posición de puesta a tierra

Aquella en que cerrando un aparato de maniobra se pone a tierra y en cortocircuito el circuito principal.

**Posiciones
de elementos
extraíbles o carros
de maniobra**

Magnitudes características

Las magnitudes características de cuadros eléctricos blindados metálicamente son:

- a) Tensión nominal y número de conductores,
- b) nivel nominal de aislamiento,
- c) frecuencia nominal,
- d) intensidades nominales,
- e) intensidad nominal de corta duración e impulso nominal de corriente de circuitos principales y de puesta a tierra,
- f) clases de protección,
- g) valores nominales de componentes integrantes de los cuadros eléctricos blindados metálicamente.

**Magnitudes
características**

1.1.4 Aparatos de maniobra de alta tensión

Magnitudes características, generalidades

Magnitudes nominales

Magnitudes características son las denominadas nominales, que sirven para definir las condiciones de trabajo, para las que se han diseñado y fabricado los aparatos de maniobra.

Los aparatos de maniobra y todos los restantes medios de servicio deben diseñarse para los datos de la red aplicables al correspondiente lugar de utilización. Los datos de la red determinan de este modo las magnitudes o datos nominales de los aparatos. La tabla 1.1/2 muestra las magnitudes nominales (definición más adelante), según las cuales han de diseñarse los aparatos.

Capacidad de aislamiento (VDE 0111 parte 1)

Capacidad de aislamiento

Es la capacidad de una instalación o una parte de la misma de soportar todas las tensiones según una evolución temporal dada hasta una magnitud correspondiente a la tensión soportable. Son éstas tensiones a la frecuencia de servicio y sobretensiones de mayor frecuencia. Las sobretensiones pueden ser tanto de origen interno (procesos de maniobra y contactos a tierra) como externo (descargas atmosféricas).

Para la comprobación de la capacidad de aislamiento se utilizan impulsos de tensión soportable para sobretensiones externas y tensiones alternas soportables para las internas.

La capacidad de aislamiento se expresa mediante el concepto de nivel nominal de aislamiento. Para los distintos niveles nominales de aislamiento se han fijado determinados impulsos de tensión soportable y tensiones alternas soportables (Tabla 1.1/3).

Tabla 1.1/2 Magnitudes características (x) para aparatos de maniobra de alta tensión

Aparatos de maniobra	Magnitudes nominales	Capacidad de aislamiento	Tensión nominal	Intensidad de servicio nominal	Impulso de corriente nominal	Capacidad de maniobra		
						Intensidad nominal de desconexión	Intensidad nominal de desconexión en cortocircuito	Intensidad nominal de conexión en cortocircuito
Interruptores de potencia	x	x	x	x	—	—	x	x
Seccionadores bajo carga	x	x	x	x	—	x	—	x
Seccionadores	x	—	x	x	x	—	—	—
Interruptores de puesta a tierra	x	—	—	—	x	—	—	—
Interruptores de puesta a tierra con poder de cierre	x	x	—	—	—	—	—	x
Contactores	x	x	x	x	x	—	x	x ¹⁾
Cartuchos fusibles	—	x	x	x	—	—	x	—
Bases de fusibles	x	—	x	x	—	—	—	—

¹⁾ No en caso de estar establecido el cortocircuito

Tabla 1.1/3
 Nivel nominal de aislamiento normalizado en un margen de tensión $1 \text{ kV} < U_m < 52 \text{ kV}$

Tensión máxima para medios de servicio U_m	Designación anterior según VDE 0111 Aislamiento nominal (serie)		Impulso de tensión nominal soportable U_{rB} (valor pico) en caso de rayo		Tensión alterna nominal soportable U_{rW} (valor eficaz)
	Lista 1	Lista 2	Lista 1	Lista 2	
kV			kV	kV	kV
3,6	3S	3N	20	40	10
7,2	6S	6N	40	60	20
12	10S	10N	60	75	28
17,5	15S	15N	75	95	38
24	20S	20N	95	125	50
36 ¹⁾	30S	30N	145	170	70

Nivel nominal de aislamiento (VDE 0111 parte 1)

¹⁾ En las redes existentes con una tensión máxima de servicio $U_{b \text{ max}} = 40 \text{ kV}$ pueden utilizarse medios de servicio con un nivel de aislamiento según lista 2 para $U_m = 36 \text{ kV}$

Impulso de tensión soportable de maniobra (descarga atmosférica), valor estadístico

Pico de un impulso de tensión de maniobra (descarga atmosférica), que soporta un aislamiento bajo condiciones preestablecidas con una probabilidad igual a la de referencia fijada. Esta probabilidad de referencia se ha seleccionado en estas determinaciones como de un 90%.

El concepto estadístico del impulso de tensión soportable sólo es aplicable a aislamientos autorregenerantes.

Tensiones soportables (VDE 0111 parte 1)

Impulso de tensión soportable de maniobra (descarga atmosférica), valor convencional

Pico de un impulso de tensión de maniobra (descarga atmosférica), que no debe perforar un aislamiento, al ser probado éste con un número determinado de sollicitaciones a tensión soportable bajo determinadas condiciones.

Este concepto es aplicable, en especial, a aislamientos no autorregenerantes.

Impulso de tensión nominal soportable de maniobra (descarga atmosférica) $U_{rS}(U_{rB})$

Pico prescrito del impulso de tensión soportable de maniobra (descarga atmosférica), que caracteriza el aislamiento de un medio de servicio en lo que se refiere a su rigidez dieléctrica.

Observación:

Dependiendo del tipo de aislamiento y de conformidad con lo establecido por el comité competente para el producto, los ensayos dieléctricos deben demostrar, opcionalmente, lo siguiente:

- ▷ que el valor estadístico del impulso de tensión soportable de maniobra (descarga atmosférica) es igual o mayor que el impulso de tensión nominal soportable;
- ▷ que el valor convencional del impulso de tensión soportable de maniobra (descarga atmosférica) es igual o mayor que el impulso de tensión nominal soportable.

1.1 Aclaración de conceptos

Tensión alterna nominal soportable U_{rw}

Valor eficaz prescrito de una tensión alterna sinusoidal, que debe soportar un medio de servicio bajo condiciones preestablecidas durante un tiempo determinado, normalmente no mayor de un minuto (ensayo de tensión alterna de breve duración).

Tensión nominal (VDE 0670)

Tensión nominal

La tensión nominal es una magnitud característica en base a la que se dimensionan los medios de servicio en lo referente a la tensión a la frecuencia de la red. Frente a esto, la tensión de servicio es la tensión aplicada en la realidad.

En lo referente a tensiones máximas para medios de servicio U_m , véase la tabla 1.1/3 "Nivel nominal de aislamiento normalizado".

Intensidad nominal de servicio (VDE 0670)

Intensidad nominal de servicio

La intensidad nominal de servicio es una magnitud característica, para la cual se diseñan los medios de servicio en lo referente al calentamiento admisible.

Impulso de corriente nominal

Impulso de corriente nominal

El máximo valor instantáneo de la corriente de cortocircuito es el impulso de la corriente de cortocircuito. De acuerdo con este impulso de corriente de la red se indica para los medios de servicio un impulso nominal, que es determinante para la sollicitación dinámica (para aparatos de maniobra en estado de conexión).

Capacidad de maniobra (VDE 0670)

Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito o intensidad nominal de ruptura

Es la intensidad máxima de la corriente simétrica de cortocircuito a desconectar, a la que se refieren los demás datos nominales.

Tratándose de seccionadores bajo carga, para los que se indica una intensidad nominal de ruptura, es la intensidad de servicio que puede ser desconectada.

Intensidad nominal de cierre en cortocircuito

Para aquellos aparatos de maniobra que deben ser capaces de conectar en cortocircuito, se indica una intensidad nominal de cierre en cortocircuito. Para poderse efectuar la conexión con seguridad, dicha intensidad debe ser, como mínimo, igual al impulso de la corriente de cortocircuito que se establezca en el lugar de aplicación, ya que durante la conexión es el impulso de la corriente de cortocircuito el que se establece como intensidad de cierre.

Conceptos generales sobre aparatos de maniobra de alta tensión

VDE 0670

Circuito principal

Circuito principal

Todas las partes conductoras de un aparato de maniobra que pertenezcan al circuito que debe conectarse y desconectarse.

Polo

Aquella parte de un aparato de maniobra que pertenece exclusivamente a una de las vías eléctricas separadas del circuito principal, sin considerar aquellas piezas que sirven para la fijación y actuación de todos los polos conjuntamente.

Posición cerrada

Aquella en la que queda asegurada la unión conductora prevista en el circuito principal.

Posición abierta

Aquella que garantiza la distancia disruptiva prevista en seccionadores y seccionadores bajo carga, o la distancia de aislamiento en interruptores de potencia, entre los contactos abiertos del circuito principal.

Temperatura ambiente

Es la temperatura del aire que rodea el aparato de maniobra, determinada bajo ciertas condiciones; por ejemplo, en el caso de aparatos de maniobra blindados, el aire exterior al blindaje.

Temperatura ambiente y sobretemperatura

Sobretemperatura (de una parte del aparato de maniobra)

La diferencia entre la temperatura de dicha parte y la temperatura ambiente.

Componentes

Contacto

Dos o más conductores con la finalidad de establecer el paso de corriente cuando entran en contacto y que, a consecuencia de su movimiento relativo, abren o cierran un circuito durante su maniobra.

Observación:

Véase la observación relativa a pieza de contacto.

Contactos

Pieza de contacto

Uno de los conductores integrantes de un contacto.

Observación:

Cuando no de lugar a malentendidos puede utilizarse la expresión “contacto” en vez de “pieza de contacto”.

Contacto principal

Contacto en el circuito principal de un aparato de maniobra, que en posición cerrada conduce la corriente de dicho circuito.

Contactos en el circuito principal

1.1 Aclaración de conceptos

Contacto de ruptura (consumible) — no aplicable a seccionadores e interruptores de puesta a tierra

Contacto en el que se establece el arco eléctrico.

Observación:

Un contacto de ruptura puede utilizarse como contacto principal. Puede ser un contacto separado, configurado de tal forma que abra después o cierre antes que otros contactos, que se quieran proteger para que no sufran daños.

**Aparatos
y componentes
en circuitos de
control y auxiliares**

Circuito de control

Todas las partes conductoras de un aparato de maniobra que no pertenezcan al circuito principal y que se utilicen para controlar los movimientos de conexión y/o desconexión.

Circuito auxiliar

Todas las partes conductoras de un aparato de maniobra pertenecientes a circuitos que no sean ni el principal ni los de control.

Observación:

Algunos circuitos auxiliares cubren funciones adicionales, tales como indicación de posición, enclavamiento, etc, y pueden ser así partes del circuito de control de otro aparato de maniobra.

Contacto de control

El que se encuentra en el circuito de control de un aparato de maniobra y es accionado mecánicamente por éste.

Contacto auxiliar

El que se encuentra en el circuito auxiliar y es accionado mecánicamente por el aparato de maniobra.

Contacto de cierre

Contacto de control o auxiliar que está cerrado cuando los contactos principales del aparato de maniobra están cerrados, y abierto cuando están abiertos.

Contacto de apertura

Contacto de control o auxiliar que está abierto cuando los contactos principales del aparato de maniobra están cerrados, y cerrado cuando están abiertos.

Indicador de posición

Aparato local que indica si los contactos del circuito principal se encuentran en posición abierta o cerrada. La indicación puede tener lugar por vía eléctrica y/o por vía mecánica.

Señalizador de posición

Parte de un aparato de maniobra que, encontrándose, por lo general, en un lugar alejado del seccionador o del interruptor de puesta a tierra, permite emitir una señal que indica si los contactos del circuito principal están en posición cerrada o abierta.

Dispositivo de enclavamiento

Dispositivo que hace depender la actuación de un aparato de maniobra de la posición o actuación de una o varias partes de la instalación.

Interruptores de potencia

VDE 0670 parte 101

Conceptos generales

Interruptor de potencia (mecánico)

Aparato mecánico capaz de conectar, conducir y desconectar las corrientes que se establecen en el circuito en condiciones normales y de conectar, conducir por un tiempo determinado y desconectar las corrientes que se establecen en el circuito bajo determinadas condiciones anormales, como por ejemplo, en caso de cortocircuito.

**Interruptores,
generalidades**

Observación:

Por lo general no se prevé la operación frecuente de un interruptor de potencia, aunque algunos tipos sean apropiados para maniobras frecuentes (por ejemplo, los interruptores de potencia al vacío).

Interruptores de potencia para interiores

Son los previstos para montaje exclusivo dentro de un edificio o carcasa donde están protegidos contra viento, lluvia, nieve, depósitos anormales de suciedad, condensación anormal, hielo y escarcha.

Reencendido

Nuevo inicio de la circulación de la corriente eléctrica entre los contactos de un interruptor de potencia durante un proceso de desconexión, después de una pausa exenta de corriente de menos de un cuarto de período de la frecuencia de servicio.

**Reencendido
y restablecimiento**

Restablecimiento

Nuevo inicio de la circulación de la corriente eléctrica entre los contactos de un interruptor de potencia durante un proceso de desconexión, después de una pausa exenta de corriente de más de un cuarto de período de la frecuencia de servicio.

	Maniobra, operación
Operación, ciclo y secuencia de maniobra	<p><i>Maniobra, operación, movimiento de los contactos</i></p> <p>Transición del (de los) contacto(s) móvil(es) de una posición a la adyacente.</p> <p>Observación 1: Esto puede implicar tanto cerrar como abrir.</p> <p>Observación 2: Si es necesaria una diferenciación, puede denominarse la maniobra en sentido eléctrico (por ejemplo, conectar o desconectar) como “proceso de maniobra” y, en sentido mecánico (por ejemplo, cerrar o abrir), como “movimiento de maniobra”.</p> <p><i>Ciclo</i></p> <p>Secuencia de todos los movimientos desde una posición a otra y vuelta a la posición de partida, pasándose, caso de existir, por todas las posiciones intermedias.</p> <p><i>Secuencia</i></p> <p>Sucesión de movimientos establecidos de maniobra a intervalos fijados.</p>
Cerrar, abrir	<p><i>Cerrar</i></p> <p>Operación durante la cual el interruptor de potencia se lleva de su posición abierta a su posición cerrada.</p> <p><i>Abrir</i></p> <p>Operación, durante la cual el interruptor de potencia se lleva de su posición cerrada a su posición abierta.</p> <p><i>Reenganche automático</i></p> <p>Secuencia de un interruptor de potencia, según la cual a un proceso de apertura le sigue un proceso automático de cierre después de un tiempo fijado (interrupción breve).</p>
Tipos de operación	<p><i>Operación manual dependiente</i></p> <p>Operación por la sola fuerza del hombre de tal modo que la velocidad y la fuerza del movimiento de maniobra dependen de la acción del operador.</p> <p><i>Operación mecánica dependiente</i></p> <p>Operación con energía no humana, en la que la finalización del movimiento de maniobra depende de la continuidad de la aportación de energía (a las bobinas magnéticas, a los motores eléctricos o actuadores neumáticos, etc.).</p> <p><i>Operación con acumulación de energía</i></p> <p>Operación mediante una energía que se acumula en el mismo mecanismo de accionamiento antes de finalizado el movimiento de maniobra, bastando dicha energía acumulada para completar el movimiento bajo las condiciones previstas.</p>

Observación:

Estas operaciones pueden diferenciarse según el tipo de:

1. Acumulación de energía (muelle, peso, etc.)
2. Fuente de energía (manual, eléctrica, etc.)
3. Liberación de energía (manual, eléctrica, etc.)

Operación manual independiente

Es aquella operación con acumulación de energía en la que ésta es aportada manualmente, acumulada de una vez y liberada, de forma que la velocidad y la fuerza del movimiento de maniobra son independientes de la actuación del operador.

Interruptor de potencia con disparo libre

Disparo libre

Es aquél, cuyos contactos móviles, caso de iniciarse una desconexión, una vez iniciado un proceso de conexión, retornan a la posición de apertura y se mantienen en ella, aunque se mantenga la orden de conexión.

Observación:

Para garantizar la perfecta interrupción de la corriente, que ha podido comenzar ya a circular, puede ser necesario el que los contactos alcancen la posición cerrada durante un corto espacio de tiempo.

Interruptor de potencia con bloqueo de conexión

Bloqueo de conexión

Es aquél en que ninguno de los contactos móviles puede conectar una corriente, una vez dada la orden de cierre, mientras perduren las condiciones que dan lugar a la apertura.

Disparadores

Disparadores

Generalidades

Dispositivos mecánicos unidos a los interruptores de potencia, que liberan el dispositivo de retención y permiten la apertura o el cierre del interruptor.

Disparadores no retardados

Aquéllos que trabajan sin retardos intencionales.

Disparadores de corriente de cierre

Aquéllos que desencadenan la apertura de un interruptor de potencia durante un movimiento de cierre sin un retardo intencionado, cuando la corriente de cierre sobrepasa un valor predeterminado, y que no actúan si está cerrado el interruptor.

Disparadores de sobreintensidad

Disparadores de sobreintensidad

Aquéllos que desencadenan la apertura de un interruptor de potencia, con o sin retardo, cuando la intensidad en el disparador sobrepase un valor preestablecido.

1.1 Aclaración de conceptos

Disparadores de sobreintensidad con retardo independiente

Aquéllos que trabajan con un determinado retardo graduable, pero independiente de la magnitud de la sobreintensidad.

Disparadores de sobreintensidad con retardo dependiente

Aquéllos que trabajan con un retardo inverso a la magnitud de la sobreintensidad.

Observación:

Tales disparadores pueden diseñarse de modo que el retardo tienda a un determinado valor mínimo para valores altos de la sobreintensidad.

Disparadores primarios

Aquéllos que son activados directamente por la corriente del circuito principal de un interruptor de potencia.

Disparadores secundarios

Aquéllos que son alimentados por la corriente del circuito principal de un interruptor de potencia a través de un transformador de intensidad o de un shunt.

Disparadores auxiliares

Disparadores auxiliares

Aquéllos que son alimentados por una fuente de tensión.

Observación:

Dicha fuente puede ser independiente de la tensión del circuito principal.

Disparadores de mínima tensión

Disparadores de mínima tensión

Son aquéllos que desencadenan la apertura retardada o no retardada de un interruptor de potencia, cuando la tensión en los bornes del disparador disminuye por debajo de un valor prefijado.

Intensidad de respuesta y valor de ajuste de los disparadores de sobreintensidad

Intensidad de llamada (de un disparador de sobreintensidad)

Valor de la intensidad para el que actúa el disparador una vez alcanzado o sobrepasado dicho valor.

Valor de ajuste de la intensidad (de un disparador de sobreintensidad)

Valor de la intensidad de respuesta al que se ajusta el disparador y para el que se establecen sus características de trabajo.

Magnitudes características de interruptores de potencia

VDE 0670 parte 102

(Figura 1.1/3)

Valor nominal

Valor nominal

Valor indicado para una de las magnitudes características, que sirven para definir las condiciones de trabajo para las que se ha diseñado o construido el interruptor de potencia.

Observación:

En lo referente a determinados valores nominales, consúltese la publicación CEI 56-2 (VDE 0670 parte 102) “Clasificación de interruptores de potencia de alta tensión y corriente alterna”.

Valor de cálculo de la intensidad

(en un circuito con interruptor de potencia)

Intensidad que circularía en un circuito, si cada polo del interruptor de potencia se sustituyera por un conductor con impedancia despreciable.

Valor de cálculo de las intensidades de cortocircuito

Observación:

El concepto “valor de cálculo” puede aplicarse de igual modo a cualquier intensidad definida, por ejemplo, valor de cálculo de la intensidad de ruptura, valor de cálculo del impulso de corriente.

Valor de cálculo del impulso de corriente

Pico de la primera gran semionda de la intensidad de cálculo durante el proceso de compensación después de iniciado el flujo de corriente.

Impulsos de corriente (valores pico)

Observación:

Este concepto presupone la conexión de la corriente a través de un interruptor de potencia ideal, es decir, una transición instantánea y simultánea de la impedancia entre los bornes de conexión de cada polo desde un valor infinito a cero.

El valor pico depende del punto en que se encuentre la onda de tensión aplicada a los bornes de conexión de cada polo en el instante en que comienza el flujo de la corriente.

Valor de cálculo máximo del impulso de corriente

Es el valor de cálculo del impulso de corriente, cuando el comienzo de flujo de la misma se establece de tal modo que se alcance el máximo valor posible.

Observación:

En un circuito polifásico sólo se establece el valor máximo de cálculo del impulso de corriente en una de las fases.

Impulso de la corriente de cierre

Valor pico de la primera gran semionda de la intensidad en un polo de un interruptor de potencia durante el proceso de compensación, una vez comenzado el flujo de la corriente en un proceso de conexión.

Observación:

El valor pico puede variar de polo a polo y de un proceso de conexión a otro, puesto que depende del punto en que se encuentre la onda de la tensión aplicada en el instante de iniciarse el flujo de la corriente.

1.1 Aclaración de conceptos

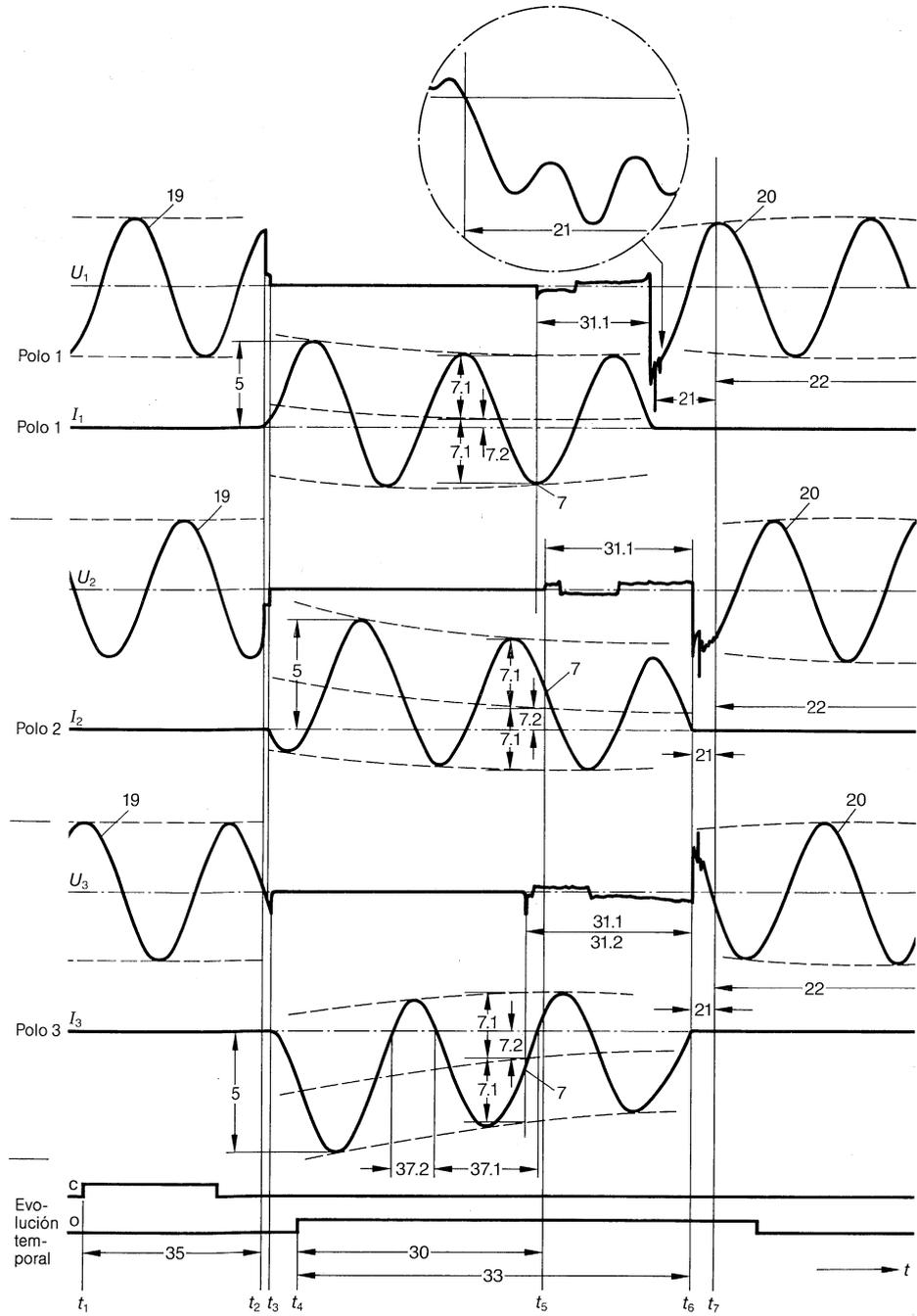


Figura 1.1/3
Oscilograma típico del ciclo conexión-desconexión para los tres polos de un interruptor de potencia en caso de cortocircuito trifásico

Impulso de intensidad

Valor pico de la primera gran semionda de la intensidad durante el proceso de compensación una vez comenzado el flujo de corriente (N° 5)¹⁾.

Intensidad de ruptura

Intensidad en un polo del interruptor de potencia en el instante del establecimiento del arco eléctrico durante un proceso de desconexión (N° 7)¹⁾.

**Intensidad
de ruptura**

Observación:

La forma de evaluar e indicar la intensidad de ruptura se establece en la publicación CEI 56-2 (VDE 0670 parte 102).

¹⁾ Número indicativo en la figura 1.1/3

◀ Aclaraciones a la figura 1.1/3

U_1	Tensión entre los terminales del polo de primera extinción
I_1	Intensidad en el polo de primera extinción
U_2, U_3	Tensiones en los terminales de los otros dos polos
I_2, I_3	Intensidades en los otros dos polos
c	Orden de conexión, por ejemplo, tensión aplicada a los bornes del disparador de conexión
o	Orden de desconexión, por ejemplo, tensión en los bornes del disparador de desconexión
t_1	Instante en que se activa el cierre
t_2	Instante en que comienza el flujo de corriente en el circuito principal
t_3	Instante en que la corriente circula por todos los polos
t_4	Instante de aplicación de la energía auxiliar al disparador de desconexión
t_5	Instante en que se separan los contactos consumibles en todos los polos (o en el que se establecen todos los arcos eléctricos)
t_6	Instante en que se han extinguido los arcos en todos los polos
t_7	Instante en que se ha reducido a 0 la tensión de compensación en el polo de última extinción
5	Impulso de corriente de cierre
7	Intensidad de ruptura
7.1	Valor pico de la componente alterna (véase la figura 1.1/2)
7.2	Componente continua (véase la figura 1.1/2)
19	Tensión aplicada
20	Tensión de restablecimiento
21	Tensión transitoria
22	Tensión de restablecimiento a la frecuencia de servicio
30	Tiempo de apertura (hasta la separación de los contactos de ruptura)
31.1	Duración del arco en un polo
31.2	Duración del arco en un interruptor de potencia tripolar
33	Tiempo de desconexión
35	Tiempo de conexión
37.1	Gran semionda
37.2	Pequeña semionda

1.1 Aclaración de conceptos

Capacidad de maniobra

Capacidad de cierre

Valor del impulso de corriente máximo de cálculo, que puede conectar un interruptor de potencia a una tensión dada bajo las condiciones prescritas de aplicación y comportamiento.

Observación:

Respecto a las condiciones de aplicación y comportamiento veáanse, complementariamente, los últimos dos apartados sobre capacidad de maniobra.

Capacidad de ruptura

Valor de la corriente de cálculo de ruptura, que puede desconectar un interruptor de potencia a una tensión dada bajo las condiciones prescritas de aplicación y comportamiento.

Observación:

Respecto a las condiciones de aplicación y comportamiento veáanse, complementariamente, los dos apartados siguientes sobre capacidad de maniobra.

Capacidad de cierre o ruptura en cortocircuito

Capacidad de cierre o ruptura cuando se establece un cortocircuito en los bornes de conexión del interruptor de potencia bajo las condiciones dadas de aplicación y comportamiento.

Capacidad de cierre o ruptura bajo condiciones asíncronas

Capacidad de cierre o ruptura en el caso de pérdida o falta de sincronismo entre las partes de la red antes y después del interruptor de potencia bajo las condiciones determinadas de aplicación y comportamiento.

Cortocircuito a distancia

Cortocircuito a distancia

Cortocircuito en una línea aérea a una distancia corta, no despreciable, de los bornes de conexión del interruptor de potencia.

Observación:

Por regla general, dicha distancia no será mayor de unos kilómetros.

Corrientes soportables

Corriente soportable de corta duración

Corriente que puede conducir un interruptor de potencia en posición cerrada durante un tiempo corto determinado bajo las condiciones establecidas de aplicación y comportamiento.

Impulso de corriente soportable

Valor del impulso de corriente que soporta un interruptor de potencia en posición cerrada bajo las condiciones determinadas de aplicación y comportamiento.

Tensión aplicada (N° 19)¹⁾**Tensiones**

Tensión entre los terminales de un polo de un interruptor de potencia inmediatamente antes de conectar la corriente.

Tensión de restablecimiento (N° 20)¹⁾

Tensión que se establece entre los terminales de un polo del interruptor de potencia después de interrumpir la corriente.

Observación:

En la evolución de esta tensión pueden distinguirse dos períodos sucesivos. En el primer período (hasta t_7)¹⁾ se establece un transitorio; en el segundo se tiene una onda a la frecuencia de servicio (a partir de t_7)¹⁾.

Tensión transitoria de restablecimiento (N° 21)¹⁾

Tensión de restablecimiento en el período en que tiene una evolución transitoria típica.

Observación 1:

La tensión transitoria de restablecimiento puede evolucionar, dependiendo de las características del circuito y del interruptor de potencia, de una forma periódica, aperiódica o combinada. En caso dado puede contener el desplazamiento de la tensión del punto estrella en un sistema polifásico.

Observación 2:

Caso de no establecerse lo contrario, en circuitos trifásicos se entiende como tensión transitoria de restablecimiento la que se establece en el polo de primera extinción, ya que, por lo general, ésta es mayor que las que se establecen en los otros dos polos.

Tensión de restablecimiento a la frecuencia de servicio (N° 22)¹⁾

Tensión de restablecimiento una vez transcurrido el proceso transitorio.

Conceptos temporales**Tiempo propio de desconexión (tiempo de apertura hasta la separación de los contactos de ruptura) (N° 30)¹⁾****Tiempo de apertura**

El tiempo de apertura hasta la separación de los contactos de ruptura de un interruptor de potencia se define más adelante, según el tipo de disparador, ajustándose al tiempo mínimo, o incluso si ello es posible, desactivando totalmente, los equipos de retardo que sean parte integrante del interruptor de potencia.

- a) Tratándose de un interruptor de potencia disparado con cualquier tipo de energía auxiliar, el tiempo de apertura cuenta desde el instante en que se lleva la energía auxiliar al disparador del interruptor de potencia, estando cerrado el interruptor, hasta el instante de la separación de los contactos consumibles en todos los polos.

¹⁾ Número indicativo de la figura 1.1/3

1.1 Aclaración de conceptos

- b) Tratándose de un interruptor de potencia disparado por la corriente del circuito principal sin energía auxiliar, el tiempo de apertura se cuenta entre el instante en que la intensidad del circuito principal alcanza el valor de respuesta del disparador de sobreintensidad, estando el interruptor cerrado, y el instante en que se separan los contactos consumibles en todos los polos.

Duración del arco eléctrico

Duración del arco eléctrico en un polo (N° 31.1)¹⁾

El período de tiempo entre el inicio del arco eléctrico y su extinción definitiva en dicho polo.

Duración del arco eléctrico en un interruptor de potencia multipolar (N° 31.2)¹⁾

Tiempo transcurrido entre el inicio del primer arco eléctrico y la extinción de los arcos en todos los polos.

Corriente crítica (de ruptura)

Valor de la intensidad de la corriente de ruptura, menor que el de ruptura nominal, para el que la duración del arco eléctrico alcanza un máximo, siendo dicha duración considerablemente más larga que para la intensidad nominal de ruptura.

Tiempo de ruptura (N° 33)¹⁾

Tiempo transcurrido entre el comienzo del tiempo de apertura de un interruptor de potencia y el final de la duración del arco eléctrico.

Tiempo propio de cierre (tiempo de cierre)

Tiempo transcurrido entre el inicio del movimiento de conexión y el instante de establecimiento de contacto en todos los polos.

Observación:

El tiempo de cierre contiene los tiempos propios de todos los equipos auxiliares necesarios para el cierre del interruptor de potencia y que sean parte integrante del mismo.

Tiempo de cierre (N° 35)¹⁾

Tiempo transcurrido entre el inicio del movimiento de conexión y el instante en que comienza a fluir la corriente en el circuito principal.

Observación:

El tiempo de cierre contiene el tiempo propio de todos los equipos auxiliares necesarios para la conexión del interruptor de potencia e integrantes del mismo.

Tiempo muerto (en caso de reenganche automático)

Tiempo transcurrido entre la extinción definitiva de los arcos eléctricos en todos los polos durante la desconexión y el primer establecimiento de corriente en algún polo en la siguiente conexión.

1) Número indicativo de la figura 1.1/3

Semionda (de la intensidad) (N° 37)¹⁾

Aquella parte de la onda de intensidad entre dos pasos consecutivos por 0.

Observación:

Se distingue entre una semionda mayor o menor, según que el tiempo transcurrido entre dos pasos consecutivos por 0 sea mayor o menor que el semiperíodo de la componente alterna de la intensidad.

Seccionadores e interruptores de puesta a tierra

VDE 0670 parte 2

Conceptos generales

Seccionadores

Aparato mecánico de maniobra que establece en estado de apertura una distancia de aislamiento adecuada para los requisitos aquí establecidos.

Un seccionador es capaz de abrir y cerrar un circuito, bien cuando se conecta o desconecta una corriente de intensidad despreciable, o bien cuando no se establece una variación significativa de la tensión entre los terminales de cada polo del seccionador. También es capaz de conducir corriente bajo las condiciones normales de servicio y, durante un tiempo determinado, corrientes bajo condiciones anormales como en el caso de cortocircuito.

Observación:

“Corriente de intensidad despreciable”, incluye las corrientes capacitivas de aisladores pasantes, barras colectoras, conexiones, longitudes muy cortas de cables e intensidades de transformadores de tensión.

Interruptores de puesta a tierra

Aparatos mecánicos de maniobra para conectar a tierra partes de un circuito, capaces de soportar intensidades bajo condiciones anormales, como en el caso de cortocircuito, durante un tiempo establecido, pero a los que no se les exige el conducir corrientes normales de servicio.

Observación 1:

Un interruptor de puesta a tierra puede tener una intensidad nominal de cierre.

Observación 2:

Los interruptores de puesta a tierra pueden estar combinados con seccionadores.

**Interruptores,
generalidades**

1) Número indicativo de la figura 1.1/3

1.1 Aclaración de conceptos

Seccionador o interruptor de puesta a tierra para interiores

Aquél que se utiliza sólo para su montaje en un edificio o carcasa, donde está protegido contra viento, lluvia, nieve, depósitos anormales de suciedad, condensación anormal, hielo y escarcha.

Maniobra, operación

Maniobra, operación

Maniobra, operación

Transición del contacto móvil o de los contactos móviles de la posición cerrada a la abierta o a la inversa.

Observación 1:

Esto puede significar tanto un cierre como una apertura.

Observación 2:

Si es necesaria una diferenciación, a la “maniobra” en sentido eléctrico, por ejemplo, conectar o desconectar, puede denominársela como operación de maniobra y “operación” en sentido mecánico, por ejemplo, abrir o cerrar, como operación mecánica.

Cerrar

Operación por la cual se lleva el seccionador o interruptor de puesta a tierra de su posición abierta a la cerrada.

Abrir

Operación por la que se lleva el seccionador o el interruptor de puesta a tierra de su posición cerrada a la abierta.

Ciclo

Sucesión de operaciones de una posición a otra y vuelta a la primera posición, pasándose por todas las demás posiciones, caso de existir éstas.

Observación:

Una sucesión de operaciones, que no configuren un ciclo, puede denominarse como “secuencia de maniobra”.

Tipos de operación

Operación manual dependiente

Operación por la sola fuerza del hombre, de tal modo que la velocidad y la fuerza del movimiento de maniobra dependan de la actuación del operador.

Operación mecánica dependiente

La que se efectúa por medio de energías distintas de la humana, dependiendo la terminación del movimiento de maniobra de la continuidad de la aportación de energía, por ejemplo, a las bobinas magnéticas, accionamientos eléctricos o neumáticos.

Operación con acumulador de energía

Aquella que se realiza por medio de una energía acumulada antes de la operación en el propio mecanismo de accionamiento y que basta para finalizar éste bajo las condiciones previstas.

Observación:

Las operaciones con acumulación de energía pueden distinguirse según el tipo de

- (1) acumulación de energía (muelle, peso, etc.),
- (2) fuente de energía (manual, eléctrica, etc.),
- (3) liberación de la energía (manual, eléctrica, etc.).

Operación manual independiente

Aquella operación con acumulador de energía en la que ésta se aplica manualmente, se almacena y libera de una vez, de forma que la velocidad y la fuerza del movimiento son independientes de la actuación del operador.

Interruptores y seccionadores bajo carga

VDE 0670 parte 3

Conceptos generales

Interruptores bajo carga (mecánicos)

Aquéllos capaces tanto de conectar, conducir y desconectar las corrientes establecidas en la red bajo condiciones normales — dentro de las cuales puede considerarse también una cierta sobrecarga de servicio — como también de conducir durante un tiempo determinado las corrientes establecidas en la red bajo ciertas condiciones anormales, como es el caso del cortocircuito. Un interruptor bajo carga puede ser también capaz de conectar corrientes de cortocircuito, no siendo, sin embargo, capaz de desconectarlas.

**Interruptores,
distancia entre
contactos y
distancia de
aislamiento**

Seccionadores bajo carga

Son aquellos interruptores bajo carga que cumplen, en su posición abierta, los requisitos establecidos en cuanto a la distancia de aislamiento.

Interruptor bajo carga de uso general

El de aplicación universal en el servicio de la red con una capacidad de maniobra dada por VDE 0670 parte 3, tabla XI. La capacidad nominal de ruptura bajo carga es, como mínimo, igual a la intensidad nominal de servicio.

Interruptores bajo carga para interiores

Los previstos para su montaje en un edificio o carcasa, donde están protegidos contra viento, lluvia, nieve, depósitos anormales de suciedad, condensaciones anormales, hielo y escarcha.

Distancia entre contactos

Distancia disruptiva entre las piezas de contacto abiertas o entre partes conductoras cualesquiera unidas con aquéllas en un polo de un interruptor bajo carga.

1.1 Aclaración de conceptos

Distancia de aislamiento

La que cumple con los requisitos de seguridad establecidos para seccionadores.

Maniobra, operación

Ciclo de maniobra

Un proceso de conexión, seguido de uno de desconexión, con un determinado retardo intencionado entre los distintos movimientos, que basta para que se anulen las corrientes de compensación que pudieran establecerse.

Tipos de operación

Operación manual dependiente

Aquella realizada por la sola fuerza del hombre, de tal modo que la velocidad y la fuerza del movimiento de maniobra dependen de la actuación del operador.

Operación mecánica dependiente

Aquella realizada con cualquier energía no humana, en la que la terminación del movimiento de maniobra depende de la continuidad de la aportación de energía (a las bobinas magnéticas, a los motores eléctricos, etc.).

Operación con acumulación de energía

Aquella realizada mediante una energía acumulada en el mecanismo de accionamiento antes de finalizarse el movimiento de maniobra y que basta para terminar la operación bajo las condiciones previstas.

Operación manual independiente

Aquella con acumulación de energía, en la que energía es aportada manualmente, acumulada y liberada de una vez, de forma que la velocidad y la fuerza del movimiento de maniobra son independientes de la actuación del operador.

Capacidad de ruptura

Capacidad de ruptura bajo carga (de la red)

Capacidad de ruptura al desconectarse una carga con un factor de potencia inductivo de 0,7.

Capacidad de ruptura en anillo

Capacidad de ruptura al abrir una línea en anillo cerrado con un factor de potencia inductivo de 0,3, permaneciendo bajo tensión ambos lados del interruptor bajo carga después de la desconexión y siendo la tensión establecida entre contactos abiertos considerablemente menor que la de la red.

Capacidad de ruptura de transformador

La definida cuando la carga consiste en un transformador no sometido a carga.

Capacidad de ruptura de condensador

La definida cuando la carga consiste en una única batería de condensadores.

Fusibles de alta capacidad y alta tensión (HH)

VDE 0670 parte 4

Fusibles

Son aparatos de maniobra en los que las vías de corriente se interrumpen por la fusión de determinadas partes bajo los efectos del propio calor generado por la corriente, cuando ésta sobrepasa ciertos valores durante tiempos determinados.

Fusibles

Seccionadores con fusibles

Son seccionadores en los que las partes móviles del circuito contienen, cada una, un cartucho fusible (véase VDE 0670 parte 2).

Dispositivos de servicio (por ejemplo, tenazas para fusibles)

Son dispositivos móviles y aislados, mediante los cuales pueden insertarse o extraerse cartuchos fusibles de las bases. Para dispositivos de servicio de hasta la serie 30 rige VDE 0680 parte 3.

Partes integrantes y componentes

Cartuchos fusibles

Son las partes intercambiables del conjunto fusible, que contienen los conductores de fusión. Están constituidos por los contactos, el medio de extinción y la envolvente.

Cartuchos fusibles

Conductores de fusión

Son las partes de los cartuchos fusibles diseñadas para su fusión.

Bases de fusibles

Son las partes fijas de los fusibles, que contienen los terminales de conexión.

Indicadores (indicadores de estado)

Son dispositivos incorporados en los cartuchos fusibles, que sirven para indicar si los conductores se han fundido.

Dispositivos percutores (por ejemplo, vástagos percutores)

Son dispositivos incorporados en cartuchos fusibles, que sirven para actuar sobre los indicadores de estado o disparadores al fundirse el conductor. Pueden ser al mismo tiempo indicadores.

Dispositivos de disparo

Son dispositivos fijados a las bases de fusibles, que sirven para desencadenar el disparo de aparatos de maniobra cuando sean accionados por los elementos de percusión.

1.1 Aclaración de conceptos

Monitores de estado

Son dispositivos incorporados en fusibles que sirven para indicar su estado en cualquier lugar requerido.

Un monitor de estado acciona, por lo general, un indicador.

Conceptos intensidad/tiempo

Corriente de paso I_D

El máximo valor instantáneo de la intensidad durante el tiempo de desconexión. Se habla de fusibles limitadores de corriente cuando la intensidad de la corriente de paso sea considerablemente inferior al impulso de la corriente de cálculo de cortocircuito.

Corriente mínima de ruptura I_{\min}

Es la corriente mínima que un cartucho fusible puede interrumpir bajo las condiciones expuestas en las determinaciones de prueba (véase VDE 0670 parte 4, párrafo 33).

Tiempo de fusión t_s de un cartucho fusible

Es el que transcurre desde que comienza a circular una corriente que provoque la fusión de los conductores fusibles hasta que comienza a establecerse el arco.

Tiempo de extinción t_e de un cartucho fusible

Es el que transcurre desde el comienzo del arco hasta que deja de circular la corriente.

Tiempo de desconexión t_a (tiempo total de desconexión)

De un cartucho fusible, es la suma del tiempo de fusión t_s y el de extinción t_e .

Protección contra errores de maniobra (en cuadros eléctricos de alta tensión)

Protección contra errores de maniobra, generalidades

Protección contra errores de maniobra

Los aparatos de maniobra sólo pueden controlarse y operarse en dependencia lógica con la posición de otros aparatos. Las operaciones inadmisibles deben estar bloqueadas por enclavamientos adecuados, para

- ▷ proteger a las personas frente a los efectos de los arcos eléctricos de perturbación (VDE 0101), así como
- ▷ evitar daños materiales e interrupciones del suministro de energía eléctrica.

Esto se consigue mediante los aparatos de protección contra errores de maniobra.

Aparatos de protección contra errores de maniobra

Los aparatos de protección contra errores de maniobra contienen un sistema completo de enclavamiento y operación para cuadros eléctricos de todos los niveles de tensión. Son apropiados para la operación manual de los aparatos de maniobra de una derivación, tanto localmente como a distancia, y garantizan la protección de las personas y el material de la instalación.

Los aparatos de protección contra errores de maniobra garantizan, entre otras cosas, por ejemplo, en el sistema de control de una derivación que

- ▷ sólo puedan operarse los seccionadores, cuando se haya interrumpido el flujo de energía en la derivación y el interruptor esté en la posición de desconexión (posición final),
- ▷ sólo puedan operarse los interruptores de potencia, si el (o los) correspondiente(s) seccionador(es) está(n) en una unívoca posición final.

El tipo de ejecución de los aparatos de protección contra errores de maniobra depende del accionamiento de los seccionadores y de la amplitud de los enclavamientos necesarios.

1.1.5 Transformadores de medida para instalaciones de alta y baja tensión

Transformadores de medida, generalidades (transformadores de intensidad y tensión)

VDE 0414 partes 1 a 3

Transformadores de medida

Son medios de servicio eléctricos que transforman magnitudes eléctricas primarias — intensidades o tensiones — en otras semejantes secundarias, adecuadas para los aparatos conectados — instrumentos de medida, contadores, relés de protección y otros —.

**Transformadores
de medida**

Arrollamiento primario

Es el que es alimentado por la intensidad o la tensión a medir.

Arrollamiento secundario

Es al que se conectan los instrumentos de medida, contadores, relés de protección y aparatos análogos.

Circuito secundario

El circuito externo alimentado por el arrollamiento secundario.

Clase

Es la designación abreviada correspondiente a valores límite, dentro de los cuales deben quedar los errores de medición bajo las condiciones prescritas (por ejemplo, clase 0,5).

Tensión permanente máxima admisible de servicio U_m

Es el valor eficaz en kV de la tensión máxima que se establece entre las líneas de la red en condiciones normales de servicio, en momento y lugar arbitrarios, y para la que está dimensionado el aislamiento. Variaciones transitorias de tensión como consecuencia de perturbaciones o desconexiones bruscas de grandes cargas no se consideran.

1.1 Aclaración de conceptos

Serie

Es el valor numérico de una tensión nominal normalizada con letras identificativas que indican niveles correspondientes de aislamiento.

Nivel de aislamiento

Es un grupo de tensiones nominales soportables (véase VDE 0111 parte 1), que debe soportar el aislamiento.

Frecuencia nominal

Es la frecuencia para la que está diseñado el transformador. Se indica en Hz en la placa de características.

Relación de transformación nominal K_N

Relación de transformación: $I_{1N}:I_{2N}$ en transformadores de intensidad y $U_{1N}:U_{2N}$ en transformadores de tensión. Se indica como fracción no simplificada, por ejemplo, 100 A/5 A, 6000 V/100 V.

Carga nominal

Carga de transformadores de intensidad o tensión, a la que se refieren las especificaciones relativas a los márgenes de error para un factor de potencia de carga $\cos \beta = 0,8$.

Carga (carga de servicio)

En el caso de transformadores de intensidad, viene dada por la impedancia expresada en ohmios y factor de potencia de la carga $\cos \beta$ y, en el caso de transformadores de tensión, por la admitancia aparente del circuito secundario, expresada en siemens y el factor de potencia de carga $\cos \beta$.

Potencia nominal

En el caso de transformadores de intensidad, viene dada por el producto de la carga nominal y el cuadrado de la intensidad nominal en el secundario y, en los transformadores de tensión, por el producto de la carga nominal y el cuadrado de la tensión nominal en el secundario. La potencia nominal se indica en la placa de características en VA.

1.1.6 Tranformadores

VDE 0532 partes 1, 2, 4, 10

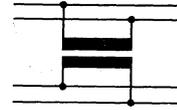
Tipos

Transformador

Un aparato estático que transfiere por inducción electromagnética tensiones e intensidades en corriente alterna entre 2 o más arrollamientos, manteniéndose la misma frecuencia y siendo, por lo general, distintos los valores de la tensión y de la intensidad.

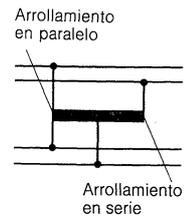
Transformador de potencia

El que tiene sus arrollamientos separados conectados en paralelo a los sistemas correspondientes y no tienen ninguna parte en común.



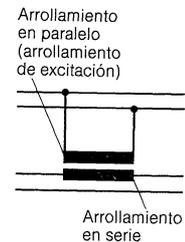
Autotransformador

Aquél en que, como mínimo, dos arrollamientos tienen una parte común.



Transformador Booster

Aquél que tiene un arrollamiento conectado en serie a un sistema, para variar su tensión. El otro arrollamiento (arrollamiento de excitación) se conecta en paralelo al sistema correspondiente.



Transformador en baño de aceite

Aquél cuyo núcleo y arrollamientos se encuentran en aceite.

Transformador seco

Aquél cuyo núcleo y arrollamientos no están inmersos en líquido refrigerante y de aislamiento.

Transformador sellado

Aquél que está hermetizado de tal forma, que entre su interior y el aire exterior no se establece prácticamente intercambio alguno.

Observación:

Los transformadores sellados pueden subdividirse en dos grupos:

- a) Aquéllos en que el volumen total de aceite, gas, aire o combinaciones de éstos permanece constante en todo el rango de temperaturas.
- b) Aquéllos en que el volumen total de aceite, gas, aire o combinaciones de éstos varían en función de la temperatura, siendo compensada esta variación por un tanque hermético flexible o por una membrana flexible.

Terminal

Un elemento conductor que sirve para unir un arrollamiento con conductores externos.

Terminales y punto estrella

Terminal de línea

Terminal que sirve para la conexión a una fase activa de una red.

1.1 Aclaración de conceptos

Terminal del punto estrella

- a) En el caso de transformadores polifásicos y de grupos polifásicos integrados por transformadores monofásicos:
Terminal en el punto estrella de un arrollamiento en conexión estrella o zigzag.
- b) En el caso de transformadores monofásicos:
Terminal previsto para su conexión al punto estrella de una red.

Punto estrella

El punto de un sistema equilibrado de tensiones, que está, por lo general, al potencial de tierra.

Observación:

En arrollamientos con conexión estrella o zigzag, éste es el punto común.

Terminales correspondientes

Los de diferentes arrollamientos de un transformador trifásico, identificados con las mismas letras mayúsculas.

Arrollamientos

Arrollamiento

La totalidad de las espiras que configuran un circuito eléctrico con una de las tensiones asignadas al transformador.

Observación:

En el caso de un transformador polifásico, el “arrollamiento” es la totalidad de los arrollamientos de fase.

Arrollamiento de fase

La totalidad de las espiras que pertenecen a una misma fase de un arrollamiento polifásico.

Arrollamiento de tensión superior

El que tiene la máxima tensión nominal.

Arrollamiento de tensión inferior

El que tiene la mínima tensión nominal.

Observación:

En el caso de un transformador Booster, el arrollamiento con la tensión nominal más baja puede tener el más alto nivel de aislamiento.

Arrollamiento primario (de entrada) y arrollamiento secundario (de salida)

El arrollamiento que, en condiciones de servicio, recibe la potencia activa de la red de alimentación se denomina “arrollamiento primario” o “arrollamiento de entrada”, y el que cede la potencia activa al circuito de carga se denomina “arrollamiento secundario” o “arrollamiento de salida”.

Arrollamiento en paralelo

La parte común de los arrollamientos de un autotransformador.

Arrollamiento en serie

La parte del arrollamiento de un autotransformador o el arrollamiento de un transformador Booster, conectado en serie al sistema.

Arrollamiento de excitación

El arrollamiento de un transformador Booster, que cede potencia al arrollamiento en serie.

Datos característicos

Son las magnitudes indicadas por el fabricante de forma vinculante, que caracterizan el servicio del transformador bajo las condiciones establecidas en esta norma y a las que se refieren las pruebas.

**Datos
característicos**

Valores nominales

Los correspondientes a magnitudes (tensión, intensidad, etc.), que determinan datos característicos y que se refieren a la toma principal.

Tomas

Son terminales adicionales en los arrollamientos para modificar la relación de transformación.

Tomas

Toma principal

La toma a la que se refieren los valores nominales de un arrollamiento con varias tomas.

Rango de las tomas

El margen existente entre la tensión nominal y la tensión máxima o mínima ajustable en un arrollamiento. El rango se indica en porcentaje positivo o negativo de la tensión nominal.

Conexiones de transformadores trifásicos

Las conexiones de transformadores trifásicos son las uniones de los arrollamientos de fase, en los lados de entrada o salida, en triángulo, estrella o zigzag. Los esquemas de conexiones y correspondientes diagramas vectoriales se muestran en la figura 1.1/4.

**Diagramas
vectoriales y
esquemas de
conexiones**

1.1 Aclaración de conceptos

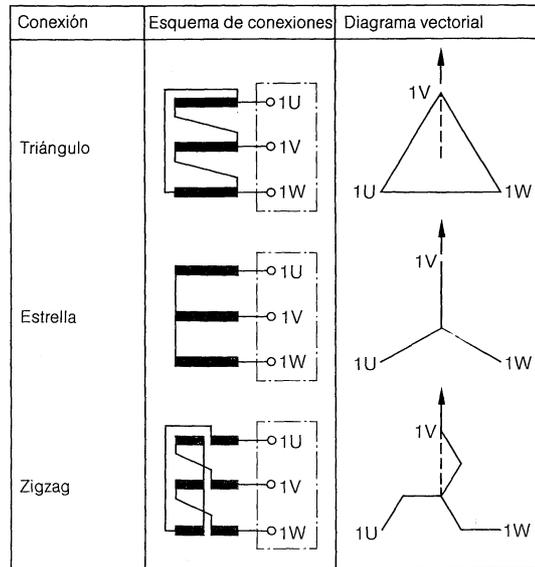


Fig. 1.1/4
Esquemas y diagramas vectoriales de conexiones en triángulo, estrella y zigzag

Identificación alfabética

Grupos de conexión y sus designaciones

El grupo de conexión indica la conexión de los arrollamientos de fase de dos arrollamientos de un transformador, así como el número indicativo de desfase del vector de tensión. Las conexiones se designan con las siguientes letras:

Conexión estrella Y, y
Conexión triángulo D, d
Conexión zigzag Z, z

Las letras mayúsculas señalan la conexión del arrollamiento de tensión superior, las minúsculas la del de tensión inferior. En los grupos de conexión se anteponen las letras mayúsculas.

Número indicativo

El número indicativo (5; 11 etc.) determina el desfase, en múltiplos de 30°, del vector de la tensión inferior respecto al de la tensión superior con designación de conexión correspondiente, en sentido contrario al de las manecillas del reloj (Figura 1.1/5).

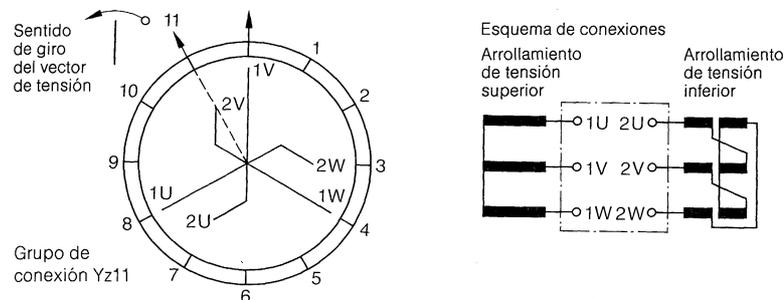


Fig. 1.1/5 Ejemplo para determinar el número indicativo

Si el punto estrella de un arrollamiento conectado en estrella o zigzag se ha llevado al exterior, el símbolo será YN o ZN, o bien yn o zn. **Punto estrella exterior**

En transformadores con los grupos usuales Yz5 (Yz11) y Dy5 (Dy11) el punto estrella llevado al lado de salida permite la conexión de un conductor neutro a la red de baja tensión. Las designaciones de los grupos de conexión serán entonces: Yzn5 (Yzn11) y Dyn5 (Dyn11).

1.1.7 Cuadros eléctricos de maniobra de baja tensión

VDE 0660 parte 500

Conceptos generales

Combinación de aparatos de maniobra de baja tensión

Reunión de uno o varios aparatos de maniobra de baja tensión con todos los componentes necesarios de control, medición, aviso, protección y regulación y con todas las uniones mecánicas y eléctricas, así como las partes constructivas que caen bajo la responsabilidad del fabricante.

Combinación de aparatos de maniobra de baja tensión

Combinación de aparatos de maniobra de baja tensión comprobados por tipos (TSK)

Combinación de aparatos de maniobra que, sin variaciones esenciales, concuerda con un tipo o sistema original de una combinación de aparatos de maniobra comprobada por tipo según VDE 0660 parte 500.

Combinación de aparatos de maniobra de baja tensión comprobados por tipos (TSK)

Combinación de aparatos de maniobra de baja tensión parcialmente comprobada por tipos (PTSK)

Combinación de aparatos de maniobra que contiene componentes comprobados y/o no comprobados por tipos, en las que ha de demostrarse la observación de las condiciones exigidas en cada caso por VDE 0660 parte 500.

Combinación de aparatos de maniobra de baja tensión parcialmente comprobada por tipos (PTSK)

Bastidor

Estructura de soporte para los medios de servicio y la envolvente.

Componentes y unidades

Sección

Unidad constructiva de una combinación de aparatos de maniobra entre dos planos verticales de limitación consecutivos.

Subsección

Unidad constructiva de una combinación de aparatos de maniobra entre dos planos horizontales de limitación adyacentes dentro de un panel.

1.1 Aclaración de conceptos

Envolvente

Parte que protege los componentes de servicio contra ciertas influencias e impide el contacto directo, actuando desde cualquier dirección, ofreciendo un grado de protección mínimo de IP 2×.

Unidad de transporte

Combinación de aparatos de maniobra o parte de una combinación, compuesta de una a cuatro secciones, que constituyen una unidad de transporte.

Unidad funcional

Parte de una combinación de aparatos de maniobra con todos los componentes eléctricos y mecánicos que contribuyen a ejercer la misma función.

Unidad extraíble

Parte intercambiable que puede situarse en una posición en la que queda abierto un tramo de seccionamiento mientras queda mecánicamente unida a la combinación de aparatos de maniobra.

Unidad de montaje

Grupo de componentes fijados y cableados en una construcción soportante destinada a montaje fijo.

Posiciones de las unidades extraíbles

Posición de servicio

Posición de la unidad extraíble o del interruptor de potencia extraíble, en la que ésta está totalmente conectada para la función prevista.

Posición de prueba

Posición de una unidad extraíble, en la que están abiertos los circuitos principales correspondientes, pero en la que no se cumplen los requisitos de una distancia de aislamiento, y en la que los circuitos auxiliares están conectados de tal forma, que se puede efectuar una prueba funcional de la unidad extraíble, mientras permanece ésta unida mecánicamente a la combinación de aparatos de maniobra.

Observación: La apertura del circuito principal puede establecerse también operando sobre un aparato apropiado, sin que tenga que desplazarse mecánicamente la unidad extraíble.

Posición de separación

Posición de una unidad extraíble en la que se encuentran abiertos los tramos de seccionamiento de los circuitos principales y auxiliares, estando mecánicamente unidos a la combinación de aparatos de maniobra.

Observación: El tramo de seccionamiento puede establecerse accionando un aparato adecuado, sin necesidad de desplazar mecánicamente la unidad extraíble.

Posición desmontada

Posición de la unidad extraíble o del interruptor de potencia extraíble, en la que se interrumpen los circuitos principales y auxiliares, y en la que la unidad o interruptor extraíbles no están ya unidos mecánicamente a la combinación de aparatos de maniobra.

MCC

Motor Control Center (MCC) son cuadros eléctricos de baja tensión en técnica extraíble con derivaciones para motores con interruptor principal adicional y enclavamiento de puerta por cada subsección (principio MCC).

Técnica MCC**Principio MCC**

Según la norma NEMA ICS 2-322, vigente en los Estados Unidos, para centros de control de motores (MCC), deben incorporarse las derivaciones de control de motores, entre otras cosas, en subsecciones separadas, debiendo dotarse cada derivación con un interruptor principal adicional con capacidad de desconexión del motor.

Compensación de potencia reactiva

VDE 0560 parte 4

Potencia reactiva

Aparece, por ejemplo, en motores y transformadores como una potencia de magnetización y, en convertidores, como una potencia de control y conmutación.

Potencia reactiva, $\cos \varphi$, potencia aparente

Por el contrario a lo que ocurre con la potencia activa, no puede transformarse en energía útil, significando así una carga "inútil" para cables, cuadros eléctricos, distribuciones, transformadores y equipos de generación de energía.

 $\cos \varphi$ (factor de potencia)

Relación entre la potencia activa y la potencia aparente en redes e instalaciones de corriente alterna y trifásica.

Potencia aparente

Es el producto de tensión e intensidad. La potencia aparente es una magnitud medible, que se indica en kVA.

Compensación de potencia reactiva

Se efectúa usualmente con condensadores de potencia, que suministran la potencia reactiva necesaria a los consumidores. La compensación puede realizarse individualmente, por grupos o centralizada.

Compensación de potencia reactiva y sus elementos

Las empresas distribuidoras de energía prescriben frecuentemente un factor de potencia $\cos \varphi \geq 0,9$.

Unidades de regulación de potencia reactiva

Se utilizan para la compensación central de la potencia reactiva en redes eléctricas. Pueden integrarse en cuadros eléctricos o disponerse por separado. Existen unidades básicas y unidades de ampliación.

Unidades de regulación**Reguladores de potencia reactiva**

Los reguladores miden la potencia reactiva existente y, si se sobrepasa el valor de consigna ajustado, emiten a través de los relés de salida órdenes de maniobra a los contactores de los condensadores, que conectan o desconectan éstos escalonadamente.

Reguladores

1.1.8 Aparatos de maniobra y protección de baja tensión

VDE 0660 partes 1 a 3

Conceptos generales

Accionamiento con acoplamiento separable

Accionamiento de interruptor en el que el elemento de actuación está unido con el eje de maniobra a través de un acoplamiento. Aplicación: interruptores en carcasas, elemento de actuación en la tapa. La tapa puede desmontarse sin tener que soltar el elemento de actuación del conjunto del interruptor.

Aislamiento

Apertura del circuito estableciendo un tramo de separación suficiente para la protección de las personas.

Angulo de operación

Angulo que debe girarse el elemento de operación para accionar el interruptor.

Bandas bimetálicas

Se emplean en relés y disparadores de sobrecarga retardados térmicamente. Consisten en dos bandas metálicas con diferentes coeficientes de dilatación longitudinal. Debido al calor generado por la corriente de sobrecarga se deforma la banda de modo tal, que después de un cierto tiempo, bien se libera la retención del cerrojo de maniobra en el caso de disparadores, o bien se actúa sobre el interruptor de corriente auxiliar en el caso de relés.

Bobina de soplado

Es una bobina especial para alargar el arco eléctrico. En los aparatos de corriente continua está incorporada en cada vía de corriente o cámara de arco eléctrico y es atravesada por la corriente del arco. El campo magnético que se crea al ocurrir esto hace que, al desconectar, sea “soplado” el arco magnéticamente en la cámara del arco, consiguiéndose una extinción segura del mismo.

Cámara de arco

Parte de un aparato de maniobra dispuesta sobre los elementos de contacto, que sirve para el confinamiento y la extinción del arco y que previene contra descargas de arco entre los distintos polos (cámara de extinción).

Cámara de desionización

Cámara de extinción

Cámara de extinción

Cámara de arco

Capacidad de carga de medios de servicio y cuadros eléctricos

1. Eléctrica: intensidad de carga
2. Mecánica: vida mecánica
3. Térmica: temperatura límite, intensidad nominal de corta duración
4. Dinámica: Resistencia dinámica al cortocircuito, impulso de intensidad nominal.

Capacidad de cierre

Corriente que puede conectar el interruptor bajo determinadas condiciones.

Para las corrientes de servicio se indica como valor eficaz de la componente simétrica de la corriente de cierre.

Para corrientes de cortocircuito se expresa a través del máximo valor instantáneo de la corriente de cálculo en caso de cortocircuito en los bornes de entrada.

Capacidad de maniobra

Intensidad máxima que es capaz de conectar y desconectar un interruptor (capacidad de cierre y ruptura).

Capacidad de ruptura

Valor eficaz de la intensidad para un factor de potencia determinado $\cos \varphi$ del circuito, así como para una tensión determinada, que puede desconectar todavía de forma segura un interruptor o un fusible (capacidad nominal de ruptura). En el caso de corriente alterna será el valor eficaz de la componente simétrica. La capacidad de ruptura se indica solamente si para la capacidad de cierre se establecen otros valores.

Capacidad nominal de cierre

Intensidad máxima que es capaz de conectar el interruptor bajo determinadas condiciones.

Capacidad nominal de maniobra

Capacidad nominal de conexión y desconexión. La capacidad de maniobra para corrientes de cortocircuito se expresa a través de la corriente de cálculo de cortocircuito en el punto de montaje del interruptor. En el caso de corriente alterna será el valor eficaz de la componente simétrica.

Capacidad nominal de ruptura

Intensidad máxima que es capaz de desconectar un interruptor bajo determinadas condiciones.

Categoría de utilización

La finalidad y la sollicitación de interruptores de cargas y de motores pueden caracterizarse indicando la categoría de utilización junto con la intensidad nominal de servicio o la potencia del motor y la tensión nominal.

Chapa conductora

La que tiene por función la captura rápida del arco eléctrico, apartándolo de los elementos de contacto.

Chapas de extinción, cámara de extinción

El arco se subdivide en la cámara (denominada también cámara de desionización) en un gran número de pequeños arcos separados mediante las chapas de extinción dispuestas en ella. El arco en corriente alterna se extingue al paso por 0 de la corriente; el restablecimiento del arco se impide apartándolo de los contactos y subdividiendo el mismo con las chapas.

Ciclo

Un único proceso de cierre y apertura de cada punto de contacto de un aparato de maniobra con dos posiciones.

Circuito Dahlander

Es un circuito prioritario para motores de polos conmutables, cuando se quieran utilizar dos velocidades de rotación en una relación 1:2. La ventaja esencial frente a otros tipos de circuitos es la utilización de sólo una bobina con conexiones diferentes.

Circuito en paralelo

Aquél en que se conectan varios aparatos, elementos de maniobra o líneas en el mismo circuito unos junto a otros.

Clase de aislamiento

Los aislantes y los aislamientos de los devanados se clasifican según clases de acuerdo con su constitución, para las que rigen las sobretensiones límite establecidas en VDE.

Clases de aparatos

La clasificación de los aparatos según clases de acuerdo con VDE 0660 proporciona información sobre la vida útil mecánica de los aparatos.

Clase de protección

Indica el nivel de protección de un aparato (protección contra contactos, protección contra cuerpos extraños y protección contra agua).

Componente continua

Magnitud de la desviación respecto al eje de la onda sinusoidal normal de la corriente. Esto ocurre durante un corto espacio de tiempo, por ejemplo, en caso de cortocircuito. La componente continua puede alcanzar como máximo un 100% del valor pico de la corriente alterna simétrica de cortocircuito; en las redes usuales de baja tensión, la mayoría de las veces, 50% como máximo (Capítulo 1.3).

Conexión en serie

Tipo de conexión en que varios aparatos o elementos de maniobra se disponen en el circuito unos detrás de otros.

Conexión rápida

Un aparato de maniobra dispone de conexión rápida si, independientemente de la velocidad de actuación del operador, efectúa el cierre instantáneamente. De este modo se evita un riesgo para el operador, por ejemplo, en caso de maniobras en cortocircuito.

Contacto

Estado definido por el contacto mutuo de dos partes conductoras de corriente (por ejemplo, elementos de contacto). Esta designación se emplea también para miembros o piezas de contacto.

Contacto de presión

Establecimiento de contacto mediante la superposición por presión de dos contactos. Al conectar no se someten las superficies de los contactos a rozamiento.

Contacto en punta

Revestimiento del contacto de forma puntiaguda para incrementar la seguridad de contacto en el caso de tensiones e intensidades reducidas.

Corriente de cierre

Corriente que se establece inmediatamente después de tocarse los contactos.

Corriente de fuga

La que puede fluir a lo largo del recorrido definido anteriormente.

Corriente de paso

Máximo valor instantáneo de la corriente de cortocircuito, cuando el aparato de maniobra origina una reducción de la amplitud de la corriente de cortocircuito a través, por ejemplo, de la resistencia, del retardo de maniobra y de la tensión del arco eléctrico. La corriente de paso de un aparato (por ejemplo, fusible o interruptor de potencia limitadores de corriente) es determinante para la sollicitación térmica (valor I^2t) de los aparatos conectados a continuación (limitación de la corriente).

Corriente de ruptura

Corriente en un polo de un interruptor en el momento de la separación de los contactos (en el caso de corriente alterna, valor eficaz).

1.1 Aclaración de conceptos

Corriente nominal de corta duración

Corriente admisible que puede conducir en caso de cortocircuito el aparato de maniobra durante un tiempo determinado, por ejemplo, un segundo (corriente de un segundo) (resistencia térmica frente a cortocircuitos). Se indica como valor cuadrático medio de la corriente de cortocircuito.

Disparador

Parte integrante de interruptores, que al sobrepasarse determinados valores límite de ciertas magnitudes (por ejemplo, intensidad, tensión) liberan mecánicamente la energía acumulada en el interruptor, causando su apertura.

Distancia disruptiva

Mínima distancia sobre la superficie de un material aislante entre dos puntos de referencia, a lo largo de la cual (considerando las ranuras que pudiera haber) puede fluir una corriente (grupo de aislamiento, tensión nominal de aislamiento).

Doble interrupción

Interrupción múltiple

Duración del ciclo

Período bajo carga más las pausas exentas de corriente (véase también el factor de carga en %).

Duración de conexión

Tiempo durante el que permanecen cerrados los contactos (factor de carga en %).

Eje de maniobra

Pieza del interruptor con la que se mueven los contactos. El eje está operado por el accionamiento.

Elemento de contacto

Pieza de contacto

Elemento de contacto

Todas las partes de un aparato de maniobra asociadas directamente con el establecimiento del contacto: contacto fijo y contacto móvil con sus partes conductoras, muelles, piezas de fijación y cojinetes.

Elemento de maniobra

El que contiene los contactos de un interruptor. En aparatos de control, el elemento de maniobra porta los elementos de contacto y los terminales de conexión.

Extinción del arco

En cada proceso de desconexión no sólo tienen que abrirse los elementos de contacto, sino que deben extinguirse los arcos que se establecen al abrir dichos contactos. Se distinguen diversos métodos: el arco en corriente alterna se extingue por sí mismo al paso por 0 de la corriente. Debe impedirse, de todas formas, el recebado cuando la tensión alcanza un máximo. El arco eléctrico en corriente continua se extingue forzándole a requerir un mayor nivel de tensión del que es capaz de proporcionar la red. Esto se consigue por alargamiento del arco y una refrigeración más intensiva (bobina de soplado).

Factor de carga en %

El factor de carga relativo en % es la relación entre los períodos de carga y los períodos del ciclo (en el caso de consumidores que se conecten y desconecten frecuentemente).

Factor de carga relativo

Factor de carga en %.

Frecuencia de maniobra

Indica el número de ciclos que pueden realizarse en la unidad de tiempo (por ejemplo, en una hora) con el interruptor en operación normal.

Fuerza de contacto

Fuerza con la que se presionan mutuamente dos piezas conductoras (por ejemplo, elementos de contacto).

Grupo de aislamiento

Los medios de servicio se clasifican en grupos según su utilización y por el grado de reducción de aislamiento, que pueden padecer bajo la influencia del contenido en polvo y humedad del ambiente en el lugar de utilización. Para aparatos de maniobra de baja tensión se prescribe el grupo de aislamiento C según VDE 0660.

Humedad relativa del aire

Relación entre el grado de humedad del aire y el que habría en estado de saturación a la misma temperatura, dado en %.

Impulso de corriente nominal (impulso de corriente de cortocircuito)

Máximo valor instantáneo admisible (valor pico) de la corriente de cortocircuito de cálculo en la vía de más alta sollicitación. Caracteriza la resistencia dinámica frente a cortocircuitos de un aparato de maniobra.

Indicador de posición

Dispositivo vinculado mecánica o eléctricamente al interruptor y que muestra si éste está conectado o desconectado.

1.1 Aclaración de conceptos

Intensidad a la llamada

1. Valor eficaz de la máxima intensidad absorbida por el motor de corriente alterna en estado de reposo a la tensión y frecuencia nominales. Esta intensidad es un valor de cálculo sin considerar los procesos de compensación.
2. Intensidad que absorbe, por ejemplo, una bobina magnética durante un corto espacio de tiempo al conectar un contactor.

Intensidad de arranque (DIN 42 005)

Valor eficaz de la intensidad absorbida por el motor durante el arranque. Esta intensidad no viene dada por ningún valor concreto, por ello es necesaria la característica completa intensidad-velocidad para su determinación.

Intensidad de carga

Intensidad que puede establecerse de forma permanente o brevemente en un circuito (por ejemplo, aparato de maniobra, línea, barras colectoras y de derivación), sin que resulten sollicitaciones térmicas o dinámicas excesivas (temperatura límite).

Intensidad nominal

Se distingue entre intensidad nominal permanente, térmica y de servicio.

La intensidad nominal permanente I_{th2} (I_n) es la que puede conducir un interruptor de potencia en servicio permanente.

La intensidad nominal térmica (I_{th}) es la intensidad máxima que puede conducir un interruptor en servicio durante ocho horas, sin que la sobretensión de sus partes integrantes sobrepase los valores límite.

La intensidad nominal de servicio (I_e) de un arrancamotore depende de la intensidad ajustada en el relé de sobrecarga, de la tensión nominal de servicio, frecuencia nominal, modalidad de servicio, categoría de utilización, así como del tipo de la envolvente.

Intensidad nominal de defecto

Denominada $I_{\Delta N}$, es aquella intensidad de defecto, para la que está construido el correspondiente interruptor de protección y con cuyo valor se clasifica.

Instante de conexión

Instante en que se tocan los contactos al conectar.

Interruptor de potencia extraíble

Aquél que puede extraerse pero que, al contrario de lo que ocurre con los módulos extraíbles, no está formando una unidad con otros medios de servicio.

Limitación de corriente

El impulso de la corriente de cortocircuito de cálculo (valor máximo de pico) considerando las constantes del circuito (R, L) no se produce, sino que se limita

a un valor más pequeño, la corriente de paso. Esto se consigue mediante fusibles o interruptores de potencia e interruptores rápidos limitadores de corriente, que, en caso de altas corrientes de cortocircuito, desconectan de forma extremadamente rápida (en algunos milisegundos).

Mango

Parte de un aparato de maniobra accionado manualmente, a través de la que se acciona éste.

Maniobra normal

Operación de un aparato, manteniéndose los límites fijados por los datos nominales, por ejemplo, frecuencia de maniobra, potencia nominal.

Margen de ajuste

Rango en que puede graduarse el valor de respuesta de un relé o disparador, por ejemplo, disparador por sobrecarga, relé de tiempo, a un valor deseado.

Material de contacto

Material de los elementos de contacto.

Material de contacto (revestimiento de las piezas de contacto)

Material, la mayoría de las veces un metal noble (por ejemplo, plata, aleación de plata, material sinterizado), que se dispone sobre la pieza de contacto.

Medio de extinción

Medio al que se lleva el arco para su extinción. Se utilizan los siguientes tipos de medios de extinción:

Aire,
arena en fusibles NH y
vacío en contactores de vacío.

Número de polos

Número de vías de corriente de un aparato de maniobra, diferenciadas según sean principales o auxiliares.

Operación con corriente continua

Los aparatos de maniobra operados a distancia pueden ser accionados por corriente continua o alterna, con independencia de que el aparato sea de corriente continua, alterna o trifásica.

Pérdida de fase

Operación de un motor de corriente trifásica cuando se interrumpe una fase activa de la acometida (protección contra fallos de fase).

1.1 Aclaración de conceptos

Pieza de contacto

Aquella que abre o cierra el circuito. Se distingue entre contactos fijos y móviles y entre contactos principales y auxiliares según su utilización.

Principio modular

Método que permite el montar un aparato o distribución en variantes diferentes con medios auxiliares sencillos, empleando determinadas piezas (módulos) funcionales mutuamente compatibles.

Ventajas: Principalmente, simplificación de la gestión de almacén, flexibilidad de adaptación a la función a desempeñar.

Protección contra fallos de fase

Equipo en relés de sobrecarga, que asegura su activación incluso en caso de operación del motor de corriente trifásica con una sola fase, antes de producirse un daño térmico en el mismo.

Punto de contacto

Aquél en que se tocan las partes conductoras (por ejemplo, elementos de contacto).

Relación de retorno

Relación del valor de retorno al valor de respuesta (llamada).

Resistencia a las corrientes de fuga

La que presenta el material aislante frente a la formación de vías de corriente y, por lo tanto, contra las corrientes de fuga.

Resistencia de paso

Resistencia del punto de contacto, por ejemplo, entre los contactos fijos y móviles de un aparato de maniobra en estado de conexión.

Resistencia dinámica frente a cortocircuitos

Resistencia mecánica frente a sollicitaciones de cortocircuitos en aparatos de maniobra y, en especial, en barras colectoras (resistencia a cortocircuitos).

Resistencia frente a cortocircuitos

Capacidad de resistencia de un aparato de maniobra en posición cerrada, de sus partes integrantes (por ejemplo, disparador) o de un cuadro eléctrico completo contra las sollicitaciones electrodinámicas (resistencia dinámica frente a cortocircuitos) y térmicas, que se producen en caso de cortocircuito.

La magnitud característica de la sollicitación dinámica es el impulso de la corriente de cortocircuito, como máximo valor instantáneo de la misma.

La magnitud característica de la sollicitación térmica es la corriente de cortocircuito como valor cuadrático medio de la misma durante el período de su duración.

Resistencia frente a vibraciones

Indicada como múltiplo de la aceleración terrestre (g), para la que todavía opera un aparato de maniobra de forma segura. Unido al valor g debe indicarse siempre la dirección de la fuerza, la función — según la que actúa la aceleración — y la magnitud de la amplitud.

Respuesta

En el caso de disparadores y relés, la transición desde la posición de partida a la posición de actuación o de arranque. Valores de respuesta son, por ejemplo, intensidad, tensión, calor, tiempo.

Retardo de desconexión

Retardo definido del proceso de desconexión. En el caso de interrupciones breves de la red se desea ocasionalmente que los aparatos de maniobra conectados no se desconecten inmediatamente, ya que entonces fallaría la alimentación de energía o control subsiguiente. Como medida correctiva se prevén interruptores de potencia con disparadores retardados de mínima tensión y contactores con retardo de desconexión.

Revestimiento de plata

Material de las piezas de contacto.

Revestimiento del contacto

Material de contacto.

Seguridad inherente contra cortocircuitos

Cualidad de aquellos medios de servicio o circuitos en los que no se esperan cortocircuitos bajo condiciones normales de servicio por haberse aplicado medidas apropiadas.

Sobretemperatura límite

La máxima admisible establecida para las distintas partes del aparato (calentamiento).

Soplado magnético del arco

Bobina de soplado

Temperatura límite

Temperatura máxima que pueden soportar de modo permanente las distintas partes de un aparato de maniobra sin que lleguen a sufrir daños. La temperatura límite resulta de la suma de la sobretemperatura límite y de la temperatura establecida del aire ambiente.

1.1 Aclaración de conceptos

Tensión nominal de aislamiento U_i

Valor de la tensión que indica la rigidez dieléctrica del aislamiento del aparato de maniobra y al que se refieren tanto las pruebas del aislamiento como los recorridos de las corrientes de fugas y los tramos al aire.

Tensión nominal de operación U_c

Es el valor nominal de la tensión de operación, para el que se ha dimensionado, por ejemplo, el accionamiento mecánico o el disparador de tensión; en caso de bobinas de tensión se denomina también tensión nominal de bobina.

Tensión nominal U_c (tensión nominal de servicio)

Tensión de un aparato de maniobra a la que se refieren los datos sobre su capacidad nominal de maniobra. En circuitos trifásicos se considera como tensión nominal U_c la de la conexión en triángulo de la red.

Tierra

Designación que abarca la tierra y el suelo (VDE 0100).

Tramo de separación

Recorrido de apertura de los contactos de un interruptor hasta alcanzar la separación en aire prescrita.

Valor eficaz (valor cuadrático medio)

Para una curva sinusoidal el valor eficaz = $1/\sqrt{2}$ × amplitud (valor pico). Los datos sobre intensidades y tensiones se refieren usualmente a valores eficaces.

El valor eficaz de una corriente alterna corresponde a una corriente continua, que genere el mismo calor que la alterna.

Valor I^2t

Valor correspondiente al efecto térmico de una corriente de cortocircuito limitada (corriente de paso).

Velocidad de maniobra

Velocidad de los contactos móviles al conectar y desconectar.

Vía de corriente

Todas las partes conductoras de un interruptor pertenecientes a un polo del circuito a conectar. Se distingue entre vía principal, vía de control y vía auxiliar (para funciones tales como indicación y enclavamiento).

Vida del aparato

Bajo este concepto se entiende, por lo general, la vida útil mecánica (véanse, a este respecto, las clases de aparatos).

1.1 Aclaración de conceptos

Proceso de conexión

Retardo de movimiento

Tiempo desde que se inicia la orden hasta que comienza el desplazamiento de los contactos.

Tiempo de cierre

Tiempo desde que comienza el desplazamiento de los contactos hasta el primer establecimiento de contacto en el primer polo en cerrar.

Retardo de cierre

Tiempo desde que se emite la orden hasta el primer establecimiento de contacto en el primer polo en cerrar. Es la suma del retardo de movimiento y el tiempo de cierre.

Tiempo de rebote

Tiempo desde que se tocan por primera vez las piezas de contacto hasta el establecimiento definitivo del contacto.

Tiempo total de cierre

Tiempo desde que se emite la orden hasta el cierre definitivo de todos los contactos.

Proceso de desconexión

Tiempo propio

Tiempo desde que se desbloquea el enclavamiento hasta que comienzan a abrirse las piezas de contacto de la vía que se abre en último lugar.

Retardo de apertura

Tiempo desde que se establece el estado causante del disparo hasta el comienzo de la apertura de las piezas de contacto de la vía que se abre en último lugar.

Es la suma del tiempo de disparo y el tiempo propio.

Duración del arco

Tiempo desde que comienza la apertura de las piezas de contacto en el polo que primero abre hasta el final del flujo de corriente en todos los polos.

Tiempo total de desconexión

Tiempo desde que se establece el estado que origina el disparo hasta el final del flujo de corriente en todos los polos.

(En el caso de interruptores de varios polos, el tiempo total de desconexión no es necesariamente la suma del retardo de apertura y de la duración del arco).

Tiempo de disparo

Tiempo desde que se establece el estado que causa el disparo hasta que se desbloquea el enclavamiento o se libera la fuerza de desenganche del interruptor.

Los tiempos de los equipos de retardo adicionales, dependientes o independientes de la corriente, deben considerarse en el tiempo de disparo.

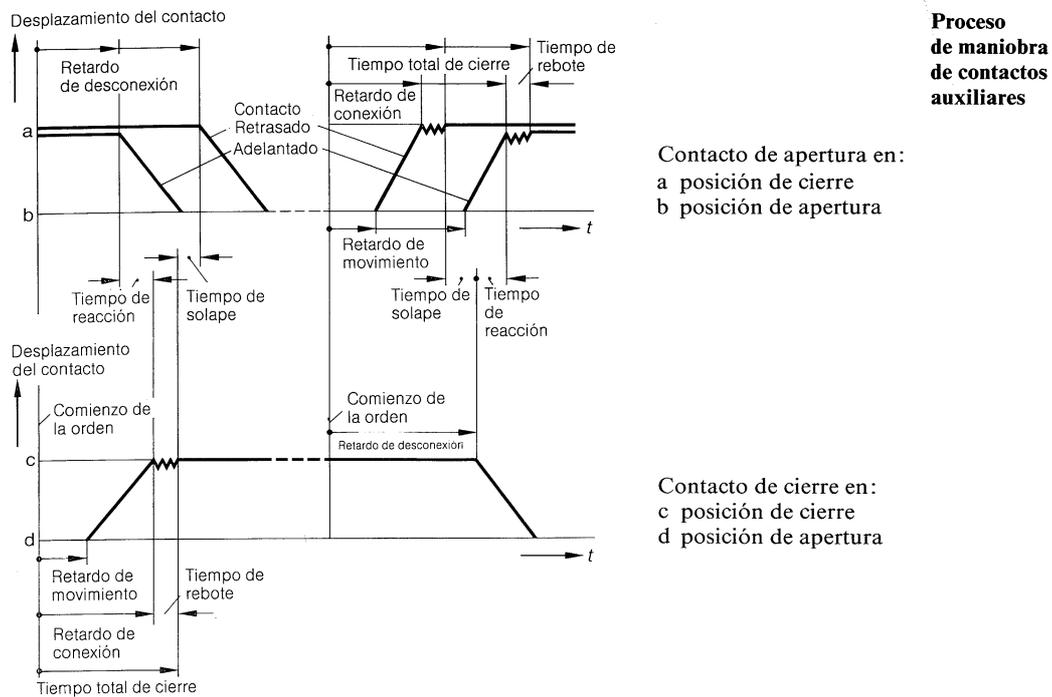


Figura 1.1/7 Proceso de maniobra de contactos auxiliares

Conmutación sin interrupción, por ejemplo, de contacto de apertura a contacto de cierre, puede conseguirse tanto mediante contactos de apertura retrasados como mediante contactos de cierre adelantados.

Modalidades de servicio de máquinas

Servicio periódico intermitente (AB o S3, S4 y S5)

Servicio en que el aparato de maniobra se conecta y desconecta periódicamente. Los periodos de carga y pausas de servicio son tan cortos, que no se llega al equilibrio térmico ni en los procesos de calentamiento ni en los de enfriamiento. El servicio intermitente se define indicando un tiempo de carga relativo y la duración del ciclo.

Servicio permanente (DB o S1)

Servicio en que los contactos principales del aparato de maniobra pueden permanecer cerrados durante un tiempo ilimitado.

1.1 Aclaración de conceptos

Servicio continuo con carga intermitente (DAB o S6)

El lado de entrada de un transformador está conectado de modo permanente, mientras que el tiempo de carga admisible indicado es tan corto que no se sobrepasa la temperatura final admisible. Sin embargo, la pausa siguiente sin carga no es suficientemente larga como para alcanzar por enfriamiento la temperatura estacionaria de marcha en vacío.

El servicio DAB no se define como modalidad de servicio nominal en aparatos de maniobra según VDE.

En motores (VDE 0530) el servicio continuo S6 con carga intermitente consiste en una secuencia permanente de ciclos similares con un tiempo de marcha en vacío y un tiempo con carga constante (potencia nominal). Los tiempos no bastan como para alcanzar el estado térmico estacionario dentro de un ciclo.

Servicio continuo con carga de corta duración (DKB)

El lado de entrada de un transformador está conectado de modo permanente, mientras que el tiempo de carga admisible indicado para el lado de salida es tan corto que no se sobrepasa la temperatura límite admisible. Sin embargo, la pausa subsiguiente sin carga es suficientemente larga como para que, por enfriamiento, se alcance la temperatura estacionaria de marcha en vacío.

El servicio DKB de aparatos de maniobra y motores no se define según VDE como modalidad de servicio nominal.

Servicio de corta duración (KB o S2)

Aquél en que el aparato de maniobra soporta la carga de la intensidad nominal de servicio (intensidad nominal) durante un tiempo tan corto que no se alcanza la temperatura estacionaria, y en el que las pausas entre los periodos de carga son tan largas que el aparato se enfría a la temperatura del medio ambiente.

Servicio pulsatorio

Conexión breve única o repetida de un motor durante la que éste no alcanza la velocidad nominal. Con el aparato de maniobra debe desconectarse la intensidad de arranque del motor, es decir, un múltiplo de la intensidad nominal (categoría de utilización).

Fusibles y unidades interruptor-fusible

Aparatos

Fusibles NH (fusibles de alta capacidad y baja tensión)

Un aparato de maniobra apropiado para efectuar una única desconexión, ejecutado en distintos tamaños, en el que la corriente se interrumpe por fusión de un conductor embebido en arena a consecuencia del calor disipado por la corriente. Inserción en los siguientes aparatos de maniobra y bases de fusibles NH con contactos de pinza tipo lira.

Seccionadores bajo carga con fusibles NH

Combinación de: portacontactos de material aislante con contactos en lira, cámara de chapa de extinción y elemento de sujeción con cartuchos fusibles NH y separadores para aislar las vías de corriente.

Utilización: Protección y aislamiento por desconexión de cables y consumidores.

Baterías de seccionadores con fusibles NH (conmutables)

Una combinación como la anterior pero en disposición vertical y sin separadores. Ejecución mono y tripolar; utilización: como anteriormente.

Seccionadores con fusibles para motores

Son capaces de conectar corrientes de motores; constan de un interruptor con enclavamiento mecánico y bases para fusibles NH, dispuestas en serie con dicho interruptor, para alojar los correspondientes cartuchos fusibles.

Contactos tipo lira

Soportes para los cartuchos fusibles NH sobre las bases correspondientes o sobre seccionadores con fusibles NH. Estos contactos tienen la forma de una lira. En ellos se introducen las cuchillas de contacto de los cartuchos fusibles.

Corriente de cálculo de cortocircuito I_p

Corriente de cortocircuito no influenciada por aparatos de maniobra o fusibles.

Elemento fusible

Parte activa del cartucho del fusible NH, en la que se interrumpe la corriente sin producirse llamaradas externas.

Conductor de fusión con márgenes de respuesta (figura 1.1/8)

Conductor de cobre conformado especialmente (en casos especiales también de plata) en el cuerpo del cartucho fusible. Se funde en casos de sobrecarga o de cortocircuito a consecuencia del calor disipado por la corriente. Características especiales son el área de soldadura y las constricciones. El área de soldadura se funde en casos de sobrecarga, las constricciones son puntos definidos de fusión en caso de cortocircuito.

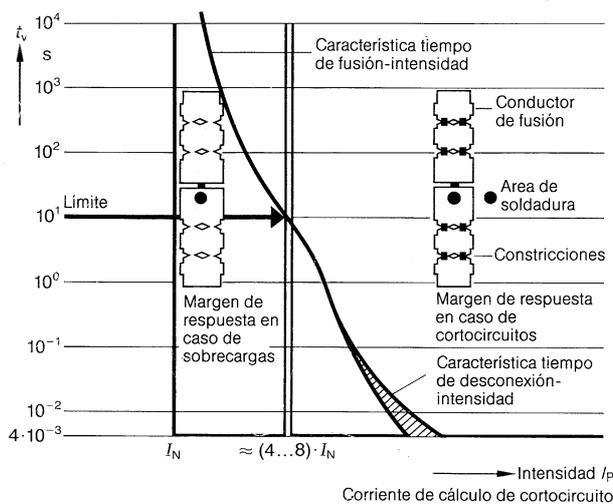


Figura 1.1/8
Márgenes de respuesta de los cartuchos fusibles NH

1.1 Aclaración de conceptos

Detalles

Tiempo virtual t_v

Período de tiempo que se obtiene dividiendo el valor $I^2 \cdot t$ (integral Joule) por el cuadrado de la corriente de cálculo de cortocircuito I_p .

$$t_v = \frac{\int i^2 \cdot dt}{I_p^2}$$

Tiempos virtuales son el tiempo de fusión t_{vs} y el tiempo de desconexión t_{va} .

Tiempo de fusión, t_{vs} virtual y características tiempo de fusión-intensidad (figura 1.1/9)

Tiempo para la fusión del conductor de fusión de un cartucho fusible desde que comienza la sobrecarga o el cortocircuito hasta que se inicia el proceso de interrupción.

Las características tiempo-intensidad en los catálogos son del tipo tiempo de fusión-intensidad para diferenciarlas de las características tiempo de desconexión-intensidad, y son válidas para cartuchos fusibles no sometidos a carga previa.

Tiempo de desconexión, t_{va} virtual y características tiempo de desconexión-intensidad (figura 1.1/9)

Las características tiempo de fusión-intensidad son, para intensidades de hasta aproximadamente $20 \times I_N$, iguales a las características tiempo de desconexión-intensidad. En el caso de mayores corrientes de cortocircuito se produce una bifurcación de ambas características, cuya diferencia se percibe en el eje de tiempos y es producida por el correspondiente tiempo de extinción que, aparte del factor de carga $\cos \varphi$, depende en alto grado de la tensión de servicio de la red y de la magnitud de la intensidad de desconexión.

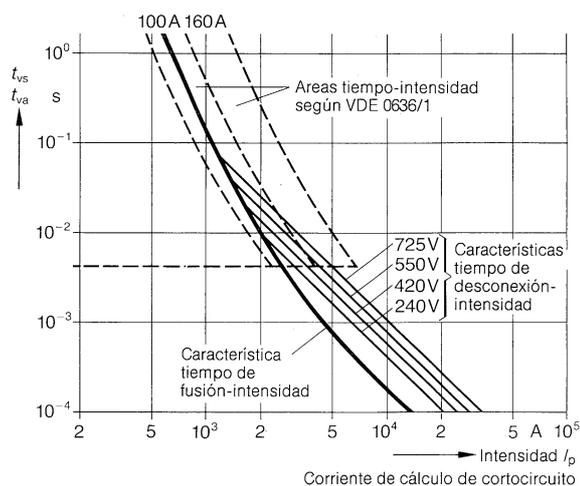


Figura 1.1/9

Características tiempo de desconexión-intensidad para diferentes tensiones de prueba, tomando como ejemplo un cartucho fusible NH de tamaño 00/100 A

Interruptores de potencia y protección contra sobreintensidades y sobretensiones*Interruptores de potencia***Ejecuciones**

Aquéllos que conectan, conducen y desconectan corrientes bajo condiciones normales, así como conectan, conducen durante un cierto tiempo e interrumpen corrientes bajo condiciones establecidas de sobrecarga, incluidos los cortocircuitos.

En general, interruptor de enclavamiento mecánico que, al abrirse automáticamente, sirve para la protección de partes de instalación frente a valores inadmisibles de la corriente, calentamiento, tensiones de defecto, intensidades de defecto o mínima tensión.

Interruptor con enclavamiento mecánico

Es un dispositivo de maniobra con un enclavamiento mecánico. Los interruptores de protección son interruptores de potencia y, por lo tanto, interruptores con enclavamiento mecánico. Es característico de los interruptores con enclavamiento mecánico el disparo libre.

Interruptor para red enmallada

Interruptor de potencia en combinación con un relé para red enmallada y un disparador especial por corriente de trabajo f_c (disparador para red enmallada), que responde de forma segura entre un 10 y un 110% de la tensión nominal de operación U_c . El relé vigila el sentido de flujo de la potencia en el lugar en que está montado. Si la potencia fluye del transformador al consumidor (potencia directa) no reacciona el relé. Si se invierte el sentido de flujo de la potencia debido a un fallo en el transformador o en la red de alta tensión, es decir, si la potencia fluye hacia el transformador (inversión de potencia; posible en una red enmallada con varias alimentaciones), entonces actúa el relé y dispara el interruptor a través del disparador para red enmallada f_c .

Interruptor de potencia extraíble

Denominación de aquellos interruptores de potencia no combinados con otros medios de servicio en un mismo módulo extraíble.

Interruptor de potencia fijo

Aquél unido permanentemente al bastidor o carcasa.

Interruptor de alarma

Interruptor auxiliar de uno de protección, que es operado al dispararse el interruptor.

Equipos auxiliares y características*Disparador por corriente de trabajo*

Disparador auxiliar para actuación a distancia y para bloquear interruptores con enclavamiento mecánico. Es un electroimán que al excitarse su bobina atrae una armadura liberando el enclavamiento mecánico.

1.1 Aclaración de conceptos

Disparado — Posición tripped

La palanca basculante salta a esta posición, cuando el interruptor de protección ha disparado al activarse uno de sus disparadores. La palanca debe presionarse de nuevo a la posición “listo para conexión”, pasando por la posición de desconexión-off (posición reset), antes de que vuelva a poder conectarse el interruptor.

Disparadores

Partes integrantes de interruptores, que al sobrepasarse los límites superiores o inferiores de ciertas magnitudes (por ejemplo, intensidad, tensión), liberan mecánicamente la energía acumulada en el interruptor produciendo su desconexión.

Retardo de desconexión

Retardo definido del proceso de desconexión. En caso de interrupciones transitorias de la red se desea ocasionalmente que los aparatos de maniobra conectados no se desconecten inmediatamente, pues esto conllevaría la interrupción del suministro subsiguiente de energía o del proceso de control. Como medida preventiva se emplean interruptores de potencia con disparadores retardados por mínima tensión y contactores con retardadores de desconexión.

f

Símbolo para designar disparadores por corriente de trabajo.

f_c

Símbolo para designar disparadores por corriente de trabajo con dispositivo condensador (disparadores para redes enmalladas).

Disparador remoto

Disparador auxiliar

Operación a distancia

Es la operación arbitraria de un aparato de maniobra desde cualquier distancia mediante un accionamiento mecánico o un disparador auxiliar.

Disparo libre

Una característica de interruptores que excluye la prevención del proceso de disparo o de desconexión por el accionamiento de conexión.

Disparador auxiliar

Disparador para desconectar un interruptor a través de un circuito auxiliar; por ejemplo, con ayuda de disparadores por corriente de trabajo o de mínima tensión pueden desconectarse interruptores con enclavamiento mecánico a distancia (disparo por control remoto).

Interruptores auxiliares

Incorporados al interruptor de potencia, dependientes mecánicamente de éste y formando bloques de interruptores auxiliares.

Bloque de interruptores auxiliares

Unidad que reúne varias combinaciones de interruptores auxiliares y que, por lo general, también puede incorporarse posteriormente en un aparato de maniobra (principio modular).

Circuito auxiliar

Circuito para la emisión de órdenes, indicación, medición, enclavamiento etc. (circuito de control).

Conexión en cascada

Conexión en serie de interruptores de potencia con distintas capacidades de maniobra, pero con aproximadamente el mismo retardo de apertura en el caso de cortocircuito. Cuando se produce una corriente de cortocircuito que sobrepasa la capacidad de maniobra del interruptor de potencia postconectado, desconecta el anterior con una capacidad mayor de maniobra, de forma que se encuentran en serie dos puntos de maniobra. El interruptor de potencia postconectado puede así utilizarse para mayores corrientes de cortocircuito de las que corresponden a su capacidad de maniobra.

Bloqueo de cortocircuito

Equipo mecánico auxiliar en interruptores con enclavamiento mecánico que poseen un disparador electromagnético de sobreintensidad no retardado. Una vez que ha actuado el disparador de sobreintensidad debe impedirse la reconexión en cortocircuito que todavía pudiera existir. Antes de la reconexión debe desenclavarse el bloqueo contra cortocircuitos.

r

Designación breve de disparador de mínima tensión.

rc

Designación breve de disparador de mínima tensión con retardo por condensador.

Posición reset

Disparado-posición tripped

Enclavamiento mecánico

Parte de un interruptor con enclavamiento mecánico que bloquea el interruptor cuando está conectado. El enclavamiento abarca todos los elementos mecánicos de transmisión y enganche formando una unidad cerrada. También contiene el disparo libre.

Accionamiento con acumulador

Operación de un interruptor de potencia mediante la energía acumulada en el mecanismo de accionamiento. La energía se acumula antes de comenzar la operación o durante la misma. La liberación de la energía puede efectuarse manual o eléctricamente. Los accionamientos de acumulación tienen gran importancia en los interruptores para redes enmalladas.

**Disparadores
de sobreintensidad**

Disparador por mínima tensión

Interruptor auxiliar que produce la apertura de un interruptor con enclavamiento mecánico con o sin retardo, cuando la tensión de operación cae por debajo de un valor dado.

Contacto de paso

Interruptor auxiliar cerrado brevemente durante la transición del aparato de maniobra de una posición a otra.

Sobrecarga

Condiciones de servicio en un circuito no dañado eléctricamente, que producen una sobreintensidad. La sobrecarga puede dañar el circuito si se mantiene durante largos períodos de tiempo.

Sobreintensidad

Cualquier intensidad en un circuito que sobrepase la intensidad nominal: sobrecargas de hasta la corriente de cortocircuito.

Disparador de sobreintensidad

En combinación con interruptores con enclavamiento mecánico, para la protección de medios de servicio eléctricos contra sobrecargas o efectos perjudiciales de corrientes de cortocircuito.

Relé de sobreintensidad

Relé electromagnético no retardado, que reacciona en caso de cortocircuito. A través de un interruptor auxiliar del relé se efectúa la desconexión eléctrica a distancia, por ejemplo, del interruptor de potencia correspondiente.

Relé secundario de sobreintensidad

Relé para la conexión en el lado secundario de transformadores de intensidad en el circuito principal, utilizado preponderantemente para la protección de motores de alta tensión. Existen relés secundarios de sobreintensidad para la protección frente a sobrecargas y/o corrientes de cortocircuito. Disposición del relé: separado del interruptor de potencia.

a

Designación breve de disparadores y relés de sobrecarga retardados térmicamente.

n

Designación breve de disparadores de sobreintensidad no retardados.

nv

Designación breve de disparadores electromagnéticos de sobreintensidad no retardados con bloqueo de conexión (bloqueo de cortocircuito).

z

Designación breve de disparadores de sobreintensidad retardados brevemente.

zv

Designación breve de disparadores electromagnéticos de sobreintensidad de retardo breve con bloqueo de conexión (bloqueo de cortocircuito).

Respuesta

En disparadores y relés, la transición desde la posición de partida a la posición de actuación o arranque. Los valores de respuesta son, por ejemplo, intensidad, tensión, calor, tiempo.

**Características
de disparadores
de sobreintensidad**

Característica de disparo

Curva característica (por ejemplo, diagrama intensidad-tiempo), de la que se desprende qué tiempo ha de transcurrir después de establecida una determinada corriente para que reaccione el disparador o el relé de disparo.

Tiempo de disparo

Tiempo desde la activación de la orden de desconexión hasta el disparo del aparato de maniobra (véase la pág. 77 y ss. "Conceptos temporales").

Bandas bimetálicas

Se utilizan en relés y disparadores de sobrecarga retardados térmicamente. Consisten en dos bandas metálicas con diferentes coeficientes de dilatación longitudinal. El calor generado por la corriente durante la sobrecarga hace que se deforme la banda de tal manera que, después de un tiempo determinado, bien se libera el engatillamiento del enclavamiento mecánico de los disparadores o bien se acciona el interruptor de corriente auxiliar en el caso de relés.

Margen de ajuste

Margen en el que puede ajustarse el valor deseado de respuesta de un relé o disparador, por ejemplo, disparador de sobrecarga, relé de tiempo.

Autobloqueo (bloqueo de reconexión)

Una vez que el relé de sobrecarga ha actuado interrumpiendo el flujo de corriente, se enfrían las bandas bimetálicas volviendo a su posición de partida, e igualmente el interruptor auxiliar. El aparato de maniobra vuelve a conectar el consumidor sometido a sobrecarga. Para evitar esto se ha incorporado un autobloqueo. Sólo después de un desenclavamiento manual se posibilita la nueva conexión del consumidor. El autobloqueo de los relés de sobrecarga es importante en todos los circuitos con emisores de órdenes continuas.

Compensación de temperatura

En el caso de disparadores y relés de sobrecarga retardados térmicamente, el tiempo de disparo se ve influenciado no sólo por la corriente eléctrica, sino también por la temperatura ambiente. Mediante una banda bimetálica adicional, no calentada mediante corriente, se contrarresta la influencia de la temperatura ambiente.

1.1 Aclaración de conceptos

Inercia a la respuesta

Los relés y disparadores de sobrecarga trabajan según características intensidad-tiempo de las que se desprende, en qué tiempo reacciona el relé o el disparador para una determinada intensidad. El menor tiempo prescrito de disparo para un múltiplo determinado de la intensidad nominal, partiendo del estado frío, se denomina inercia a la respuesta (T).

Bloqueo de reconexión

Autobloqueo

Contactores, arrancamotors, relés de tiempo

Contactador, generalidades

Contactador

Interruptor remoto accionado electromagnéticamente. Normalmente sin bloqueo mecánico y con dispositivo de desenganche. Los contactores se emplean preferentemente cuando se requiera la maniobra frecuente de medios de servicio con corrientes no perturbadas, incluyendo, en caso dado, corrientes de sobrecarga en servicio normal.

Contactador al vacío

Aquél en que sus contactos se mueven en vacío.

Combinaciones de contactores, arrancamotors

Arrancamotors (arracadores directos)

Combinación de contactor, relé de sobrecarga, elementos de operación y, en caso dado, indicadores luminosos, cableados e incorporados en una carcasa.

Inversor de contactores

Combinación de aparatos como se ha descrito anteriormente, pero con un segundo contactor adicional para la inversión del sentido de giro del motor.

Arrancamotors estrella-triángulo de contactores

Combinación de contactores conectados de tal forma, que puede operarse un motor en arranque estrella-triángulo.

Contactores auxiliares

Contactador auxiliar

Contactador adecuado, como interruptor de corriente auxiliar, para conectar y desconectar circuitos auxiliares.

Contactador de acoplamiento

Es un contactador auxiliar que transforma órdenes de control de accionamientos (señales electrónicas) en señales de mando de mayor potencia y diferente tipo de corriente.

Contactador tipo conector

Es un contactador auxiliar que puede ser insertado en un zócalo de enchufe a través de un adaptador integrado.

Contactador para condensadores

VDE 0660 parte 102

Se utiliza para las conexión y desconexión de condensadores MKV, de inductancia y pérdidas reducidas, en unidades de regulación de potencia reactiva.

Contactador para condensadores

Relés de tiempo

Son relés retardados con escala graduable y se utilizan para procesos de maniobra diferidos en circuitos de mando, protección, arranque y control.

Relés de tiempo

Retardo en la caída

El intervalo de tiempo producido por un relé de tiempo o un órgano retardador (por ejemplo, de contactores), desde que se emite la orden de desconexión hasta que se alcanza la posición de partida de los contactos del relé.

Características de contactores

Tiempo de operación

En relés de tiempo, el que transcurre desde la emisión de la orden hasta que se accionan los contactos.

Sobretensión de desconexión

La que se establece al desconectar inductancias (por ejemplo, bobinas de contactores).

Potencia a la llamada

La absorbida por bobinas magnéticas, necesaria para cerrar el sistema magnético. Casi siempre es mayor que la de mantenimiento.

Intensidad a la llamada

1. Valor eficaz de la máxima intensidad absorbida por un motor de corriente alterna en estado de reposo a la tensión y frecuencia nominales. Esta intensidad es un valor de cálculo sin considerar los procesos de compensación.

2. Intensidad que absorbe, por ejemplo, una bobina magnética durante un corto espacio de tiempo al conectar el contactor.

Retardo a la llamada

El intervalo de tiempo de retardo producido por un relé de tiempo (órgano temporizador) desde que se emite la orden de conexión hasta que se alcanza la posición de actuación de los contactos del relé.

Margen de trabajo

Margen de variación de la tensión de operación frente a la tensión de operación nominal, sin que quede afectada la seguridad de operación del aparato de maniobra (por ejemplo, contactor).

Interrupción doble

Interrupción múltiple

1.1 Aclaración de conceptos

Vida útil eléctrica

Vida de las piezas de contacto.

Núcleo de hierro laminado

Núcleo de hierro en sistemas magnéticos de corriente alterna de contactores y otros electroimanes, para reducir las pérdidas en el hierro. Los núcleos se componen de varias chapas aisladas entre sí (en corriente continua no es necesario, y por ello se utilizan en este caso la mayoría de las veces núcleos magnéticos en bloque).

Potencia de mantenimiento

La potencia absorbida por la bobina magnética que es necesaria para mantener el sistema magnético en estado de conexión.

Estabilidad

Comportamiento en la conexión de un contactor, por el que bien no opera o alcanza de forma segura su posición final, no permaneciendo en ninguna posición intermedia indefinida.

Fuerza coercitiva

Fuerza por la que permanece un magnetismo residual (remanente) en electroimanes después de la desconexión, si no se toman medidas al efecto.

Anillo de retención

Anillo metálico cerrado, que se inserta en las caras polares de sistemas magnéticos de corriente alterna.

La magnitud y sentido de la tensión varían continuamente. Por ello se invierte continuamente el sentido de flujo de la corriente. Ello hace que el campo magnético varíe también entre 0 y un valor máximo. Cuando el flujo magnético generado por este campo en el sistema magnético se hace 0 al paso de la corriente por 0, entonces se anula la fuerza de retención en la armadura, de forma que ésta tiende a separarse de las caras polares. En el anillo de retención, la variación del flujo magnético induce una tensión que hace circular una corriente por aquél. Esta corriente genera un nuevo campo magnético, retrasado con respecto al campo magnético de la bobina. Los flujos en la bobina y en el anillo de retención no se anulan simultáneamente. La fuerza de retención pulsante remanente es mayor que la de contacto y despegue elástico de forma que se garantiza un servicio prácticamente sin zumbido.

Armadura

Parte móvil de un sistema magnético, como la que se utiliza en contactores y disparadores electromagnéticos. La armadura es la mayoría de las veces una pieza de hierro laminado. Si se excita la bobina es atraída la armadura por la parte fija del sistema magnético. En contactores, los contactos móviles están unidos a la armadura.

Bloqueo magnético

Mediante un sistema magnético con una gran fuerza coercitiva se consigue, por ejemplo, en contactores, un bloqueo magnético (contactores de remanencia). Al desconectarse la tensión de operación permanece la armadura atraída y, por lo tanto, el contactor permanece conectado. El bloqueo puede suprimirse por magnetización inversa.

Sistema magnético

En aparatos de maniobra comprende la parte fija (yugo) y móvil (armadura) del núcleo magnético y la bobina magnética, es decir, el electroimán completo, que se utiliza para accionar contactores o disparadores magnéticos. Existen sistemas magnéticos operados por corriente continua y alterna.

Interrupción múltiple

Serie de puntos de contacto que se abren o cierran simultáneamente. Se utiliza para incrementar la tensión nominal de un interruptor y para reducir el arco eléctrico por subdivisión en varios arcos separados (capacidad de ruptura, por ejemplo, interrupción doble en el caso de contactores).

Electroimán permanente

Aquel que está hecho de material de alta fuerza coercitiva, que mantiene prácticamente al mismo nivel la magnetización aportada una vez; se utiliza en contactores y en soplado de arcos eléctricos.

Protección contra fallos de fase

Dispositivo en relés de sobrecarga, que garantiza la respuesta incluso en casos de operación con una sola fase de un motor de corriente trifásica, antes de que el motor sufra daños térmicos.

Tiempo de rebote

Tiempo que transcurre desde que se tocan los contactos por primera vez hasta el establecimiento definitivo de contacto. El tiempo de rebote es decisivo para la vida eléctrica y el correcto funcionamiento de un aparato.

Rebote

Golpeteo de los contactos durante la conexión (fenómeno raro en la desconexión).

Libre de rebote

La eliminación completa de los rebotes no es posible bajo el punto de vista económico. Si el tiempo de rebote se limita de tal forma (por ejemplo, algunos milisegundos), que no tenga ya influencia alguna sobre la función eléctrica del aparato, se habla de operación prácticamente libre de rebote.

1.1 Aclaración de conceptos

Remanencia

Fuerza coercitiva

Contactador de remanencia

Contactador sin potencia de mantenimiento, con bloqueo magnético, en el que se emplea la fuerza coercitiva del sistema magnético.

Relación de retorno

Relación entre el valor de retorno y el valor de respuesta (llamada).

Puente de contacto

Contacto móvil, que abre o cierra simultáneamente dos puntos de contacto, por ejemplo, el contacto móvil de un contactador.

Pieza de contacto

Aquella pieza de un contactador o interruptor que abre o cierra un circuito. Se distingue entre contactos fijos y móviles, así como según su utilización, entre contactos principales y auxiliares.

Vida de las piezas de contacto

Número de ciclos que alcanzan los contactos en carga.

Material de los contactos (revestimiento de las piezas de contacto)

Material, la mayoría de las veces un metal noble (por ejemplo, plata, aleación de plata, material sinterizado) dispuesto sobre la pieza de contacto.

Arranque pesado

Si a causa de sus características particulares de carga, un motor requiere más de unos 10 segundos desde que se conecta hasta que alcanza su velocidad nominal, se habla de un arranque pesado. Para proteger estos motores se requieren relés de sobrecarga especiales (relés para arranque pesado) o termistores.

Circuito economizador

Circuito que se utiliza en contactores, cuando deba operarse con corriente continua un sistema magnético de corriente alterna. Para conseguir la fuerza magnética necesaria debe sobreexcitarse la bobina, es decir, durante la conexión se le aplica una tensión mayor que la de operación nominal.

Si se aplicara durante largos períodos de tiempo esta tensión mayor, se llegaría a quemar la bobina. Una vez conectado el sistema magnético, se reduce la tensión aplicada a la bobina hasta el valor de operación nominal a través de una resistencia antepuesta que se conecta automáticamente (resistencia economizadora), o se conmuta a un segundo arrollamiento de la bobina magnética. Para la fuerza de mantenimiento basta con una menor excitación.

Soldadura de los contactos

Fusión y solidificación subsiguiente del material de los contactos, debido a lo que quedan soldados éstos.

Este fenómeno puede ocurrir en un aparato de maniobra por los siguientes motivos:

- ▷ intensidades inadmisiblemente altas,
- ▷ fuerza de contacto demasiado débil,
- ▷ órdenes inestables (órdenes de conexión y desconexión incontroladas en secuencia rápida).

Exactitud de respuesta

Tratándose de relés de tiempo, la exactitud con la que se mantiene el tiempo de operación ajustado una vez, cuando se conecta y desconecta repetidas veces.

Otros aparatos de maniobra y protección en circuitos principales

Arrancamotores

Combinación de interruptores (contactores) y resistencias para poder arrancar motores escalonadamente hasta alcanzar su estado de servicio.

Automático

Interruptor mono o multipolar para la protección de líneas en instalaciones eléctricas contra sobrecargas y cortocircuitos. En aplicaciones industriales se encargan de la protección de equipos y aparatos.

Arrancador directo

Arrancamotores (véase la página 88)

Interruptor de protección por corriente de defecto

Son interruptores de protección que desconectan si la intensidad de la corriente de defecto ΔI sobrepasa un valor determinado. Tiempo de desconexión según VDE 0100: máx. 0,2 s.

Intensidad de defecto ΔI

Intensidad de defecto es la diferencia entre la intensidad que entra en la instalación a través de un equipo de medida y la que sale de la misma a través del mismo equipo.

Circuito de protección por corriente de defecto

Es una medida que garantiza la protección en caso de contactos indirectos, tanto para la instalación completa, como para cada una de sus partes.

1.1 Aclaración de conceptos

Relé de corriente de defecto

El circuito de protección por corriente de defecto se logra para intensidades nominales más altas también con un interruptor de potencia con disparador de mínima tensión y un relé de corriente de defecto dispuesto por separado, conectado a un transformador totalizador de intensidad (véase el capítulo 1.6).

Combinación de interruptor de protección por corriente de defecto con interruptor de protección de líneas

Consta de un interruptor de protección por corriente de defecto bipolar y un automático monopolar con característica L (protección de línea L).

Interruptor remoto

Es una alternativa económica a los interruptores y conmutadores, por ejemplo, en viviendas; pueden operarse mediante pulsadores desde un número arbitrario de puntos.

Interruptor principal para máquinas

Cada máquina debe estar equipada con un interruptor principal, que separe de la red la totalidad del equipamiento eléctrico durante trabajos de limpieza, mantenimiento y reparación, así como durante largos tiempos de parada. El interruptor principal cumple según VDE 0113 una serie de condiciones. Los interruptores principales pueden también utilizarse bajo determinadas condiciones como interruptores de emergencia. Puede ser un interruptor de control o de potencia.

Interruptor bajo carga

El que se utiliza para conectar y desconectar medios de servicio (no motores) y partes de la instalación en estado no perturbado con una capacidad de maniobra casi siempre del orden de magnitud de su intensidad nominal. La capacidad de maniobra es un dato indicado por el fabricante.

Seccionadores bajo carga

Aparato de maniobra que cumple tanto las condiciones del interruptor bajo carga como la del seccionador.

Interruptor en vacío

El que se utiliza para conectar y desconectar prácticamente sin corriente o para conectar y desconectar corrientes, cuando en el momento de la maniobra, entre los contactos abiertos de cada polo sólo se establezca una tensión pequeña.

Seccionador en vacío

Aparato de maniobra que cumple tanto las condiciones del interruptor en vacío como las del seccionador.

Ajustador de potencia

Aparato de maniobra para el ajuste gradual sin pérdidas de la potencia media absorbida por medios de servicio. Un medio de servicio conectado se conecta y desconecta alternativamente con su potencia nominal.

Interruptor de redes enmalladas (interruptor de potencia)

Interruptor para motores

El que se utiliza para la maniobra de motores y que tiene una capacidad de maniobra en concordancia con las intensidades de arranque de los motores (categoría de utilización).

Guardamotores

Interruptor de potencia para protección de motores y sus acometidas contra sobrecargas y efectos de cortocircuitos, es decir, para la protección del aislamiento del devanado contra calentamientos inadmisibles.

Arrancamotores (arrancadores directos, contactores)

Interruptores de emergencia

Con el interruptor de emergencia se detiene una máquina en caso de peligro de forma que se eviten riesgos para las personas y la máquina. Puede ser un interruptor de control o uno de potencia.

Unidad combinada

Conexión en serie de varios aparatos de maniobra cuyas características se han seleccionado de forma que se protegen mutuamente en casos de sobrecargas y cortocircuitos.

Interruptor con enclavamiento mecánico

Los interruptores de protección y de potencia son de este tipo. Es característico de los interruptores con enclavamiento mecánico su disparo libre.

Interruptor rápido

El que tiene un retardo de apertura especialmente corto, que limita la intensidad y la duración de la corriente de cortocircuito. Interruptor para corriente continua en instalaciones de convertidores.

Interruptor de protección (interruptor de potencia)

En general, un interruptor con enclavamiento mecánico que, por su apertura automática, sirve para proteger las distintas partes de las instalaciones contra valores inadmisibles, por ejemplo, de la intensidad, calentamiento, tensión de defecto, intensidad de defecto o mínima tensión.

Seccionador con fusibles para motores

Es un seccionador con capacidad de maniobra de motores; consta de un interruptor con enclavamiento mecánico y unas bases de fusibles, conectadas en serie con el interruptor, para alojar los cartuchos fusibles.

1.1 Aclaración de conceptos

Interruptor de protección de transformadores de tensión

Interruptor de protección tripolar (interruptor de potencia) con interruptores auxiliares para la protección de los circuitos secundarios de transformadores de tensión en medición de servicio, cómputo de servicio, medición y protección.

Interruptor de protección de arrancadores

Asume la protección contra cortocircuitos en combinación con contactor y relé de sobrecarga. Está provisto para ello de un disparador electromagnético de sobreintensidad (n), no retardado, ajustable o fijo.

Seccionador

Interruptor que aísla todos los polos del circuito con una indicación fiable de su posición.

Aparatos en circuitos auxiliares y de indicación

Interruptor auxiliar de accionamiento

Dispuesto en el mango de un aparato de maniobra, operado directamente por éste, no dependiendo de la posición de maniobra del aparato.

Aparato de control

Aparato para conectar y desconectar circuitos auxiliares.

Elemento de operación

En aparatos de control aquella pieza incorporada en el cuadro y que lleva en su parte delantera el órgano de manejo; dicho órgano acciona el elemento de maniobra. Organos de elementos de operación son, por ejemplo, pulsadores, teclas, gatillos, palancas basculantes, palancas de coordenadas, llaves, pulsadores luminosos.

Circuito de operación (circuito auxiliar)

Este circuito (para conectar y desconectar aparatos de maniobra) abarca la fuente de tensión, los contactos de los aparatos de control, los accionamientos eléctricos de los aparatos de maniobra (solenoides y accionamiento por motor), así como los contactos auxiliares.

Dispositivo de contacto permanente

Aparato de maniobra (de control), que después de su operación permanece en la posición a la que se ha llevado. Para la desconexión hay que aplicar una fuerza externa.

Disparador remoto

Disparador auxiliar

Operación remota

Operación arbitraria de un aparato de maniobra desde cualquier distancia mediante un accionamiento mecánico o un disparador auxiliar.

Interruptor límite

Interruptor que vigila magnitudes físicas y estados de servicio y que, cuando se sobrepasan límites superiores y/o inferiores de valores ajustados, cierran o abren circuitos.

Pulsador límite

Interruptor de posición

Organo de manejo

Parte de un interruptor manual de circuito auxiliar, a través de la que se opera éste.

Disparador auxiliar

Disparador para desconectar un interruptor a través de un circuito auxiliar; por ejemplo, con ayuda de disparadores por corrientes de trabajo o de mínima tensión pueden desconectarse a distancia interruptores con enclavamiento mecánico (disparadores).

Interruptor auxiliar

Interruptor de circuito auxiliar incorporado en aparatos de maniobra y dependiente mecánicamente de éstos.

Circuito auxiliar

Circuito para señales de órdenes, indicación, medición, enclavamiento etc. (circuito de operación).

Bloque de interruptores auxiliares

Unidad que agrupa distintas combinaciones de interruptores auxiliares y que, por lo general, puede incorporarse posteriormente a un aparato de maniobra (principio modular).

Contactador auxiliar

Contactador apropiado para conectar y desconectar circuitos auxiliares, actuando como un interruptor auxiliar.

Contacto I

Contacto de impulsos en un interruptor de levas (interruptor de control) para conectar un contactor de red preconectado. Con ello se garantiza que en caso de caída de tensión o de disparo del relé de sobrecarga, se desconecte el contactor de la red y sólo sea posible una nueva conexión llevando el interruptor de levas a su posición 0.

Indicador luminoso

Se utiliza para la indicación óptica de un estado de maniobra o para la señalización de una orden, encendiéndose o apagándose una lámpara.

1.1 Aclaración de conceptos

Pulsador luminoso

Pulsador con botón transparente, de forma que la lámpara incorporada, como en el caso de indicadores luminosos, pueda emitir una señal óptica.

Circuito de indicación

Circuito auxiliar

Pulsadores de emergencia

Con los pulsadores de emergencia (pulsador rojo tipo seta) que actúan sobre disparadores de mínima tensión de interruptores de potencia, pueden pararse instalaciones y componentes cuando personas o máquinas se encuentren en peligro.

Contacto de apertura

Elemento de maniobra que abre al conectarse el aparato y cierra al desconectarse éste.

Interruptor señalizador

Interruptor para indicar la posición de maniobra de un aparato manual asignado al mismo, mediante una lámpara incorporada.

Interruptor de posición

Pulsador accionado por una parte mecánica, con o sin entrar en contacto con ésta, para indicación, control y limitación de procesos de movimiento.

Interruptor de retención

Interruptor sin fuerza de reposición (por ejemplo, interruptor de control). El interruptor permanece en la posición a la que se le ha llevado. Una variación de la posición sólo es posible mediante su operación (mecanismo de retención).

Mecanismo de retención

Parte de un interruptor que lo mantiene en la posición en que se encuentra. El mecanismo de retención puede tener varias posiciones en las que se engatilla el interruptor; éste tendrá entonces diferentes posiciones de maniobra. Los mecanismos de retención se utilizan solamente en interruptores manuales. Aplicación, por ejemplo, en interruptores de levas (interruptor de control).

Contacto Reed

Pieza de contacto en atmósfera de gas de protección y que se mueve en dicho medio. El estado de maniobra se altera magnéticamente.

Angulo de operación

Angulo en el que debe girarse el elemento de operación para maniobrar el interruptor.

Elemento de maniobra

Pieza de un interruptor que contiene los contactos. En aparatos de control, el elemento de maniobra porta los contactos y los terminales.

Elemento de contacto

Todas las piezas de un aparato de maniobra asociadas al establecimiento directo del contacto: contactos fijo y móvil con parte conductora, muelle, fijación y cojinetes.

Pieza de contacto

Parte de un interruptor que abre y cierra el circuito. Se distingue entre contactos fijos y móviles, así como, según la finalidad de su uso, entre contactos principales y auxiliares, en circuitos principales y auxiliares respectivamente.

Interruptor de arrastre

Elemento de maniobra en pulsadores múltiples o interruptores señalizadores de dos posiciones, accionado a través de un acoplamiento de arrastre. Este elemento de maniobra permanece siempre en la última posición a la que se le ha llevado.

Contacto de cierre

Contacto que cierra cuando se conecta un aparato de maniobra y abre cuando se desconecta éste.

Indicador de posición

Dispositivo unido mecánica o eléctricamente al interruptor y que señala si éste está conectado o desconectado.

Accionamiento de llave

Tipo de accionamiento para aparatos de control. En vez del pulsador o de la palanca como órgano de manejo, dispone de un cierre de seguridad. El aparato solamente puede ser operado con la llave. Con ello se impide una operación no autorizada.

Interruptor con señalizador

Interruptor para accionar un aparato de maniobra asignado por control remoto, mediante la emisión de una orden breve. La lámpara incorporada señala la posición de maniobra del aparato.

Interruptor de control

Interruptor destinado a circuitos principales, para el control directo de medios de servicio, por ejemplo, también interruptor principal o interruptor destinado a circuitos auxiliares para el control indirecto de medios de servicio.

Circuito de control

Circuito auxiliar

1.1 Aclaración de conceptos

Operación por pulsador

Control de un circuito mediante un interruptor pulsador. Se emiten únicamente órdenes breves.

Interruptor pulsador

Interruptor con fuerza de reposición sin bloqueo, que cuando desaparece la fuerza de accionamiento pasa de la posición de actuación a la posición de partida; ejemplos de este tipo de aparatos son los contactores y los pulsadores.

Solape de contactos

Al conectar cierra el contacto de cierre antes que se abra el contacto de apertura (solapamiento de contactos); al desconectar, ocurre a la inversa.

Enclavamiento, eléctrico

Tipo de maniobra en que los interruptores auxiliares de diferentes aparatos se conectan de tal forma que sus estados son interdependientes. La conexión de un aparato de maniobra es imposible mientras otro esté conectado.

Contacto de vigilancia

Interruptor límite que, al sobrepasarse un límite superior, cierra un circuito y, al sobrepasarse un límite inferior, abre el mismo circuito y a la inversa.

Contacto de conmutación

Interruptor auxiliar con sólo un contacto móvil que adopta una posición de cierre con el aparato de maniobra abierto o cerrado.

Exactitud de respuesta

En interruptores de posición, la exactitud del punto de maniobra repetitiva en dos operaciones sucesivas (exactitud mecánica de maniobra).

Pulsador de repetición

Pulsador incorporado en la cápsula de aparatos de maniobra blindados, operados por pulsador. Al accionarse presiona contra el pulsador del aparato de maniobra montado en la cápsula (existen, por lo tanto, dos pulsadores uno detrás de otro). Necesario para mantener la clase de protección del blindaje.

Contacto de paso

Interruptor auxiliar cerrado brevemente durante la transición del aparato de maniobra de una posición a otra.

1.1.9 Cables y líneas

Capacidad de carga

Denominación breve que describe las máximas intensidades admisibles bajo determinadas condiciones.

Carga

Designación breve de la carga de corriente. Bajo carga se entienden las intensidades aplicadas a un cable durante una modalidad de servicio determinada o en caso de defecto.

Temperatura de servicio admisible

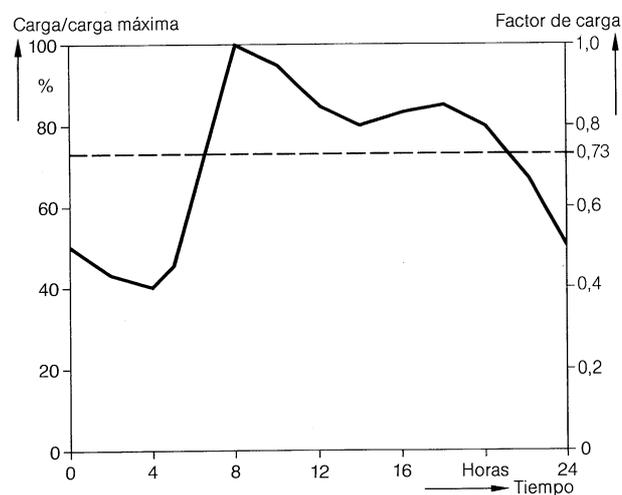
Es la máxima temperatura admisible en el conductor en servicio no perturbado. Se utiliza para calcular la capacidad de carga en servicio no perturbado.

Temperatura admisible de cortocircuito

Es la máxima temperatura admisible en el conductor en caso de cortocircuito de una duración de hasta 5 segundos. Se utiliza para el cálculo de la capacidad de carga en caso de cortocircuito.

Ciclo diario de carga

Es la evolución de la carga durante 24 horas en servicio no perturbado. Véase un ejemplo en la figura 1.1/10.



— relación entre la carga y la carga máxima en tantos por ciento
 - - - relación entre la carga media y la carga máxima (factor de carga)

Fig. 1.1/10

Ciclo diario de carga y determinación del factor de carga (ejemplo del ámbito de las compañías distribuidoras de energía eléctrica)

1.1 Aclaración de conceptos

Ciclo de carga de referencia

Es la evolución media de ciclos de carga diarios seleccionados, que prácticamente se repiten.

Carga media

Valor medio de la carga en el ciclo diario.

Carga máxima

Es la máxima carga del ciclo diario de carga. Si la carga varía a intervalos menores de 15 minutos, la carga máxima será el valor medio de la punta de carga durante esos 15 minutos.

Factor de carga

Es el cociente de dividir la carga media por la carga máxima.

1.2 Indicaciones relativas a la configuración de instalaciones eléctricas de alta y baja tensión en edificios

Introducción

Durante la planificación debe establecerse la configuración apropiada de la red, así como dimensionarse y seleccionarse los medios de servicio eléctricos, los cuadros eléctricos, los transformadores de distribución (denominados a continuación brevemente transformadores), las secciones de los conductores y la protección de la red.

Misiones de la planificación

Las pequeñas instalaciones se alimentan de la red de baja tensión de las compañías distribuidoras de energía eléctrica.

Consumidores especiales, es decir, edificios de administración, hospitales, grandes hoteles, teatros, instalaciones deportivas y centros de investigación, escuelas, universidades, aeropuertos, industrias, etc, deben, por el contrario, por motivos económicos, abastecerse de la red de alta tensión de las compañías distribuidoras de energía eléctrica. Las redes para tales consumidores especiales se denominan redes para edificios.

Consumidores especiales

En la planificación preliminar de redes para edificios, que requiere una temprana colaboración con el arquitecto y los ingenieros técnicos de las distintas áreas, deben considerarse los siguientes aspectos:

Planificación preliminar

- ▷ Tipo, utilización y forma de los edificios (construcciones elevadas, construcciones rasantes), así como su disposición en el área, determinan sustancialmente la delimitación de los sectores de abastecimiento;
- ▷ determinaciones y requisitos de las autoridades civiles competentes, así como su implicación en lo referente a la construcción de la instalación;
- ▷ exigencias respecto a la estructura de la instalación, que resultan del tipo y función de los equipos técnicos del edificio, necesarios para el servicio;
- ▷ requisitos de las compañías distribuidoras de energía, contenidos en sus Condiciones Técnicas de Conexión para Instalaciones de Corrientes Industriales (TAB) (véase el capítulo 28.8), que inciden considerablemente en la estructura de la instalación, así, por ejemplo, muy cortos tiempos prescritos para la protección de la red en el interruptor de entrega;
- ▷ altas de consumo de potencia, tarifas, costes de acometida;
- ▷ determinación de los valores de acometida según cargas superficiales específicas de acuerdo con la utilización del edificio;
- ▷ determinación de los centros de carga, en los que, a ser posible, han de disponerse los transformadores y sus correspondientes distribuciones principales.

En la planificación de grandes redes en edificios resultarán siempre distintas variantes utilizables.

Requisitos para redes en edificios

Para determinar la solución ideal y más económica, deberían, sin embargo, considerarse los siguientes requisitos:

- ▷ Estructura clara de la red;
- ▷ economía mediante el transporte de energía a alta tensión a los centros de carga;
- ▷ seguridad de abastecimiento y servicio de la instalación, incluso en caso de perturbación de distintos medios de transporte (capacidad de reserva, disponibilidad rápida, selectividad);

1.2 Indicaciones

- ▷ adaptación simple en caso de modificaciones, por ejemplo, en caso de incrementos de carga;
- ▷ economía y facilidad de mantenimiento mediante la elección de componentes unificados;
- ▷ capacidad suficiente de transporte;
- ▷ buena estabilidad de la tensión;
- ▷ cumplimiento de las determinaciones VDE para la construcción de instalaciones eléctricas (VDE 0100 y VDE 0101), además de las especificaciones particulares aplicables a instalaciones especiales (véase la parte 3, apartado IV).

Tipos de subestaciones

Los consumidores especiales disponen de una estación de entrega alimentada por las compañías distribuidoras de energía, interruptor de entrega y equipo de medida (el orden establecido por la compañía distribuidora de energía), derivaciones de redes extensas, adicionalmente derivaciones de cables hacia las distintas estaciones de la red o subestaciones (véase la figura 1.2/1).

La parte de la estación de entrega, que corresponda a la compañía distribuidora de energía, debe ser accesible desde el exterior en cualquier momento de forma rápida y segura.

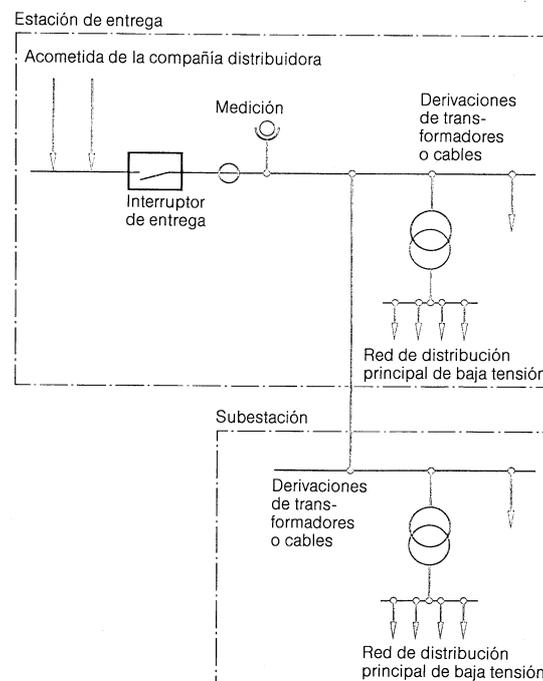


Figura 1.2/1
Representación simplificada
de estaciones de entrega
y subestaciones

Tensiones de distribución

Tabla 1.2/1

Tensiones nominales normalizadas según DIN 40002 para redes de baja y alta tensión en corriente alterna de hasta 30 kV

	Tensión nominal para una frecuencia de 50 Hz
Baja tensión	100 ¹⁾ 220²⁾ 380 500 660 V
Alta tensión	3, 5, 6, 10 , 15, 20 , 25, 30 kV

Los valores en negrita son valores preferentes

¹⁾ Sólo para transformadores de tensión

²⁾ Como tensión en triángulo no es preferente

Tensiones nominales normalizadas según DIN 40002

En redes de abastecimiento de alta tensión de las compañías distribuidoras alemanas sólo son significativas las tensiones de 10 ó 20 kV, en la industria también las de 6 kV en “redes para motores”.

Alta tensión, República Federal de Alemania

Mientras que en áreas de aglomeración urbana se utilizan casi siempre redes de alta tensión de 10 kV, en el abastecimiento regional y en ciudades de medio tamaño tienen preferencia las de 20 kV. En lo concerniente a consumidores especiales queda así prefijada la tensión para el diseño de la red de alta tensión.

Superpuestas a estas redes, con algunas pocas excepciones, se encuentran redes de alta tensión con tensión nominal de 110 kV.

En otros países son usuales tensiones que difieren de los valores indicados anteriormente, por ejemplo, 3,3; 5,5; 6,6; 7,2; 11; 13,8; 15; 17,5; 33 kV.

Otros países

Para los motores de alta tensión se instalan redes propias de 6 kV; sin embargo, se detecta una tendencia a 10 kV.

Conexión de motores de alta tensión

Potencia de cortocircuito, intensidad de cortocircuito

Para el diseño de una red de alta tensión es determinante, junto a parámetros tales como la tensión de la red, y las intensidades de operación y nominales de los medios de servicio, también la potencia de cálculo S_a de desconexión de la red en caso de cortocircuito. Este valor es indicado por la compañía distribuidora de energía. La potencia de desconexión de la red S_a viene dada por el producto $\sqrt{3} \cdot I_a \cdot U_N$, siendo I_a la intensidad de ruptura en corriente alterna y U_N la tensión nominal entre líneas.

Red de alta tensión

En general, la potencia de cortocircuito en la red de 10 kV no es mayor de 350 MVA y en la de 20 kV no mayor de 500 MVA.

Con estos valores pueden utilizarse seccionadores bajo carga, que posibilitan una estructura económica de la instalación, por ejemplo:

- ▷ En las acometidas de las compañías distribuidoras de energía, como interruptor de red en anillo,
- ▷ combinados con fusibles de alta capacidad y alta tensión (HH), en derivaciones de transformadores (para la protección contra cortocircuitos).

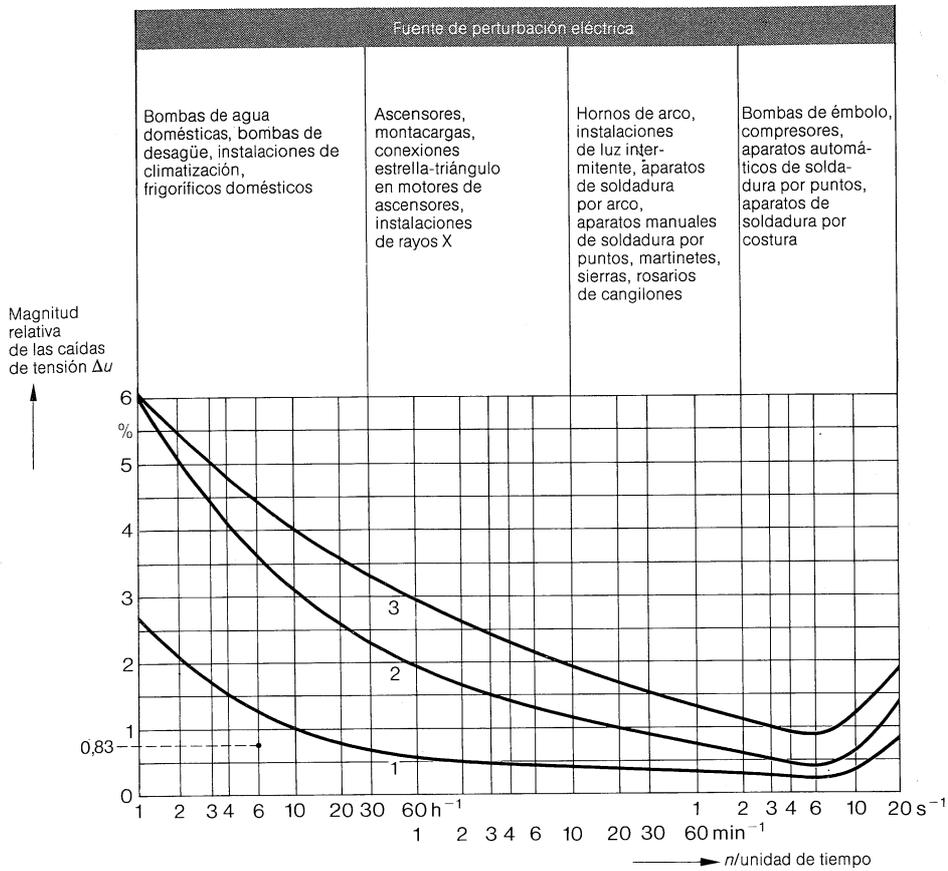
Potencia de cortocircuito y empleo de seccionadores bajo carga

1.2 Indicaciones

Red de baja tensión	En redes de baja tensión, los valores de las corrientes de cortocircuito de los transformadores de alimentación, tales como el impulso de la corriente de cortocircuito I_s , la intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna I_k'' y la intensidad permanente de cortocircuito I_k , constituyen la base para el diseño de las distribuciones principales.
Los motores incrementan la corriente de cortocircuito	Si existen accionamientos motorizados en la red, se incrementa la potencia de cortocircuito de la red en casos de avería, lo que debe considerarse en el diseño de la red.
Cálculo de corrientes de cortocircuito	En el capítulo 1.3 se hace referencia al cálculo de las corrientes de cortocircuito en instalaciones trifásicas, basado en las directrices para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, VDE 0102.

Estabilización de la tensión en la red de baja tensión

Máxima caída de tensión admisible	<p>En las redes de baja tensión, la caída máxima de tensión a plena carga del transformador, hasta el consumidor, no debe exceder del 5%.</p> <p>Debido a que la tensión en las redes de las compañías distribuidoras de energía se corrige ya mediante interruptores escalonados en los transformadores de 110 kV bajo carga, en el lado de baja tensión deberán cumplirse, para conseguir caídas mínimas de tensión, los siguientes requisitos:</p> <ul style="list-style-type: none">▷ Tendidos lo más cortos posible desde los transformadores hasta los consumidores, mediante la disposición de aquéllos en los centros de carga. Con ello pueden evitarse problemas de selectividad a consecuencia de las conexiones en serie de distribuciones.▷ Cables con conductores de sección suficientemente grande (el capítulo 2.2 proporciona recomendaciones para el cálculo de las secciones económicas de los conductores).
Influencias de puntas de carga	<p>Las puntas de carga originan en la red una caída brusca de tensión, cuya magnitud depende, a un valor determinado de la intensidad, principalmente del factor de potencia y de la impedancia efectiva de cortocircuito en el punto de acometida del receptor.</p> <p>Los receptores de gran potencia con servicio intermitente originan caídas de tensión que pueden tener influencias perturbadoras en las instalaciones de alumbrado, en los dispositivos de medida y control, sensibles a las variaciones de tensión, y en la recepción de emisiones de televisión. En la figura 1.2/2 se muestran los efectos de variaciones rítmicas de tensión, en función de su frecuencia (n) por unidad de tiempo y de la magnitud de las caídas de tensión (Δu), expresadas en % de la tensión nominal.</p>
Reducción de los efectos de puntas de carga	<p>La influencia de las puntas de carga se reduce mediante:</p> <ul style="list-style-type: none">▷ Redes separadas de baja tensión para las instalaciones de luz y de fuerza;▷ empleo de un transformador de distribución propio para alimentar receptores con servicio intermitente, por ejemplo, ascensores;▷ elección de transformadores de distribución con un 4% de la tensión nominal de cortocircuito u_z (en caso de servicio en paralelo debe tenerse en cuenta, sin embargo, la limitación de las corrientes de cortocircuito);▷ acometida por separado de receptores especialmente sensibles a las variaciones de tensión, a través de estabilizadores de tensión.



- 1 Límite de sensibilidad en lámparas de incandescencia
- 2 Límite de perturbación en lámparas de incandescencia y aparatos de televisión (redes de abastecimiento público)
- 3 Límite de perturbación en lámparas de incandescencia (redes industriales) y en lámparas fluorescentes

Figura 1.2/2

Caídas de tensión admisibles Δu en tantos por ciento de la tensión nominal, en función del número n de variaciones de la tensión por unidad de tiempo

Cálculo aproximativo de las caídas de tensión Δu en tantos por ciento de la tensión nominal, en casos de puntas de carga:

$$\Delta u \approx \frac{S_L}{S_N} \cdot u_z \cdot \text{sen } \varphi \text{ [%]}$$

S_L Punta de carga (MVA)

S_N Potencia nominal del transformador (MVA)

u_z Tensión nominal de cortocircuito del transformador en %

Determinación de la caída de tensión en el caso de puntas de carga

1.2 Indicaciones

Ejemplo:

Datos:

Edificio de administración con tres transformadores conectados en paralelo de 630 kVA, $u_z = 6\%$

$$S_N = 3 \cdot 0,63 \text{ MVA} = 1,89 \text{ MVA}$$

$$S_L = 0,5 \text{ MVA}$$

$$\cos \varphi = 0,85 \cong \sin \varphi = 0,52$$

Incógnitas:

Δu y admisibilidad en caso de 6 puntas de carga por hora

Resultado:

$$\Delta u \approx \frac{0,5 \text{ MVA}}{1,89 \text{ MVA}} \cdot 6\% \cdot 0,52 = 0,83\%$$

Según la figura 1.2/2, curva característica 1 (Edificio de administración), los valores $\Delta u = 0,83\%$ y 6 h^{-1} se encuentran dentro del límite de sensibilidad y son, por lo tanto, admisibles.

Determinación de la carga de la red (Valor de acometida)

El valor de acometida de una parte de la instalación equivale a la potencia que tiene que haber disponible continuamente en el punto de acometida de dicha parte de la instalación. Considerando los factores de potencia medios $\cos \varphi$, viene dado por la suma de las potencias nominales de todos los consumidores conectados, multiplicadas por el factor de simultaneidad f_G , además de por el factor de carga f_A en el caso de los motores.

Factor de simultaneidad f_G

Debido a que en una instalación los distintos consumidores o grupos de consumidores no están conectados siempre simultáneamente, el factor de simultaneidad f_G será siempre < 1 .

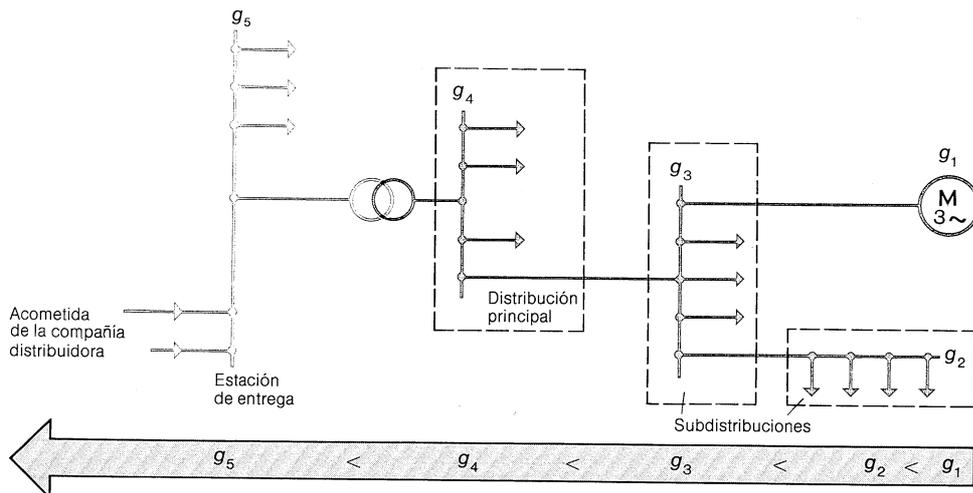


Figura 1.2/3

Comportamiento del factor de simultaneidad f_G en una red eléctrica de distribución

Tabla 1.2/2

Valores orientativos de los factores de simultaneidad f_G de grupos de consumidores en dos casos que se presentan frecuentemente

Grupos de consumidores	Edificio de oficinas	Hospitales
Iluminación	0,95	0,7 ... 0,9
Cajas de enchufe	0,1	0,1 ... 0,2
Ventilación-Calefacción (Instalación de climatización)	1	0,9 ... 1
Cocinas	0,6 ... 0,85	0,6 ... 0,8
Ascensores	0,9 ... 1	0,5 ... 1
Otros	0,3	0,6 ... 0,8

Valores orientativos de los factores de simultaneidad

Es tanto menor cuanto mayor es el número de consumidores y más diferentes sean éstos (compensación natural de carga). En concordancia con esto, va disminuyendo desde el consumidor hasta la acometida con el número creciente de consumidores postconectados.

f_G en edificios aislados

En complejos de edificios que dispongan de una medición totalizadora del consumo global se reduce de nuevo el factor de simultaneidad respecto al establecido para un edificio aislado, lo que repercute favorablemente sobre la potencia de acometida a prever y, de este modo, sobre las tarifas aplicables y costes de acometida.

f_G en complejos de edificios

En los motores, el factor de carga f_A considera los tiempos de marcha en vacío y los de carga muy por debajo de la potencia nominal, dentro de un ciclo de trabajo. En los casos de carga parcial hay que tener en cuenta también el empeoramiento del factor de potencia $\cos \varphi$.

Factor de carga f_A

En el estado de la planificación previa de un proyecto, la carga superficial específica P_m en W/m^2 sirve, estimando un factor de potencia $\cos \varphi$, para determinar la carga esperada de la red.

Carga superficial específica P_m

En la parte 3, apartado IV, se encuentran las directrices de planificación para distintos proyectos con un consumo de potencia proporcional de los grupos de consumidores en tantos por ciento.

Carga proporcional de la red según grupos de consumidores

Formas de las redes de baja y alta tensión

La configuración de las redes de distribución principal a baja tensión en los distintos sectores de abastecimiento de un área, y de la red superpuesta de alta tensión se determinan según:

Influencias sobre la forma de la red

- ▷ La estructura de la zona a abastecer, es decir, la densidad de edificación (extensiva y/o intensiva), el tipo de edificios (rasantes y/o de gran altura) y la finalidad;
- ▷ el tamaño, número y situación espacial de los centros de carga en los distintos sectores de abastecimiento;
- ▷ las posibilidades de emplazamiento de los transformadores y sus correspondientes distribuciones principales de baja tensión en los centros de carga, debiendo perseguirse las mínimas pérdidas de transmisión, eligiendo trazados cortos desde los transformadores hasta los consumidores;
- ▷ las posibilidades del ruteado de la red de distribución principal;

- ▷ el tipo de instalación de abastecimiento auxiliar de energía: descentralizada (por el lado de baja o alta tensión) o centralizada (por el lado de alta tensión);
- ▷ los requisitos generales para redes de edificios, mencionados en las páginas 103 y 104.

Al planificar redes en edificios se comienza con la configuración de las de baja tensión.

Configuración de las redes de baja tensión

Red de distribución principal

Tamaño de transformadores y reserva

El sector a abastecer por un transformador y la potencia de reserva de la que debe disponerse al fallar un transformador limitan la magnitud de los tipos a seleccionar. La mayoría de las veces se seleccionan potencias desde 630 kVA hasta 1000 kVA. Es posible seleccionar unidades todavía mayores de hasta 2500 kVA, cuando se trate de densidades de carga especialmente altas o grandes cargas individuales. Razones de índole técnica y económica limitan superiormente los tamaños de los cuadros eléctricos.

Limitación de las corrientes de cortocircuito

Los efectos de las corrientes de cortocircuito en una instalación dependen de la magnitud y duración de la corriente de cortocircuito. Pueden reducirse mediante:

- ▷ Limitación de las corrientes de cortocircuito en la red de distribución principal y
- ▷ selección de aparatos de protección y maniobra adecuados.

Corrientes de cortocircuito en las derivaciones

La potencia total de los transformadores operando en paralelo, que abastecen una red de distribución principal de baja tensión, debe limitarse atendiendo a las solicitudes por cortocircuito de los aparatos. Por motivos económicos se intentará no sobrepasar una intensidad de cortocircuito I_k de 50 kA en las derivaciones.

Medidas para la limitación

Medidas para la limitación de las corrientes de cortocircuito en redes de distribución principal

- ▷ Elección de transformadores con la mayor tensión nominal de cortocircuito u_z (para un 6% en vez de un 4% se reduce I_k en un factor 0,67); en los casos de puntas de carga deben considerarse las recomendaciones que, sobre estabilización de tensión, se indican en la página 106;
- ▷ Disposición de interruptores de acoplamiento en la barra colectora entre las acometidas, en el caso de disposición central de los transformadores según la figura 1.2/4;
- ▷ Evitar el servicio en paralelo de dos transformadores de potencias nominales grandes, por ejemplo, $S_N \geq 1600$ kVA, enclavando el interruptor de acometida con el interruptor de acoplamiento;
- ▷ Creación de redes parciales con posibilidades de acoplamiento según la figura 1.2/5.

Elección de aparatos de maniobra y protección adecuados

En el caso de acometidas en paralelo según las figuras 1.2/4 ó 1.2/5, las corrientes de cortocircuito en las derivaciones son siempre mayores que en una acometida individual.

Recomendaciones relativas a la elección de aparatos según el capítulo 1.4:

Interruptores de potencia:

- ▷ Para acometidas se emplean interruptores de potencia con protección selectiva temporizada contra cortocircuitos, en caso dado, interruptores con extinción al paso de la corriente por 0; **Acometidas de transformador**
- ▷ como interruptores de acoplamiento se utilizan igualmente interruptores de potencia con extinción al paso de la corriente por 0; **Interruptores de acoplamiento**
- ▷ como interruptores de derivación se utilizan, según se requiera, tanto interruptores de potencia con protección selectiva temporizada contra cortocircuitos, como también los que disponen de limitación de corriente. Con tales interruptores, la selectividad de corriente sólo es posible con aparatos de protección postconectados. **Interruptores de derivación**

Fusibles:

- ▷ El nivel de limitación de corriente es determinante para la elección de los aparatos de protección y maniobra postconectados; **Protección de derivaciones**
- ▷ seccionadores bajo carga con fusibles NH con cartuchos de 630 A tienen, comparados con los cartuchos para menores intensidades nominales, una menor capacidad nominal de cierre y ruptura en cortocircuito;
- ▷ la selectividad respecto a aparatos de protección de rango superior es más difícil con fusibles de intensidades nominales crecientes — caso de no conseguirse, deberán emplearse interruptores de potencia —.

Disposición de los transformadores

La disposición espacial de los centros de carga, el tamaño y número de transformadores, su emplazamiento (centralizado o descentralizado) y modo de operación (individual o en paralelo), así como las reservas de transformador determinan sustancialmente la forma de las redes de distribución principal.

La elección de los tamaños de los transformadores y de los emplazamientos es, de este modo, un compromiso entre los costes de la instalación y los producidos por las pérdidas, la estructura de la red y del área edificada, y consideraciones operacionales. Por ello es siempre recomendable el estudiar, planificar y comparar distintas variantes de la estructura de una red.

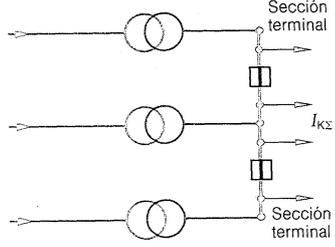
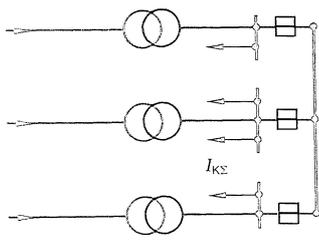
Planificación y comparación de variantes de redes

Disposición centralizada de los transformadores

Cuando se dispongan los transformadores en el centro de carga de un sector de abastecimiento, alimentando unas barras colectoras (figura 1.2/4) debe considerarse lo siguiente:

- ▷ Interruptores de acoplamiento — dispuestos bien a lo largo de barras colectoras o bien en barras de derivación o auxiliares — deben permitir el servicio aislado de los transformadores; **Interruptor de acoplamiento en las barras colectoras**

1.2 Indicaciones

Ejecución	a) Barras colectoras no divididas	b) Barras colectoras divididas y barras auxiliares o de derivación
Interruptor de acoplamiento	en las	conectado a las
Compensación de carga	en las	preponderantemente en las
Fallo de una unidad externa somete a carga	preponderantemente la parte central de las	como las corrientes de compensación solo
Reserva de transformador a % de la capacidad de carga: 66% \cong 1 unidad		
Valoración	Estructura sencilla de la distribución principal	Mayor flexibilidad a un coste más alto

 Interruptor de acoplamiento, conectado

Figura 1.2/4

Disposición centralizada de los transformadores en el centro de carga con transformadores de reserva, caso de tres unidades

Alimentación en secciones terminales del cuadro eléctrico

- ▷ para limitar las corrientes de cortocircuito en las barras colectoras y en las derivaciones, la alimentación debe tener lugar en las secciones terminales del cuadro eléctrico. De este modo se aprovecha la totalidad de la amortiguación debida a la reactancia de las barras colectoras en toda su longitud.

En las derivaciones fluirá en caso de defecto la máxima corriente de cortocircuito correspondiente (suma de corrientes de cortocircuito $I_{k\Sigma}$).

Disposición descentralizada de los transformadores

Si en un sector de abastecimiento se encuentran varios centros de carga, entonces puede ser económicamente más ventajosa una disposición descentralizada de los transformadores (figura 1.2/5) que una disposición centralizada.

Reserva de transformadores

Las líneas de unión (líneas en anillo) entre las estaciones de transformadores posibilitan la compensación de carga y la utilización de los transformadores de reserva.

En correspondencia con los diagramas a-c de la figura 1.2/5 se indica, para los diferentes tipos de transformadores de reserva, la reserva real alcanzable en tantos por ciento de la potencia nominal S_N de un transformador, a saber

- ▷ en el caso de carga de las distintas unidades en servicio no perturbado y
- ▷ en caso de una eventual avería de una unidad.

Además, la figura 1.2/5 contiene indicaciones sobre el diseño de las líneas en anillo.

Si se dispusiera un segundo transformador en una de las estaciones representadas en la figura 1.2/5, debido a un mayor consumo de potencia, resulta una reserva momentánea adicional y la posibilidad de lograr economías en las líneas en anillo. Los sobrecostos generados por los cables en anillo exentos de carga o sólo sometidos a una carga débil en operación normal, quedan casi siempre más que compensados por las economías logradas en el transporte de energía a alta tensión a los centros de carga y por los cortos trazados de línea entre las distribuciones y los consumidores.

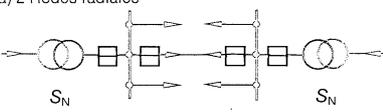
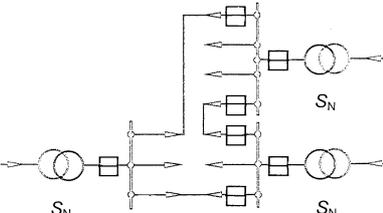
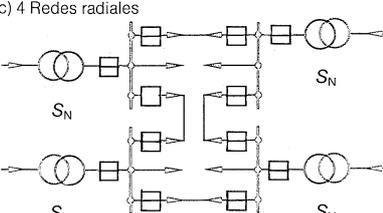
Soluciones especialmente económicas resultan en la construcción de las estaciones, aplicando estaciones de transformadores para centros de carga 8FA11 con transformadores de resina colada GEAFOLE (véase el capítulo 1.10.3).

En los cálculos de economicidad deben incluirse también los costes de construcción.

Las estaciones de transformadores para centros de carga 8FA11 pueden instalarse en “centros de trabajo generales” (véase el capítulo 24), ya que el transformador de resina colada es el que mejor cumple los requisitos técnicos en cuanto a protección contra incendios. Además no son necesarias medidas constructivas especiales, por ejemplo, tabiques separadores resistentes al fuego.

Estaciones de transformadores en centros de carga

Instalación en “centros de trabajo generales”

Estructura de la red	Reserva de transformadores			Diseño de la línea en anillo para
	Tipo de reserva	Sin perturbación	Avería en una unidad	
a) 2 Redes radiales 	Reserva de carga parcial o de maniobra	hasta 50%	50%	operación abierta $0,5 S_N$
b) 3 Redes radiales 	Reserva total de conmutación, posible a partir de 3 unidades	hasta 66%	66%	operación abierta 2 líneas en anillo $0,66 S_N$ 3 líneas en anillo $0,33 S_N$
c) 4 Redes radiales 	Reserva momentánea	hasta 75%	75%	operación cerrada 3 líneas en anillo $0,75 S_N$ 4 líneas en anillo $> 0,40 S_N$

 Interruptor de potencia, conectado

Figura 1.2/5

Disposición descentralizada de transformadores en los centros de carga con transformadores de reserva para el caso de avería de una unidad en redes radiales

1.2 Indicaciones

Aparatos de protección en líneas en anillo

Como aparatos de maniobra y protección para las líneas en anillo entre las distribuciones principales se prefieren a menudo interruptores de potencia en vez de los seccionadores bajo carga con fusibles NH, por los siguientes motivos:

- ▷ Control y operación remotos,
- ▷ comportamiento definido de respuesta de los disparadores de cortocircuito de retardo breve (disparadores z, véase el capítulo 1.4.2) en caso de avería.

Corrientes de cortocircuito reducidas

La disposición *descentralizada* de los transformadores, frente a la *centralizada*, manteniendo el mismo número y tamaño de las unidades en una red, hace que pueda contarse con menores corrientes de cortocircuito. Esta reducción es producida por las impedancias de las líneas en anillo.

Red de distribución

La forma de una red de distribución puede configurarse, según las exigencias, por una combinación de los esquemas representados en la figura 1.2/6.

Esquemas de líneas a partir de las barras colectoras

Esquemas de líneas	Forma de la red	Constitución de la red	Toma de carga
	Redes radiales	Líneas de derivación	Simple
			Múltiple
			Uniformemente repartida
	Líneas de alimentación	Líneas paralelas hacia una subdistribución	Al final; sólo para transporte de energía
	Redes en anillo	Línea en anillo que parte de una distribución principal o estación	Múltiple
		Línea en anillo entre distribuciones principales o estaciones	No hay; sólo para compensación de carga y utilización de transformadores de reserva

Figura 1.2/6 Formas de redes de distribución

Configuración de las redes de alta tensión

La solución más económica se consigue siempre que el transporte de energía hasta los centros de carga se realice fundamentalmente en alta tensión. Esto significa que hay que disponer las estaciones transformadoras en los centros de carga.

A este respecto, cabe señalar, que los costes pueden ser muy variables, dependiendo de la forma de red elegida y las posibilidades seleccionadas para la conexión de las estaciones transformadoras a la red de alta tensión, como muestra la figura 1.2/7.

Conexión de los transformadores

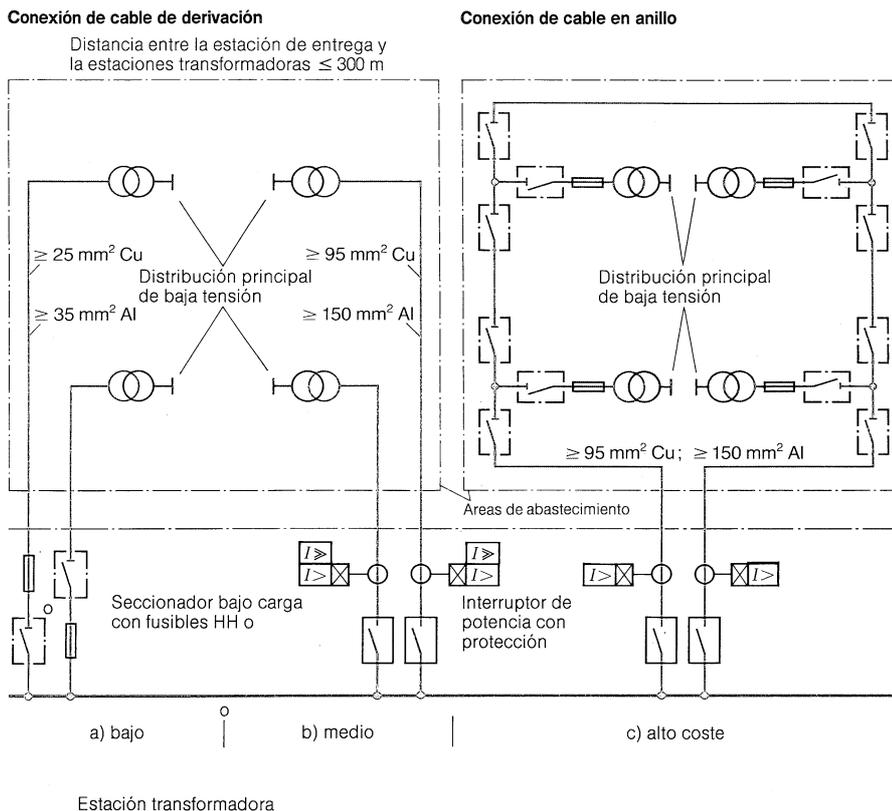


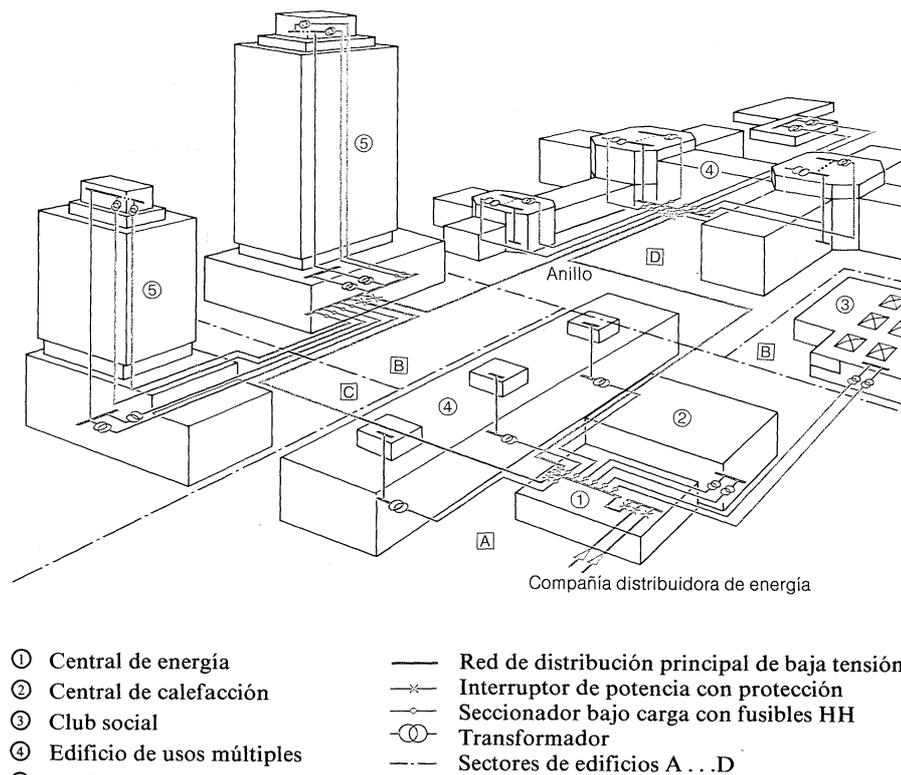
Figura 1.2/7

Coste relacionado con la elección de la forma de la red y de las posibilidades de conexión de los transformadores a la red de alta tensión

1.2 Indicaciones

Por ello debería tenerse en cuenta al planificar la red de alta tensión, que la estación de entrega de la compañía distribuidora se disponga, a ser posible, en un punto del área de abastecimiento desde el que pueda conectarse el mayor número de los transformadores necesarios a través de tramos cortos (≤ 300 m).

En la figura 1.2/8 se muestra el ejemplo de una red de distribución de energía de un gran complejo de edificios.



No se ha representado una instalación de abastecimiento auxiliar de energía

Fig. 1.2/8
 Ejemplo de una red de distribución de energía en un gran complejo de edificios

Alimentación de subestaciones

Si se tienen que disponer subestaciones o cuadros eléctricos a gran distancia de la estación de entrega, deberían utilizarse, según la concentración de carga en los correspondientes sectores de abastecimiento, bien

- ▷ una alimentación en anillo según la figura 1.2/8, en caso de consumos pequeños o medios de potencia, o bien
- ▷ cables de alimentación o paralelos según la figura 1.2/9, en caso de grandes consumos de potencia (pudiendo ser útil el disponer interconexiones de compensación de carga entre las estaciones).

Los interruptores de alimentación de las compañías de distribución hacen las veces también de interruptores de entrega.

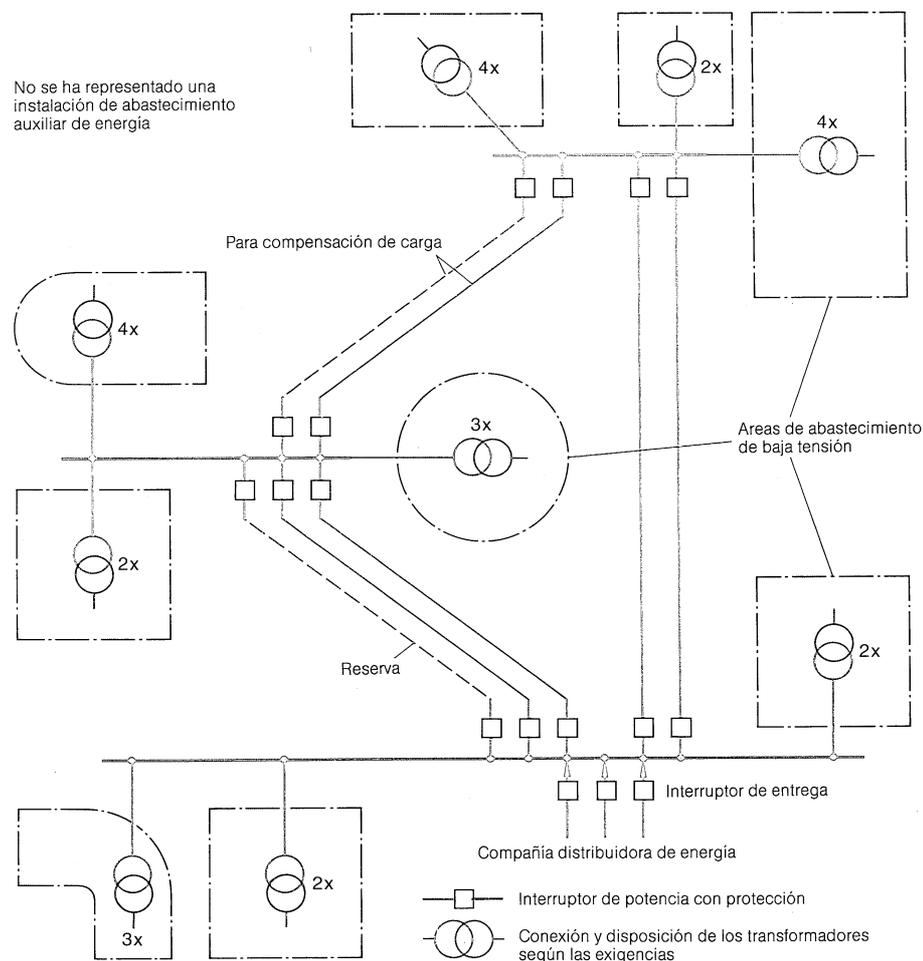


Figura 1.2/9

Cables de alimentación o paralelos abastecen la estación de entrega y dos subestaciones con gran consumo de carga en un sector de abastecimiento de grandes dimensiones

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Las normas VDE aplicables son determinantes para dimensionar y elegir los medios de servicio eléctricos que se emplean en cuadros eléctricos y redes de abastecimiento. En dichas normas se prescribe que, además de registrar las solicitaciones permanentes que se originan durante el servicio normal, por ejemplo, por la intensidad y la tensión de servicio, hay que considerar también las solicitaciones o efectos en caso de cortocircuito. Debido a que las intensidades de cortocircuito alcanzan generalmente valores varias veces superiores a las intensidades nominales, hay que contar especialmente con altas solicitaciones dinámicas y térmicas y, en determinadas circunstancias, con tensiones inadmisibles peligrosas. Estas suponen un riesgo para las personas y los medios de servicio, por lo que es indispensable, por motivos de seguridad, evaluar las solicitaciones que son de esperar en caso de cortocircuito. Para ello es preciso conocer los valores de la intensidad de la corriente de cortocircuito. Por las razones expuestas, la Asociación de Electrotécnicos Alemanes [Verband Deutscher Elektrotechniker (VDE)] ha publicado las siguientes directrices para determinar las corrientes de cortocircuito significativas:

Directrices VDE

Directrices para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, VDE 0102,¹⁾

Parte 1: Sistemas trifásicos con tensiones nominales superiores a 1 kV,

Parte 2: Sistemas trifásicos con tensiones nominales de hasta 1000 V.

Los conceptos que a continuación se emplean se han tomado de dichas directrices, en las que se explican con detalle. Las indicaciones entre corchetes [] se refieren a las directrices VDE 0102, utilizándose la abreviación P. para indicar la parte correspondiente, por ejemplo [P.1, párrafo 5a) 1.—Ec(2)].

Llegados a este punto hay que advertir que para realizar los cálculos es preciso disponer de dichas directrices, ya que en la presente obra no se reproducen las mismas, sino que solamente se explica su aplicación con ayuda de ejemplos. Las indicaciones referentes a los párrafos respectivos facilitan la relación entre las directrices y su aplicación. En las páginas 175 a 177 se exponen, a modo de magnitudes de cálculo (factores: κ , μ , λ , q) algunos diagramas importantes relacionados directamente con el cálculo numérico.

Los valores de r' y x' se han de tomar del manual de Siemens: "Cables y líneas para corrientes industriales".

Aclaraciones de conceptos

Corriente de cortocircuito es la que fluye por el punto defectuoso mientras dura el cortocircuito.

Corriente alterna de cortocircuito es la componente de la corriente de cortocircuito a la frecuencia de servicio.

Corrientes parciales de cortocircuito son las componentes de la corriente de cortocircuito en los diferentes ramales de la red.

¹⁾ Una nueva edición revisada de las directrices VDE 0102 está en preparación. Al imprimirse la presente obra no pudieron ser todavía consideradas

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna I''_k es el valor eficaz de la intensidad de la corriente alterna de cortocircuito en el momento de establecerse éste.

Impulso de la corriente de cortocircuito I_s es el máximo valor instantáneo de la intensidad de la corriente después de producirse el cortocircuito (valor de pico).

Intensidad de ruptura en corriente alterna I_a al desconectar un interruptor en caso de cortocircuito, es el valor eficaz de la intensidad de la corriente alterna de cortocircuito, que fluye a través del interruptor en el momento de la primera separación de los contactos.

Tensión de servicio de la red U_h aparece en el cálculo como producto $c \cdot U_N$.

Tensión nominal U_N es la existente entre los conductores y según la cual se designa la red.

Potencia inicial de cortocircuito en corriente alterna S''_k es igual al producto $\sqrt{3} \cdot I''_k \cdot U_N$.

Capacidad de ruptura de la red S_a es el producto $\sqrt{3} \cdot I_a \cdot U_N$.

Retardo mínimo de desconexión t_M es el tiempo mínimo que transcurre desde que se produce el cortocircuito hasta la primera separación de los contactos de un polo del interruptor.

Un *cortocircuito cercano al generador* se presenta cuando, en caso de cortocircuito tripolar, la componente I''_{kG} de una máquina síncrona es superior al doble de su intensidad nominal.

Un *cortocircuito alejado del generador* se presenta cuando dicho valor no se sobrepasa en ninguna máquina síncrona.

Impedancia directa Z_1 de una red trifásica es la impedancia por conductor, considerada desde el punto defectuoso, en el sistema directo.

Impedancia inversa Z_2 de una red trifásica es la impedancia por conductor, considerada desde el punto defectuoso, en el sistema inverso.

Impedancia homopolar Z_0 de una red trifásica es la impedancia por conductor, considerada desde el punto defectuoso, en el sistema homopolar.

Solicitud dinámica — fuerza producida por la corriente.

Solicitud térmica — efecto térmico de la corriente.

Tensiones peligrosas — tensiones de paso y de contacto, tensiones de influencia.

Extinción de contactos a tierra — redes con bobinas de extinción de contactos a tierra (bobinas Petersen).

Puesta a tierra directa — puntos estrella de los transformadores conectados directamente a tierra (también, puesta a tierra activa).

Corriente de cortocircuito a tierra — corriente de cortocircuito o la parte de la misma, que retorna al sistema a través de tierra.

Generador equivalente — generador que se puede considerar equivalente a los varios que abastecen una red.

Símbolos empleados

A	Intensidad inicial de la corriente continua
I_a	Intensidad de ruptura en corriente alterna
I''_k	Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

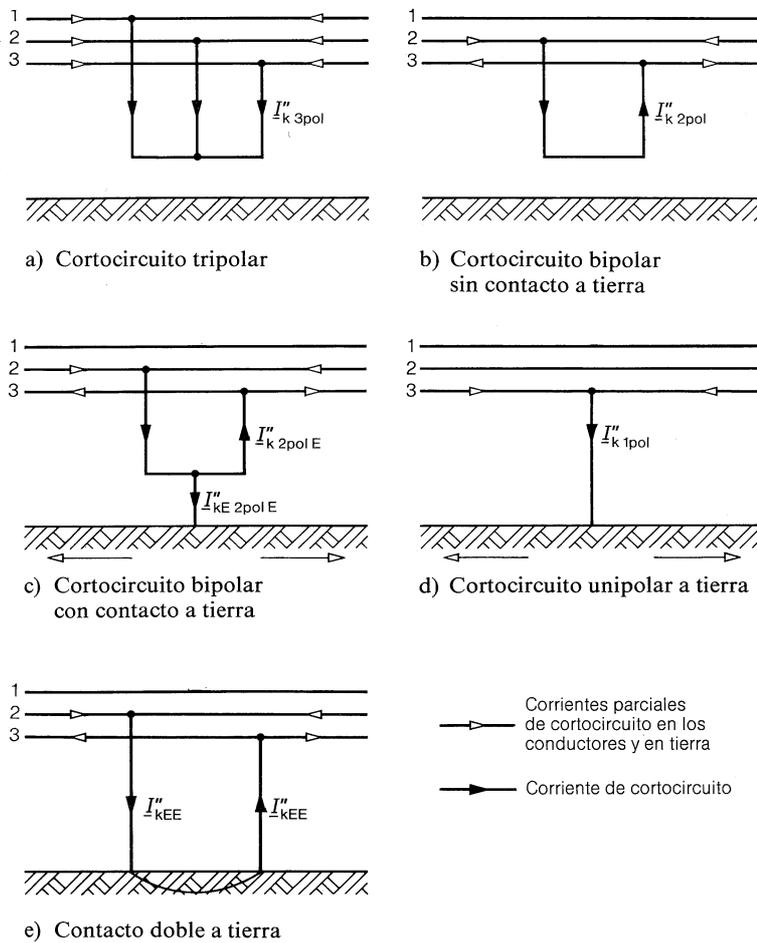
I_k	Intensidad permanente de cortocircuito		
I_N	Intensidad nominal		
I_s	Impulso de la corriente de cortocircuito		
R	Resistencia óhmica		
S_a	Capacidad de ruptura de la red		
S_k'	Potencia inicial de cortocircuito en corriente alterna		
S_N	Potencia nominal (potencia aparente)		
U	Tensión de los conductores (entre líneas)		
U_N	Tensión nominal (entre líneas)		
U_h	Tensión de servicio de la red		
U_{NOS}	Tensión nominal del lado de tensión superior del transformador		
U_{NUS}	Tensión nominal del lado de tensión inferior del transformador		
X	Reactancia inductiva		
X_D	Reactancia inductiva de la bobina		
X_d''	Reactancia inicial (reactancia subtransitoria) en Ω		
Z	Impedancia (forma compleja)		
\underline{Z}	Impedancia (módulo)		
Z_k	Impedancia (forma compleja) de la vía de la corriente de cortocircuito		
\underline{Z}'_k	Impedancia (módulo) de la vía de la corriente de cortocircuito		
c	Factor según VDE 0102, partes 1 y 2		
i_0	Corriente en vacío (valor momentáneo)		
l	Longitud de los conductores		
q	Factor según VDE 0102		
r'	Resistencia óhmica por unidad de longitud		
t_M	Retardo mínimo de desconexión		
u_z	Tensión porcentual de cortocircuito		
u_r	Caída porcentual de tensión, óhmica		
u_x	Caída porcentual de tensión, inductiva		
x'	Reactancia inductiva por unidad de longitud		
x_d''	Reactancia inicial porcentual del generador		
\varkappa	Factor según VDE 0102 (también \varkappa_k)		
λ	Factor según VDE 0102		
μ	Factor según VDE 0102 (también μ_k)		
Otros índices			
FL	Línea aérea	1	sistema directo
G	Generador	2	sistema inverso
Ka	Cable (Ka 1 = cable 1, etc.)	0	Sistema homopolar
Q	Acometida de la red	max	valor máximo
Sch	Barra conductora	min	valor mínimo
T	Transformador (T 1 = Transf. 1, etc.)		
$\alpha, \beta, \gamma \dots$	Impedancias equivalentes para conexiones en serie y en paralelo		

Ejemplos:

$\underline{Z}_{1\alpha}$	Impedancia equivalente del sistema directo
$I''_{kGmax3pol}$	Contribución del generador a la máxima corriente alterna inicial de cortocircuito tripolar
\underline{Z}_{0T2}	Impedancia homopolar del transformador T2
$\mu_{0,05}$	Factor μ según VDE 0102 para un retardo mínimo de desconexión $t_M = 0,05$ s
$I_{kNmax2pol}$	Contribución de la acometida de la red a la máxima corriente alterna de cortocircuito bipolar.

Clases de defectos

Según las directrices, en los sistemas trifásicos se distinguen esencialmente cinco clases de defectos, que se representan y designan en la figura 1.3/1, junto con las respectivas corrientes de cortocircuito. En los sistemas trifásicos se pueden producir, además, otros defectos dobles, que solamente hay que considerar en casos especiales al dimensionar y elegir los medios de servicios eléctricos y, por tanto, no se tratan en esta obra.



Por los conductores sin defectos pueden fluir también corrientes parciales de cortocircuito. El sentido de flujo de la corriente se ha elegido arbitrariamente.

Figura 1.3/1
Designación de las clases de defectos y corrientes de cortocircuito según VDE 0102, parte 1

Cortocircuitos simétricos**Cortocircuito tripolar**

Los tipos de defectos representados en la figura 1.3/1 se pueden subdividir en cortocircuitos simétricos y asimétricos. Entre éstos es el cortocircuito tripolar el más fácil de comprender y calcular. Las tres tensiones se anulan en el punto defectuoso, y la corriente alterna de cortocircuito se distribuye simétricamente entre los tres conductores. La tierra o el conductor a tierra no participa en la transmisión de la corriente. Aún en el caso de que el punto estrella de la red, en el que se produce el cortocircuito tripolar, estuviese unido a tierra, no se producirían otras corrientes de cortocircuito. Por este motivo el cálculo de las corrientes de cortocircuito puede efectuarse para un solo conductor, procediendo de igual forma que al calcular la distribución simétrica de carga. Las ecuaciones que se utilizan y el método de cálculo se describen con ayuda de ejemplos, a partir de la pág. 127. Desde el punto de vista estadístico, el porcentaje de cortocircuitos tripolares entre los defectos que se producen, es relativamente pequeño. No obstante, hay que tener en cuenta que, en caso de cortocircuito tripolar, se establecen generalmente las corrientes de cortocircuito de mayor intensidad en el punto defectuoso considerado y, por consiguiente, estos valores son determinantes a la hora de dimensionar los medios de servicio.

Cortocircuitos asimétricos

Los procesos eléctricos que tienen lugar al producirse cortocircuitos asimétricos parecen, en un principio, mucho más complicados, especialmente si hay que considerar también los contactos a tierra. En estos casos, las tensiones en los puntos defectuosos no se anulan. Además, debido a las condiciones de asimetría, se establecen acoplamientos más o menos grandes entre los conductores activos entre sí, y entre tierra y los conductores adicionales de puesta a tierra, que frecuentemente se prevén. Las ecuaciones necesarias para determinar las corrientes asimétricas de cortocircuito se deducen mediante procedimientos matemáticos especiales; entre ellos, el que más aplicación encuentra, por su claridad, es el de las componentes simétricas. No obstante, no es preciso conocer con todo detalle este método si se consideran las ecuaciones y aclaraciones expuestas en las directrices VDE 0102. En casos especiales es conveniente que la persona no experimentada consulte a un especialista, ya que en las directrices no es posible describir todos los métodos de solución. En la presente obra se resalta únicamente la importancia que tienen los cortocircuitos asimétricos al dimensionar y elegir los medios de servicio.

Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra

En caso de producirse un cortocircuito bipolar sin contacto a tierra se establecen en el punto defectuoso corrientes alternas iniciales de cortocircuito, cuya intensidad es menor que en caso de cortocircuito tripolar. No obstante, si el defecto se produce en las proximidades de máquinas síncronas y/o de máquinas asíncronas de potencia equivalente, la intensidad de la corriente de cortocircuito bipolar puede llegar a superar, en determinadas circunstancias, durante el transcurso del cortocircuito, la del cortocircuito tripolar. Bajo estas condiciones, la intensidad de la corriente de cortocircuito bipolar es determinante para el dimensionamiento de los aparatos de maniobra en lo referente a la corriente alterna de ruptura necesaria o a la elección de los dispositivos de protección.

Cortocircuito bipolar con contacto a tierra**Contacto doble a tierra**

Al producirse cortocircuitos bipolares con contacto a tierra o dobles contactos a tierra se establecen condiciones similares. En el primer caso, la intensidad inicial de la corriente alterna de cortocircuito está comprendida entre los valores correspondientes al cortocircuito tripolar o al cortocircuito unipolar a tierra. El contacto doble a tierra únicamente tiene importancia en las redes con extinción de los cortocircuitos a tierra o con punto estrella libre, para comprobar las cuestiones de protección e influencia, ya que la intensidad de la corriente de cortocircuito que se establece no puede ser mayor que la correspondiente a un cortocircuito bipolar con o sin contacto a tierra.

Entre los cortocircuitos asimétricos es éste el de mayor importancia. Este tipo de defecto no solamente es el más frecuente en las redes de alta tensión con puesta a tierra activa del punto estrella y en redes de baja tensión con punto estrella directamente puesto a tierra, sino que también presentan mayor margen de dispersión respecto a los valores de la intensidad. En casos especiales, la intensidad de la corriente de cortocircuito unipolar a tierra puede ser incluso superior a la correspondiente al cortocircuito tripolar. Tal es el caso descrito en el ejemplo de la página 134. No obstante, mientras que la corriente de cortocircuito tripolar es, por regla general, determinante para dimensionar los medios de servicios intercalados en el circuito normal, hay que prestar especial atención a la corriente de cortocircuito unipolar al determinar las tensiones de paso y de contacto, así como en las cuestiones relativas a las influencias y al dimensionamiento de las instalaciones de puesta a tierra.

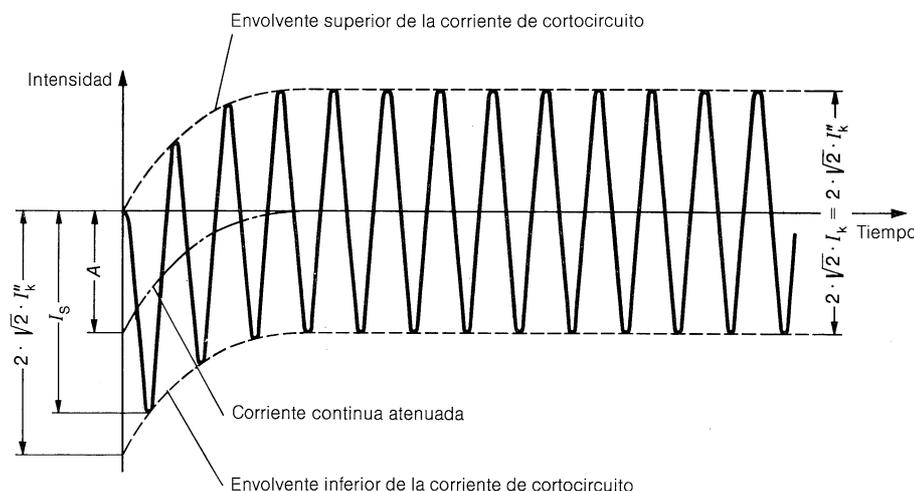
Cortocircuito unipolar a tierra

Fuentes y evolución de las corrientes de cortocircuito

Al calcular las corrientes de cortocircuito hay que considerar, según el punto en que éste se produce, las fuentes que a continuación se indican:

- ▷ Acometida de la red (alimentación externa, generador equivalente);
- ▷ máquinas síncronas (generadores, motores, compensadores de fase);
- ▷ máquinas asíncronas (generadores, motores);
- ▷ accionamientos de corriente continua alimentados por convertidores con servicio transitorio de ondulator.

Fuentes de las corrientes de cortocircuito



I_k'' Corriente alterna inicial de cortocircuito
 I_s Impulso de la corriente de cortocircuito

I_k Corriente de cortocircuito permanente
 A Valor inicial de la corriente continua

Figura 1.3/2

Evolución de la corriente de cortocircuito en caso de producirse éste alejado del generador, para la fase que se encuentre en el instante más desfavorable de maniobra

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

La evolución de la corriente de cortocircuito en el punto defectuoso depende esencialmente de la correspondiente acometida o acometidas de la red.

En la figura 1.3/2 se muestra la evolución de la corriente de cortocircuito, en el caso de que éste esté alejado del generador, para la fase en el instante más desfavorable de maniobra. Esta evolución es de esperar en cortocircuitos que se abastezcan de la acometida de la red. La corriente alterna de cortocircuito permanece constante en el tiempo (condición: $I_k'' = I_k$).

En la figura 1.3/3 se representa la evolución de la corriente de un cortocircuito producido en un generador síncrono, para la fase en el instante más desfavorable de maniobra. Este cortocircuito se considera cercano al generador, puesto que la corriente alterna de cortocircuito se amortigua en función del tiempo, desde una intensidad inicial I_k'' hasta alcanzar la intensidad permanente de cortocircuito I_k .

Si el cortocircuito se desconecta antes de haberse alcanzado la intensidad permanente, la corriente alterna de ruptura I_a presenta una intensidad inferior a la inicial I_k'' (condición: $I_k'' > I_a \geq I_k$).

La figura 1.3/4 muestra la evolución de la corriente de cortocircuito de un motor asíncrono de alta tensión, para la fase en el instante más desfavorable de maniobra. Este cortocircuito se produce próximo al generador y su corriente alterna se amortigua, con relativa rapidez, desde una intensidad inicial I_k'' hasta anularse, ya que las máquinas asíncronas no disponen de excitación independiente en el circuito del rotor (condición: $I_k'' > I_a$; $I_k = 0$).

En la figura 1.3/5 se muestra la evolución de la corriente de cortocircuito de un motor asíncrono de baja tensión, para la fase en el instante más desfavorable de maniobra. Este cortocircuito se establece próximo al generador y la corriente alterna de cortocircuito se amortigua desde un valor inicial I_k'' hasta anularse, en el plazo de 2 ó 3 periodos (condición: $I_k'' \gg I_a \approx I_k = 0$).

Las corrientes de cortocircuito representadas en las figuras 1.3/2 a 1.3/5 presentan una característica común, a saber, después de unos 10 ms (un semiperíodo a 50 Hz) alcanzan su máximo valor posible, que es el impulso de la corriente de cortocircuito I_s . Dicho impulso es determinante para evaluar la sollicitación dinámica en caso de defecto.

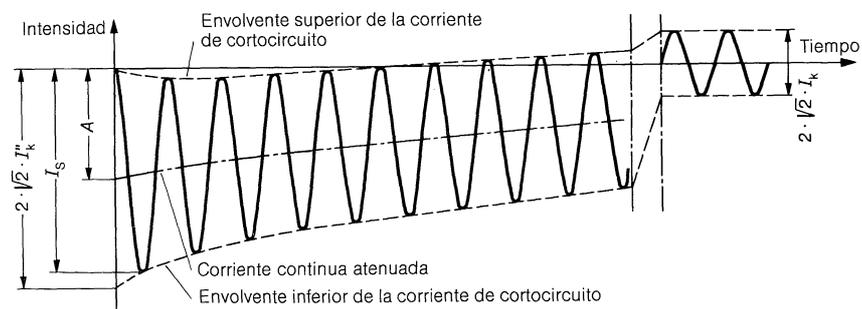


Figura 1.3/3

Evolución de la corriente de cortocircuito, en caso de producirse éste próximo al generador, para la fase en el instante más desfavorable de maniobra (oscilograma tomado en caso de cortocircuito en los bornes de un generador síncrono después de la marcha en vacío)

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

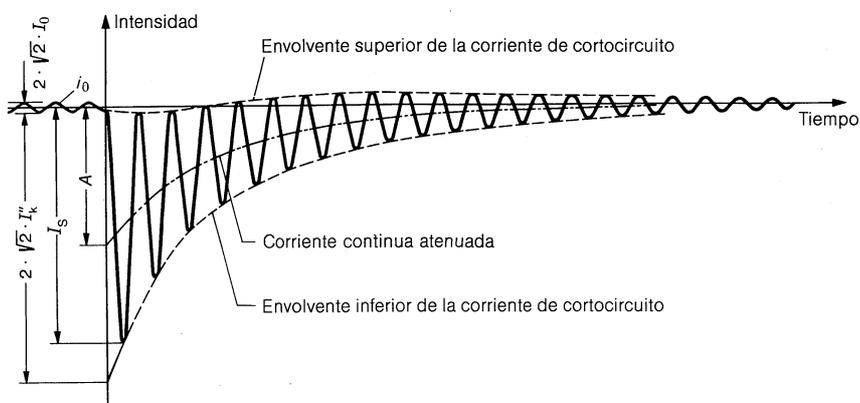


Figura 1.3/4
Evolución de la corriente de cortocircuito de un motor asíncrono de alta tensión para la fase en el momento más desfavorable de maniobra; i_0 es la intensidad en vacío (oscilograma tomado en caso de cortocircuito en los bornes después de la marcha en vacío)

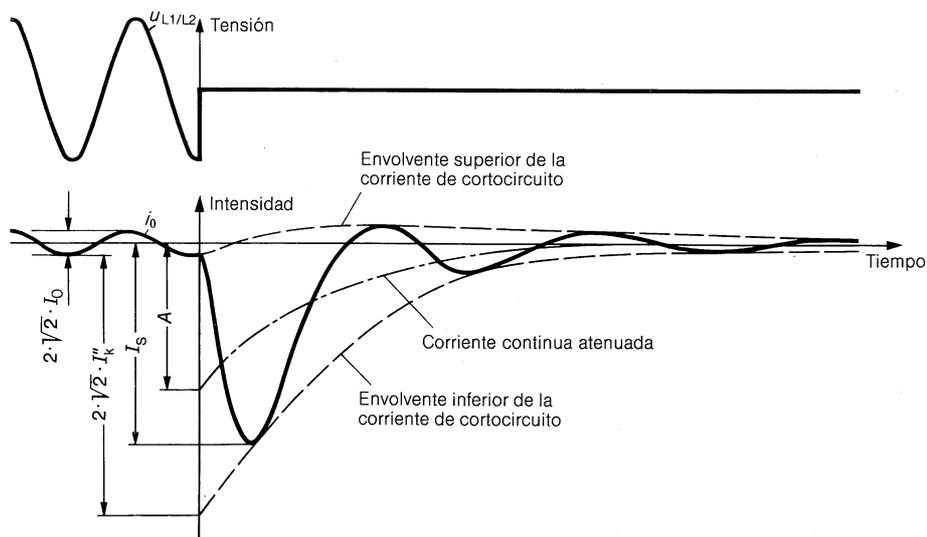


Figura 1.3/5
Evolución de la corriente de cortocircuito de un motor asíncrono de baja tensión para la fase en el instante más desfavorable de maniobra; i_0 es la intensidad en vacío (oscilograma tomado en caso de cortocircuito en los bornes después de la marcha en vacío)

En los ejemplos de cálculo se hace referencia a la importancia de los demás valores de la corriente, indicándose, además, que frecuentemente no sólo participa una de las fuentes mencionadas, sino varias de ellas. En tal caso, la corriente de cortocircuito en el punto defectuoso se compone de las corrientes parciales. Si los cortocircuitos no se producen directamente en los bornes de la máquina síncrona o asíncrona, el proceso de amortiguamiento no es tan pronunciado como en las figuras 1.3/3 a 1.3/5.

Aspectos generales de la determinación de las corrientes de cortocircuito

Según las correspondientes determinaciones VDE, para dimensionar y elegir los medios de servicio hay que calcular las intensidades máximas y mínimas de la corriente de cortocircuito para las clases de defectos indicadas en la página 121.

Si se modifica el estado de conexión de la red mientras dura el cortocircuito, es preciso efectuar cálculos adicionales.

Solicitud dinámica

En redes trifásicas, por lo general, el cortocircuito tripolar es determinante para la solicitud de conexión y desconexión de los aparatos de maniobra, así como para la solicitud dinámica de los medios de servicio, por implicar las corrientes de cortocircuito de mayor intensidad.

Solicitud térmica

En caso de cortocircuitos alejados del generador, los tripolares son decisivos para la solicitud térmica de los medios de servicio. Tratándose de cortocircuitos cercanos al generador, la solicitud térmica debida a la corriente de cortocircuito bipolar puede ser superior a la correspondiente al cortocircuito tripolar, por ser mayor su intensidad permanente. Para calcular la solicitud térmica de los medios de servicio en redes con puesta a tierra activa del punto estrella, hay que considerar también la corriente de cortocircuito unipolar a tierra, cuando la intensidad permanente de la misma sea superior a la que se establece en caso de cortocircuito tripolar.

Fusibles preconectados

Si se emplean fusibles para proteger las instalaciones, hay que calcular primeramente las corrientes de cortocircuito como si aquéllos no existiesen. Partiendo de los valores calculados y de las características de los fusibles se determinan las corrientes de paso, cuyas intensidades son entonces los impulsos de la corriente de cortocircuito de las instalaciones postconectadas (véase el capítulo 1.5.3).

Las corrientes de cortocircuito de mayor intensidad, que originan tensiones de puesta a tierra, así como tensiones de interferencia en las líneas de control a distancia pueden establecerse:

- ▷ En redes con punto estrella aislado o con extinción inductiva de los contactos a tierra en caso de doble contacto a tierra;
- ▷ en redes con puesta a tierra del punto estrella a través de impedancias o en redes con puesta a tierra activa del punto estrella, en caso de cortocircuito bipolar con contacto a tierra o cortocircuito unipolar a tierra y, en ocasiones especiales, al producirse un contacto doble a tierra.

En las directrices VDE 0102 se exponen las indicaciones relativas a la consideración de motores asíncronos en el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

1.3.1 Ejemplos

A continuación se explica el cálculo de las corrientes de cortocircuito a la vista de algunos ejemplos, en los que se procede de acuerdo con lo indicado en las directrices VDE 0102 partes 1 y 2.

En la página 160 y siguientes se exponen diagramas, tablas y algunas ecuaciones relativas a los datos característicos más importantes de los medios de servicio, que es preciso conocer para calcular las corrientes de cortocircuito. Generalmente se trata de valores medios. En un caso concreto que se le presente al calculista en la práctica, se deben tomar como base los datos característicos reales de los medios de servicio al efectuar el cálculo, siempre que éstos sean conocidos. Si al efectuar el cálculo de una nueva instalación no se dispone de la totalidad de estos datos, podrán utilizarse los valores medios indicados. En tal caso, para elegir los medios de servicio hay que procurar que los valores supuestos se mantengan dentro de un margen de tolerancia lo más estrecho posible.

Alimentación de una red sin derivaciones

VDE 0102 parte 1, párrafos 5 y 7

Ejemplo 1

En la figura 1.3/6 se representa el esquema de la red con los datos característicos de los medios de servicio.

Un generador síncrono alimenta los receptores de una instalación de media tensión, cuyo consumo total de potencia queda limitado a los aparatos de alumbrado y calefacción (cocinas eléctricas, acumuladores de agua caliente, calentadores de agua en circulación, etc.).

Para los puntos de defecto indicados como F1, F2 y F3 deben calcularse las corrientes de cortocircuito y, para F1, también las potencias de cortocircuito.

Corrientes de cortocircuito tripolar en caso de alimentación sencilla de una red sin ramificaciones

a) Corrientes máximas de cortocircuito tripolar

Punto de defecto F1:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$X_G = X_d'' = \frac{x_d'' \cdot U_{NG}^2}{100\% \cdot S_{NG}} = \frac{11,5\% \cdot 10,5^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 25 \text{ MVA}} = 0,507 \Omega,$$

$$R_G = 0,07 \cdot X_d'' \quad [\text{P.1., párrafo 5a) 2.}]$$

$$= 0,07 \cdot 0,507 \Omega = 0,0355 \Omega, \text{ (véase página 160)}$$

$$\underline{Z}_G = R_G + j X_d'' = (0,0355 + j 0,507) \Omega = \underline{Z}_k,$$

$$Z_k = \sqrt{R_G^2 + X_d''^2} = \sqrt{0,0355^2 + 0,507^2} \Omega = 0,508 \Omega.$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{k\max3\text{pol}}$ [P.1, párrafo 5a)1.—Ec(2)]

$$I''_{k\max3\text{pol}} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,508 \Omega} = 12,52 \text{ kA} .$$

Impulso de corriente de cortocircuito $I_{s\max3\text{pol}}$ [P.1, párrafo 5a)2.—Ec(4)]

$$I_{s\max3\text{pol}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\max3\text{pol}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,52 \text{ kA} = 31,87 \text{ kA} ,$$

$\kappa = 1,8$ siendo $R_G/X''_d = 0,07$ (según figura 1.3/23).

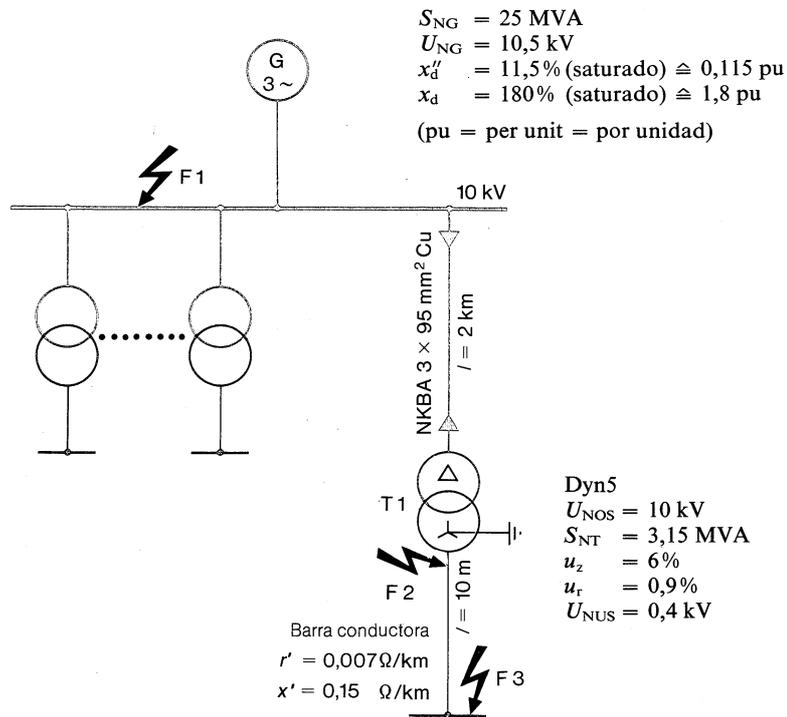


Fig. 1.3/6 Esquema de la red para el primer ejemplo de cálculo

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Intensidad de ruptura en corriente alterna $I_{amax3pol}$ [P.1, párrafo 5a)3.—Ec(5)]

$$I_{amax3pol} = \mu_{0,1} \cdot I''_{kmax3pol} = 0,645 \cdot 12,52 \text{ kA} = 8,075 \text{ kA} ,$$

$$I_{NG} = \frac{S_{NG}}{\sqrt{3} \cdot U_{NG}} = \frac{25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ kV}} = 1,376 \text{ kA} ,$$

$$\frac{I''_{kmax3pol}}{I_{NG}} = \frac{12,52 \text{ kA}}{1,376 \text{ kA}} = 9,1 ,$$

$$\mu_{0,1} = 0,645 \text{ siendo } t_M = 0,1 \text{ s (según figura 1.3/24).}$$

Intensidad permanente de cortocircuito $I_{kmax3pol}$ [P.1, párrafo 5a)4.—Ec(6)]

$$I_{kmax3pol} = \lambda_{max} \cdot I_{NG} = 1,9 \cdot 1,376 \text{ kA} = 2,61 \text{ kA} ,$$

$$\lambda_{max} = 1,9 \text{ siendo } \frac{I''_{kmax3pol}}{I_{NG}} = 9,1$$

$$\text{y } x_d = 1,8 \text{ pu (saturado) (según figura 1.3/25).}$$

Potencia inicial de cortocircuito en corriente alterna $S''_{kmax3pol}$ [P.1, párrafo 3l)]

$$S''_{kmax3pol} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I''_{kmax3pol} = \sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV} \cdot 12,52 \text{ kA} = 216,6 \text{ MVA} .$$

Capacidad de ruptura de la red $S_{amax3pol}$

$$S_{amax3pol} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{amax3pol} = \sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV} \cdot 8,075 \text{ kA} = 139,7 \text{ MVA} .$$

Punto de defecto F2:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$\underline{Z}_G = (0,0355 + j 0,507) \Omega ,$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{Ka} &= l(r' + j x') = 2 \text{ km} (0,1965 + j 0,0975) \Omega/\text{km} = \\ &= (0,393 + j 0,195) \Omega , \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_\alpha = \underline{Z}_G + \underline{Z}_{Ka} = (0,4285 + j 0,702) \Omega .$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

La impedancia Z_α debe referirse al lado de tensión inferior del transformador [P.2, 5.1]

$$\begin{aligned} Z'_\alpha &= Z_\alpha \left(\frac{U_{\text{NUS}}}{U_{\text{NOS}}} \right)^2 = (0,4285 + j 0,702) \Omega \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = \\ &= (0,000686 + j 0,001123) \Omega, \end{aligned}$$

$$u_{xT1} = \sqrt{u_{zT1}^2 - u_{rT1}^2} = \sqrt{6^2 - 0,9^2} \% = 5,932 \%,$$

$$R'_{T1} = \frac{u_{rT1} \cdot U_{\text{NUS}}^2}{100\% \cdot S_{\text{NT1}}} = \frac{0,9\% \cdot 0,4^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 3,15 \text{ MVA}} = 0,000457 \Omega,$$

$$X'_{T1} = \frac{u_{xT1} \cdot U_{\text{NUS}}^2}{100\% \cdot S_{\text{NT1}}} = \frac{5,932\% \cdot 0,4^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 3,15 \text{ MVA}} = 0,003013 \Omega,$$

$$Z'_{T1} = (0,000457 + j 0,003013) \Omega,$$

$$Z'_k = Z'_\alpha + Z'_{T1} = (0,001143 + j 0,004136) \Omega,$$

$$Z'_k = \sqrt{R_k'^2 + X_k'^2} = \sqrt{0,001143^2 + 0,004136^2} \Omega = 0,004292 \Omega.$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{k\text{max}3\text{pol}}$ [P.2, 6.1—Ec(5)]

$$I''_{k\text{max}3\text{pol}} = \frac{c \cdot U_{\text{NT}}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{U_{\text{NUS}}}{\sqrt{3} \cdot Z'_k} = \frac{0,4 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,004292 \Omega} = 53,87 \text{ kA}.$$

Impulso de corriente de cortocircuito $I_{s\text{max}3\text{pol}}$ [P.2, 6.2—Ec(6)]

$$I_{s\text{max}3\text{pol}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\text{max}3\text{pol}} = 1,45 \cdot \sqrt{2} \cdot 53,87 \text{ kA} = 110,45 \text{ kA},$$

$$\kappa = 1,45 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,001143/0,004136 = 0,276 \text{ (según figura 1.3/23).}$$

Intensidad de ruptura en corriente alterna $I_{a\text{max}3\text{pol}}$ [P.1, párrafo 5a) 3.—Ec(5)]

Según [P.2, 11.1], hay que calcular las corrientes de cortocircuito de acuerdo con lo indicado en la parte 1, cuando se trate de cortocircuitos cercanos al generador. Se ha de comprobar si es éste el caso.

$$I'_{\text{NG}} = I_{\text{NG}} \cdot \frac{U_{\text{NOS}}}{U_{\text{NUS}}} = 1,376 \text{ kA} \cdot \frac{10 \text{ kV}}{0,4 \text{ kV}} = 34,4 \text{ kA},$$

$$\frac{I''_{k\text{max}3\text{pol}}}{I'_{\text{NG}}} = \frac{53,87 \text{ kA}}{34,4 \text{ kA}} = 1,566 < 2,$$

$$\mu = 1 \text{ (según figura 1.3/24).}$$

Como la relación $I''_{k\text{max}3\text{pol}}/I'_{\text{NG}}$ es menor que 2, se considera este cortocircuito como alejado del generador [P.1, párrafo 3p)]. Por consiguiente se tiene:

$$I''_{k\text{max}3\text{pol}} = I_{a\text{max}3\text{pol}}.$$

Punto de defecto F3:

$$\begin{aligned} Z'_{sch} &= l(r' + j x') = 0,01 \text{ km } (0,007 + j 0,15) \Omega/\text{km} = \\ &= (0,00007 + j 0,0015) \Omega, \end{aligned}$$

$$Z'_k = Z'_\alpha + Z'_{T1} + Z'_{sch} = (0,001213 + j 0,005636) \Omega,$$

$$Z'_k = \sqrt{0,001213^2 + 0,005636^2} \Omega = 0,00576 \Omega.$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmax3pol}$ [P.2, 6.1—Ec(5)]

$$I''_{kmax3pol} = \frac{0,4 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,00576 \Omega} = 40,14 \text{ kA}.$$

Impulso de la corriente de cortocircuito $I_{smax3pol}$ [P.2, 6.2—Ec(6)]

$$I_{smax3pol} = 1,535 \cdot \sqrt{2} \cdot 40,14 \text{ kA} = 87,12 \text{ kA},$$

$$\kappa = 1,535 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,001213/0,005636 = 0,215$$

(según figura 1.3/23).

Este ejemplo pone de manifiesto que, en redes de baja tensión, se logra una acusada reducción de las corrientes de cortocircuito empleando uniones de barras colectoras relativamente cortas. Esto tiene especial importancia en el cálculo de las corrientes mínimas de cortocircuito.

b) Corrientes mínimas de cortocircuito tripolar

Punto de defecto F1:

Para determinar las corrientes mínimas de cortocircuito $I''_{kmin3pol}$, $I_{smin3pol}$ e $I_{amin3pol}$ en sistemas trifásicos de más de 1 kV, no se indican las ecuaciones correspondientes en VDE 0102 parte 1. En este caso se deberá buscar apoyo únicamente en el estado posible de servicio. En el estado de carga débil, el generador puede funcionar prácticamente en vacío, es decir, la tensión efectiva en caso de defecto $c \cdot U_h$ puede suponerse igual a la nominal del generador $U_{NG} = 10,5 \text{ kV}$. Según esto, las corrientes $I''_{kmin3pol}$, $I_{smin3pol}$ e $I_{amin3pol}$ pueden calcularse como sigue:

$$I''_{kmin3pol} = I''_{kmax3pol} \cdot \frac{U_{NG}}{1,1 \cdot U_N} = 12,52 \text{ kA} \cdot \frac{10,5 \text{ kV}}{1,1 \cdot 10 \text{ kV}} = 11,95 \text{ kA},$$

$$I_{smin3pol} = 31,87 \text{ kA} \cdot \frac{10,5 \text{ kV}}{1,1 \cdot 10 \text{ kV}} = 30,42 \text{ kA},$$

$$I_{amin3pol} = 0,655 \cdot 11,95 \text{ kA} = 7,83 \text{ kA},$$

$$\frac{I''_{kmin3pol}}{I_{NG}} = \frac{11,95 \text{ kA}}{1,376 \text{ kA}} = 8,68,$$

$$\mu_{0,1} = 0,655 \text{ siendo } t_M = 0,1 \text{ s}$$

(según figura 1.3/24).

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Intensidad permanente de cortocircuito $I_{kmin3pol}$ [P.1, párrafo 5a) 4.2—Ec(7)]

$$I_{kmin3pol} = \lambda_{min} \cdot I_{NG} = 0,5 \cdot 1,376 \text{ kA} = 0,688 \text{ kA} ,$$

$$\lambda_{min} = 0,5 \text{ siendo } \frac{I''_{kmin3pol}}{I_{NG}} = \frac{11,95 \text{ kA}}{1,376 \text{ kA}} = 8,68$$

(según figura 1.3/25).

Puntos de defecto F2 y F3:

En las redes de baja tensión con cortocircuito alejado del generador no son determinantes las corrientes mínimas de cortocircuito tripolar, sino las de cortocircuito bipolar o monopolar a tierra [P.2, 7 y 8]. En el ejemplo (fig. 1.3/6) se explica también el cálculo de las corrientes asimétricas de cortocircuito.

Corrientes de cortocircuito bipolar en caso de acometida simple de una red sin ramificaciones (VDE 0102 parte 1, párrafo 7)

a) *Corrientes máximas de cortocircuito bipolar sin contacto a tierra*

Punto de defecto F1:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

Según [P.1, párrafo 7, tabla 2—Ec(16)], para calcular $I''_{kmax2pol}$ es preciso conocer la impedancia directa \underline{Z}_1 y la inversa \underline{Z}_2 [P.1, párrafo 3r)]. Para turbogeneradores se pueden aplicar los siguientes valores, al calcular $I''_{kmax2pol}$ (tabla 1.3/1):

$$\underline{Z}_{1G} = \underline{Z}_G = (0,0355 + j 0,507) \Omega ,$$

$$\underline{Z}_{2G} \approx \underline{Z}_{1G} ,$$

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{1G} + \underline{Z}_{2G} = 2 (0,0355 + j 0,507) \Omega = (0,071 + j 1,014) \Omega ,$$

$$Z_k = |\underline{Z}_{1G} + \underline{Z}_{2G}| = \sqrt{0,071^2 + 1,014^2} \Omega = 1,01648 \Omega .$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmax2pol}$

[P.1, párrafo 7, tabla 2—Ec(16)]

$$I''_{kmax2pol} = \frac{1,1 \cdot U_N}{|\underline{Z}_{1G} + \underline{Z}_{2G}|} = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ kV}}{1,01648 \Omega} = 10,82 \text{ kA} .$$

Intensidad de ruptura en corriente alterna $I_{amax2pol}$

[P.1, párrafo 7, tabla 3—Ec(22)]

$$I_{amax2pol} = \mu_{0,1} \cdot I''_{kmax2pol} = 0,79 \cdot 10,82 \text{ kA} = 8,55 \text{ kA} ,$$

$$\frac{I''_{kmax2pol}}{I_{NG}} = \frac{10,82 \text{ kA}}{1,376 \text{ kA}} = 7,86 ,$$

$\mu_{0,1} = 0,79$ siendo $t_M = 0,1 \text{ s}$
(según figura 1.3/24).

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

El valor de $I_{amax2pol} = 8,55$ kA es mayor que el valor de $I_{amax3pol} = 8,075$ kA y, por lo tanto, debe considerarse al dimensionar.

Intensidad permanente de cortocircuito $I_{kmax2pol}$ [P.1, párrafo 7, tabla 3—Ec(23)]

$$I_{kmax2pol} = \lambda_{max} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{NG} = 1,83 \cdot \sqrt{3} \cdot 1,376 \text{ kA} = 4,35 \text{ kA},$$

$$\lambda_{max} = 1,83 \text{ siendo } \frac{I_{kmax2pol}''}{I_{NG}} = \frac{10,82 \text{ kA}}{1,376 \text{ kA}} = 7,86 \text{ y}$$

$$x_d = 1,8 \text{ pu (saturado) según figura 1.3/25.}$$

El valor de $I_{kmax2pol} = 4,35$ kA es mayor que el valor de $I_{kmax3pol} = 2,61$ kA y, por lo tanto, debe considerarse al dimensionar.

b) Corrientes mínimas de cortocircuito bipolar sin contacto a tierra

En este caso habría que considerar la influencia de la temperatura sobre las resistencias óhmicas R de las líneas, según [P.2, 7.1]. Como esto no influye en el método de cálculo, se opera con los valores correspondientes a 20 °C.

Punto de defecto F2:

Impedancia de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$\underline{Z}_{1G} \approx \underline{Z}_{2G} \approx \underline{Z}'_G = (0,0355 + j 0,507) \Omega,$$

$$\underline{Z}_{1Ka} = \underline{Z}_{2Ka} = \underline{Z}'_{Ka} = (0,393 + j 0,195) \Omega,$$

$$\underline{Z}_{1\alpha} = \underline{Z}_{2\alpha} = \underline{Z}_{1G} + \underline{Z}_{1Ka} = (0,4285 + j 0,702) \Omega,$$

$$\underline{Z}'_{1\alpha} = \underline{Z}'_{2\alpha} = \underline{Z}_{1\alpha} \left(\frac{U_{NUS}}{U_{NOS}} \right)^2 = (0,4285 + j 0,702) \Omega \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 =$$

$$= (0,000686 + j 0,001123) \Omega,$$

$$\underline{Z}'_{1T1} = \underline{Z}'_{2T1} = \underline{Z}'_{T1} = (0,000457 + j 0,003013) \Omega,$$

$$\underline{Z}'_1 = \underline{Z}'_2 = \underline{Z}'_{1\alpha} + \underline{Z}'_{1T1} = (0,001143 + j 0,004136) \Omega,$$

$$\underline{Z}'_k = \underline{Z}'_1 + \underline{Z}'_2 = 2 (0,001143 + j 0,004136) \Omega =$$

$$= (0,002286 + j 0,008272) \Omega,$$

$$Z'_k = |\underline{Z}'_1 + \underline{Z}'_2| = \sqrt{0,002286^2 + 0,008272^2} \Omega = 0,008582 \Omega.$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin2pol}$ [P.2, 7—Ec(7)]

$$I''_{kmin2pol} = \frac{c \cdot U_{NT}}{2 \cdot Z} = \frac{c \cdot U_{NUS}}{Z'_k} = \frac{0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,008582 \Omega} = 44,28 \text{ kA}.$$

Este valor es considerablemente menor que la intensidad inicial de la corriente alterna de cortocircuito tripolar $I''_{kmax3pol} = 53,87$ kA (punto de defecto F2), calculada en la página 130. Por consiguiente, sólo se tiene que considerar en el dimensionamiento de los dispositivos de protección.

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Punto de defecto F3:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$\underline{Z}'_{1Sch} = \underline{Z}'_{2Sch} = \underline{Z}'_{Sch} = (0,00007 + j 0,0015) \Omega ,$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}'_1 &= \underline{Z}'_2 = \underline{Z}'_{1\alpha} + \underline{Z}'_{1T1} + \underline{Z}'_{1Sch} = \\ &= (0,001213 + j 0,005636) \Omega , \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}'_k &= \underline{Z}'_1 + \underline{Z}'_2 = 2 (0,001213 + j 0,005636) \Omega = \\ &= (0,002426 + j 0,011272) \Omega , \end{aligned}$$

$$\underline{Z}'_k = |\underline{Z}'_1 + \underline{Z}'_2| = \sqrt{0,002426^2 + 0,011272^2} \Omega = 0,0115 \Omega .$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin2pol}$ [P.2, 7—Ec(7)]

$$I''_{kmin2pol} = \frac{c \cdot U_{NT}}{2 \cdot Z} = \frac{c \cdot U_{NUS}}{Z'_k} = \frac{0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,0115 \Omega} = 33,0 \text{ kA} .$$

Este valor es considerablemente menor que la intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmax3pol} = 40,14 \text{ kA}$ (punto de defecto F3), calculada en la página 131. Por consiguiente, sólo se tiene que considerar al diseñar los dispositivos de protección.

Corrientes de cortocircuito unipolar a tierra en caso de acometida simple de una red sin ramificaciones (VDE 0102 parte 1, párrafo 7)

a) *Corrientes máximas de cortocircuito unipolar a tierra* [P.2, 8.1—Ec(9)]

Para el punto de defecto F1 no es preciso realizar un cálculo, puesto que esta red es operada con el punto estrella libre.

Punto de defecto F2:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$\underline{Z}'_1 = \underline{Z}'_2 = (0,001143 + j 0,004136) \Omega \text{ (véase página 133).}$$

En este caso participa también la tierra y el conductor a tierra en la transmisión de la corriente. Debido a que la corriente de cortocircuito unipolar a tierra retorna de una fase activa del transformador directamente a través del punto estrella del mismo, en el sistema homopolar sólo es efectiva la impedancia homopolar del transformador. Para transformadores del grupo de conexión Dyn5, el valor de la impedancia homopolar está comprendido, según las mediciones efectuadas, en un margen de:

$$\underline{Z}'_{0T} \approx (0,94 \text{ bis } 1,0) \cdot \underline{Z}'_{1T} ,$$

$$R'_{0T} \approx R'_{1T} ,$$

$$X'_{0T} \approx (0,93 \text{ bis } 1,0) \cdot X'_{1T} \text{ (véase página 161).}$$

En el ejemplo se supone que: $X'_{OT1} = 0,96 \cdot X'_{IT1}$,

$$\begin{aligned} Z'_{OT1} &= (0,000457 + j 0,96 \cdot 0,003013) \Omega = \\ &= (0,000457 + j 0,00289) \Omega, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z'_k &= Z'_1 + Z'_2 + Z'_{OT1} \\ &= [2 \cdot 0,001143 + 0,000457 + j (2 \cdot 0,004136 + 0,00289)] \Omega = \\ &= (0,002743 + j 0,01116) \Omega, \end{aligned}$$

$$Z'_k = \sqrt{0,002743^2 + 0,01116^2} \Omega = 0,01149 \Omega.$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmax1pol}$ [P.2, 8.1—Ec(9)]

$$I''_{kmax1pol} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{Z'_k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,01149 \Omega} = 60,23 \text{ kA}.$$

Impulso de corriente de cortocircuito $I_{smax1pol}$ [P.2, 8.2—Ec(10)]

$$\begin{aligned} I_{smax1pol} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{kmax1pol} = 1,49 \cdot \sqrt{2} \cdot 60,23 \text{ kA} = 126,9 \text{ kA}, \\ \kappa &= 1,49 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,002743/0,01116 = 0,246 \\ &\text{(según figura 1.3/23).} \end{aligned}$$

Al dimensionar los medios de servicio hay que considerar estas corrientes, puesto que son de mayor intensidad que las calculadas en caso de cortocircuito tripolar ($I''_{kmax3pol} = 53,87 \text{ kA}$, $I_{smax3pol} = 110,45 \text{ kA}$).

Punto de defecto F3: [P.2, 8.1—Ec(9)]

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$\begin{aligned} Z'_1 &= Z'_2 = Z'_{1\alpha} + Z'_{IT1} + Z'_{1Sch} = (0,001213 + j 0,005636) \Omega, \\ Z'_{OT1} &= (0,000457 + j 0,00289) \Omega. \end{aligned}$$

Para la impedancia homopolar de las barras de corriente se supone que la sección del conductor neutro es la mitad de la de un conductor activo.

$$\begin{aligned} R'_{0Sch} &\approx R'_{1Sch} + 3 (2 \cdot R'_{1Sch}) = \\ &= (0,00007 + 6 \cdot 0,00007) \Omega = 0,00049 \Omega, \end{aligned}$$

$$X'_{0Sch} \approx 3,5 \cdot X'_{1Sch} = 3,5 \cdot 0,0015 \Omega = 0,00525 \Omega,$$

$$\begin{aligned} Z'_0 &= Z'_{OT1} + Z'_{0Sch} = [0,000457 + 0,00049 + j (0,00289 + \\ &\quad + 0,00525)] \Omega = \\ &= (0,000947 + j 0,00814) \Omega, \end{aligned}$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

$$\begin{aligned}Z'_k &= Z'_1 + Z'_2 + Z'_0 = \\&= [2 \cdot 0,001213 + 0,000947 + j(2 \cdot 0,005636 + 0,00814)] \Omega = \\&= (0,003373 + j 0,019412) \Omega, \\Z_k &= \sqrt{0,003373^2 + 0,019412^2} \Omega = 0,0197 \Omega.\end{aligned}$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmax1pol}$ [P.2, 8.1—Ec(9)]

$$I''_{kmax1pol} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,0197 \Omega} = 35,12 \text{ kA}.$$

Impulso de corriente de cortocircuito $I_{smax1pol}$ [P.2, 8.2—Ec(10)]

$$\begin{aligned}I_{smax1pol} &= 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 35,12 \text{ kA} = 79,45 \text{ kA}, \\z &= 1,6 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,003373/0,019412 = 0,174 \\&\text{(según figura 1.3/23).}\end{aligned}$$

Si se comparan estos valores con los calculados en la página 135 puede apreciarse que la impedancia homopolar de las líneas o barras de baja tensión reduce considerablemente la intensidad de la corriente de cortocircuito.

b) Corrientes mínimas de cortocircuito unipolar a tierra

(Téngase en cuenta la observación de la página 133, b)):

Punto de defecto F2:

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin1pol}$ [P.2, 8.1—Ec(9)]

$$I''_{kmin1pol} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,01149 \Omega} = 57,21 \text{ kA}.$$

Punto de defecto F3:

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin1pol}$ [P.2, 8.1—Ec(9)]

$$I''_{kmin1pol} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,0197 \Omega} = 33,4 \text{ kA}.$$

Este valor es aproximadamente igual a la intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna, calculada en la página 134.

Cortocircuito alimentado por una acometida de la red, a través de una impedancia

VDE 0102 parte 1, párrafo 5c

Ejemplo 2

Esta forma de alimentación es la más frecuente en redes de media y baja tensión.

En la figura 1.3/7 se representa la conexión de la red supuesta con los datos característicos de los medios de servicio.

Una red de 110 kV alimenta una estación A de 10 kV, desde las barras colectoras Q. A partir de esta estación de 10 kV se abastecen varias estaciones en los centros de carga a través de cables. Una de estas últimas estaciones está equipada con un transformador de 200 kVA del grupo de conexión Yzn5 según DIN 42500, por medio del cual se alimenta una red de baja tensión de 380 V. Desde la barras colectoras de 380 V se alimentan varias subdistribuciones a través de los correspondientes cables de cuatro conductores. La red de baja tensión está conectada activamente a tierra.

Para los puntos de defecto indicados hay que determinar las siguientes magnitudes de cortocircuito:

Punto de defecto F1: $I''_{k \max 3 \text{ pol}}, I''_{s \max 3 \text{ pol}}, I''_{a \max 3 \text{ pol}}, S''_{k \max 3 \text{ pol}}, S_{a \max 3 \text{ pol}}$.

Punto de defecto F2: $I''_{k \max 3 \text{ pol}}, I''_{s \max 3 \text{ pol}}, I''_{k \max 2 \text{ pol}}, I''_{k \min 2 \text{ pol}}, I''_{k \max 1 \text{ pol}}, I''_{s \max 1 \text{ pol}}, I''_{k \min 1 \text{ pol}}$.

Punto de defecto F3: Magnitudes como en F2.

Corrientes de cortocircuito tripolar en caso de acometida de la red a través de una impedancia

a) *Corrientes máximas de cortocircuito tripolar* [P.1, párrafo 5c]

Punto de defecto F1:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito [P.1, párrafo 5c)—Ec(8)]

$$Z_Q = \frac{1,1 \cdot U_N^2}{S_k''} = \frac{1,1 \cdot 110^2 \text{ kV}^2}{2500 \text{ MVA}} = 5,324 \Omega.$$

Si se considera $R_Q \approx 0,1 \cdot X_Q$, hay que sustituir en [P.1, párrafo 5c)—Ec(8)], X_Q por Z_Q . De

$$Z_Q = \sqrt{R_Q^2 + X_Q^2} = \sqrt{(0,1 \cdot X_Q)^2 + X_Q^2} = 1,005 \cdot X_Q$$

se deduce que

$$X_Q = \frac{Z_Q}{1,005} = \frac{5,324 \Omega}{1,005} = 5,2975 \Omega,$$

$$\underline{Z}_Q = (0,52975 + j 5,2975) \Omega,$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

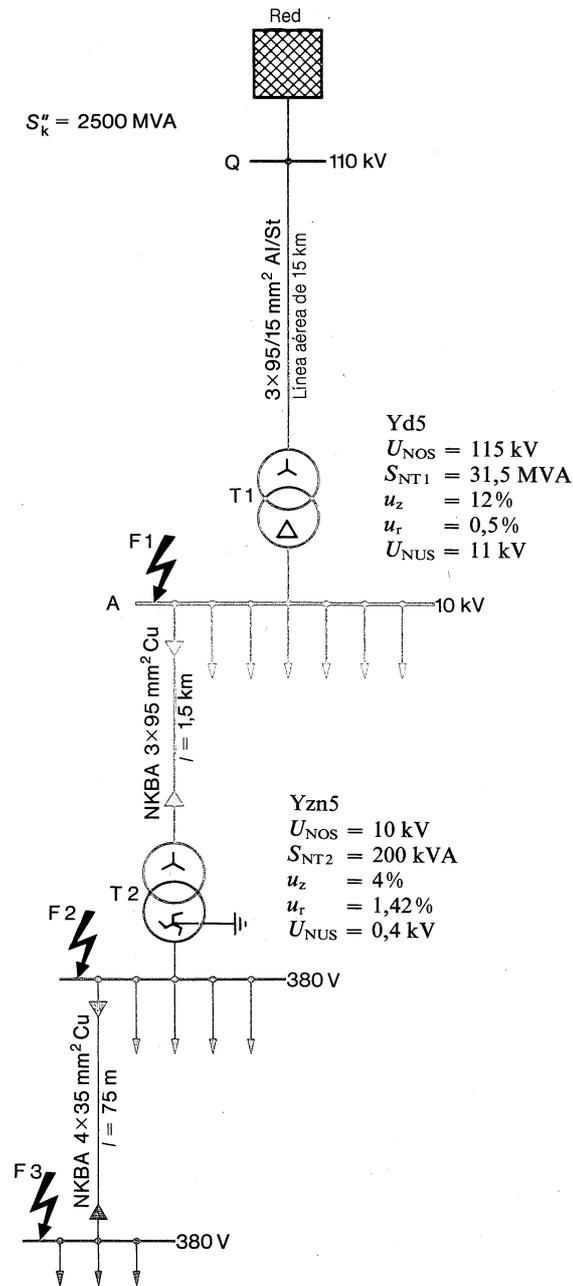


Figura 1.3/7 Esquema de la red para el segundo ejemplo de cálculo

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{FL} &= l(r' + j x'), \\ r' &= 0,3058 \Omega/\text{km} \quad (\text{véase la tabla 1.3/6}) \\ x' &= 0,415 \Omega/\text{km} \quad (\text{véase la figura 1.3/12}), \\ \underline{Z}_{FL} &= 15 \text{ km} (0,3058 + j 0,415) \Omega/\text{km} = (4,587 + j 6,225) \Omega, \\ \underline{Z}_{\alpha} &= \underline{Z}_Q + \underline{Z}_{FL} = [0,52975 + 4,587 + j (5,2975 + 6,225)] \Omega = \\ &= (5,1167 + j 11,5225) \Omega, \\ \underline{Z}'_{\alpha} &= \underline{Z}_{\alpha} \left(\frac{U_{NUS}}{U_{NOS}} \right)^2 = (5,1167 + j 11,5225) \Omega \left(\frac{11 \text{ kV}}{115 \text{ kV}} \right)^2 = \\ &= (0,04681 + j 0,10542) \Omega, \\ u_{xT1} &= \sqrt{u_{zT1}^2 - u_{rT1}^2} = \sqrt{12^2 - 0,5^2} \% \approx 11,99\%, \\ R'_{T1} &= \frac{u_{rT1} \cdot U_{NUS}^2}{100\% \cdot S_{NT1}} = \frac{0,5\% \cdot 11^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 31,5 \text{ MVA}} = 0,0192 \Omega, \\ X'_{T1} &= \frac{u_{xT1} \cdot U_{NUS}^2}{100\% \cdot S_{NT1}} = \frac{11,99\% \cdot 11^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 31,5 \text{ MVA}} = 0,4606 \Omega, \\ \underline{Z}'_{T1} &= (0,0192 + j 0,4606) \Omega, \\ \underline{Z}'_{\beta} &= \underline{Z}'_k = \underline{Z}'_{\alpha} + \underline{Z}'_{T1} = (0,06601 + j 0,56602) \Omega, \\ \underline{Z}'_k &= \sqrt{0,06601^2 + 0,56602^2} \Omega = 0,57 \Omega. \end{aligned}$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{k\text{max}3\text{pol}}$ [P.1, párrafo 5c)2.]

$$I''_{k\text{max}3\text{pol}} = \frac{1,1 \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot Z'_k} = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,57 \Omega} = 11,16 \text{ kA}.$$

Impulso de corriente de cortocircuito $I_{s\text{max}3\text{pol}}$ [P.1, párrafo 5c)2.]

$$\begin{aligned} I_{s\text{max}3\text{pol}} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\text{max}3\text{pol}} = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,16 \text{ kA} = 27,14 \text{ kA}, \\ \kappa &= 1,72 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,06601/0,56602 = 0,117 \\ &(\text{según figura 1.3/23}). \end{aligned}$$

Intensidad de ruptura en corriente alterna $I_{a\text{max}3\text{pol}}$ [P.1, párrafo 5c)2.—Ec(9)]

Control: ¿es $X_Q \leq 0,5 \cdot X_T$? [P.1, párrafo 5c)2.]

Aquí hay que sustituir X_Q por el valor Z'_{α} , y X_T por el valor Z'_{T1} . Si se comparan estos valores resulta:

$$Z'_{\alpha} \leq 0,5 \cdot Z'_{T1}.$$

Por lo tanto, la Ec. (9) en [P.1, párrafo 5c)2.] será

$$I_{a\text{max}3\text{pol}} = I''_{k\text{max}3\text{pol}} = I_{k\text{max}3\text{pol}}.$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Potencia inicial de cortocircuito en corriente alterna $S''_{kmax3pol}$ [P.1, párrafo 31]

$$S''_{kmax3pol} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I''_{kmax3pol} = \sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV} \cdot 11,16 \text{ kA} = 193,07 \text{ MVA}.$$

Capacidad de ruptura de la red S_a

$$S_{amax3pol} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_{amax3pol} = S''_{kmax3pol}.$$

Al calcular las corrientes de cortocircuito en la red postconectada de 10 kV/0,38 kV, hay que comprobar si se ha de aumentar más tarde la potencia de acometida del transformador de 115 kV/11kV, o si se trata de la configuración definitiva, ya que, de lo contrario, habría que partir de los valores mayores. En el ejemplo se supone que la configuración de la red es definitiva.

Punto de defecto F2:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$Z_\beta = (0,06601 + j 0,56602) \Omega,$$

$$Z_{ka} = l(r' + j x') = 1,5 \text{ km} (0,1965 + j 0,0975) \Omega/\text{km} = (0,2948 + j 0,1463) \Omega,$$

$$Z_\gamma = Z_\beta + Z_{ka} = [0,06601 + 0,2948 + j(0,56602 + 0,1463)] \Omega = (0,36081 + j 0,71232) \Omega,$$

$$Z'_\gamma = Z_\gamma \left(\frac{U_{NUS}}{U_{NOS}} \right)^2 = (0,36081 + j 0,71232) \Omega \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{10 \text{ kV}} \right)^2 = (0,000577 + j 0,00114) \Omega,$$

$$u_{xT2} = \sqrt{u_{zT2}^2 - u_{rT2}^2} = \sqrt{4^2 - 1,42^2} \% = 3,74\%,$$

$$R'_{T2} = \frac{1,42\% \cdot 0,4^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 0,2 \text{ MVA}} = 0,01136 \Omega,$$

$$X'_{T2} = \frac{3,74\% \cdot 0,4^2 \text{ kV}^2}{100\% \cdot 0,2 \text{ MVA}} = 0,02992 \Omega,$$

$$Z'_{T2} = (0,01136 + j 0,02992) \Omega,$$

$$Z'_\delta = Z'_k = Z'_\gamma + Z'_{T2} = [0,000577 + 0,01136 + j(0,00114 + 0,02992)] \Omega = (0,011937 + j 0,03106) \Omega,$$

$$Z'_k = \sqrt{0,011937^2 + 0,03106^2} \Omega = 0,03327 \Omega.$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{k\max 3\text{pol}}$ [P.2, 6.1—Ec(5)]

$$I''_{k\max 3\text{pol}} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{U_{NUS}}{\sqrt{3} \cdot Z'_k} = \frac{0,4 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,03327 \Omega} = 6,95 \text{ kA} .$$

Impulso de la corriente de cortocircuito $I_{s\max 3\text{pol}}$ [P.2, 6.2—Ec(6)]

$$I_{s\max 3\text{pol}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\max 3\text{pol}} = 1,33 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,95 \text{ kA} = 13,07 \text{ kA} ,$$

$$\kappa = 1,33 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,011937/0,03106 = 0,384$$

(según la figura 1.3/23).

Punto de defecto F3:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$Z'_\delta = (0,011937 + j 0,03106) \Omega ,$$

$$\begin{aligned} Z'_{ka} &= l(r' + j x') = 0,075 \text{ km } (0,5258 + j 0,0920) \Omega/\text{km} \\ &= (0,039435 + j 0,0069) \Omega , \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z'_e &= Z'_k = Z'_\delta + Z'_{ka} = [0,011937 + 0,039435 + \\ &\quad + j (0,03106 + 0,0069)] \Omega = \\ &= (0,051372 + j 0,03796) \Omega , \end{aligned}$$

$$Z'_k = \sqrt{0,051372^2 + 0,03796^2} \Omega = 0,06387 \Omega .$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{k\max 3\text{pol}}$ [P.2, 6.1—Ec(5)]

$$I''_{k\max 3\text{pol}} = \frac{U_{NUS}}{\sqrt{3} \cdot Z'_k} = \frac{0,4 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,06387 \Omega} = 3,62 \text{ kA} .$$

Impulso de la corriente de cortocircuito $I_{s\max 3\text{pol}}$ [P.2, 6.2—Ec(6)]

$$I_{s\max 3\text{pol}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\max 3\text{pol}} = 1,02 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,62 \text{ kA} = 5,22 \text{ kA} ,$$

$$\kappa = 1,02 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,051372/0,03796 = 1,35$$

(según la figura 1.3/23).

Debido a que la componente óhmica de la resistencia $R'_k > X'_k$, el factor κ se hace aproximadamente igual a 1, es decir, el impulso de la corriente de cortocircuito $I_{s\max 3\text{pol}}$ es aproximadamente igual a la amplitud de $I''_{k\max 3\text{pol}}$. La componente continua de la corriente de cortocircuito apenas tiene importancia en estos cortocircuitos.

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Corrientes de cortocircuito bipolar en caso de acometida de la red a través de una impedancia

(Considérese la observación de la página 133, b))

a) *Corrientes mínimas de cortocircuito bipolar sin contacto a tierra*

Punto de defecto F2: [P.2, 7—Ec(7)]

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$Z'_{1\delta} = Z'_{2\delta} = Z'_\delta = (0,011937 + j 0,03106) \Omega ,$$

$$\begin{aligned} Z'_k &= Z'_{1\delta} + Z'_{2\delta} = 2 (0,011937 + j 0,03106) \Omega = \\ &= (0,023874 + j 0,06212) \Omega , \end{aligned}$$

$$Z'_k = \sqrt{0,023874^2 + 0,06212^2} \Omega = 0,06655 \Omega .$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin2pol}$ [P.2, 7.1—Ec(7)]

$$I''_{kmin2pol} = \frac{c \cdot U_{NT}}{2 \cdot Z} = \frac{c \cdot U_{NUS}}{Z'_k} = \frac{0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,06655 \Omega} = 5,71 \text{ kA} .$$

Este valor es menor que $I''_{kmax3pol} = 6,95 \text{ kA}$, calculado en la página 141.

Punto de defecto F3: [P.2, 7]

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$Z'_{1e} = Z'_{2e} = Z'_e = (0,051372 + j 0,03796) \Omega ,$$

$$\begin{aligned} Z'_k &= Z'_{1e} + Z'_{2e} = 2 (0,051372 + j 0,03796) \Omega = \\ &= (0,102744 + j 0,07592) \Omega , \end{aligned}$$

$$Z'_k = \sqrt{0,102744^2 + 0,07592^2} \Omega = 0,1278 \Omega .$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin2pol}$ [P.2, 7—Ec(7)]

$$I''_{kmin2pol} = \frac{c \cdot U_{NUS}}{Z'_k} = \frac{0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,1278 \Omega} = 2,97 \text{ kA} .$$

Este valor es menor que $I''_{kmax3pol} = 3,62 \text{ kA}$, calculado en la página 141.

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Corrientes de cortocircuito unipolar a tierra en caso de acometida de la red a través de una impedancia

a) *Corrientes máximas de cortocircuito unipolar a tierra* [P.2, 8.1 – Ec(9)]

Punto de defecto F2:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$\underline{Z}'_{1\delta} = \underline{Z}'_{2\delta} = \underline{Z}'_{\delta} = (0,011937 + j 0,03106) \Omega .$$

En el ejemplo 1 de la página 134 se explicó ya bajo a) la inclusión de la impedancia homopolar.

$$\underline{Z}'_{0T2} = R'_{0T2} + j X'_{0T2} .$$

En la figura 1.3/8 se representan, en relación con las impedancias del sistema directo, los valores de las impedancias homopolares de algunos transformadores del grupo de conexión Yzn5, de diferentes fabricantes. Además se registraron también las relaciones entre las resistencias óhmicas y reactancias. En el ejemplo, se toma el valor medio de Z_0/Z_1 y X_0/X_1 de la figura 1.3/8.

$$\frac{Z'_{0T2}}{Z'_{1T2}} = 0,23 ,$$

$$\begin{aligned} Z'_{0T2} &= 0,23 \cdot Z'_{1T2} = 0,23 \cdot \sqrt{0,01136^2 + 0,02992^2} \Omega = \\ &= 0,23 \cdot 0,032 \Omega = 0,00736 \Omega , \end{aligned}$$

$$X'_{0T2} = 0,092 \cdot X'_{1T2} = 0,092 \cdot 0,02992 \Omega = 0,00275 \Omega ,$$

$$\begin{aligned} R'_{0T2} &= \sqrt{Z'^2_{0T2} - X'^2_{0T2}} = \sqrt{0,00736^2 - 0,00275^2} \Omega = \\ &= 0,006827 \Omega , \end{aligned}$$

$$\underline{Z}'_{0T2} = (0,006827 + j 0,00275) \Omega ,$$

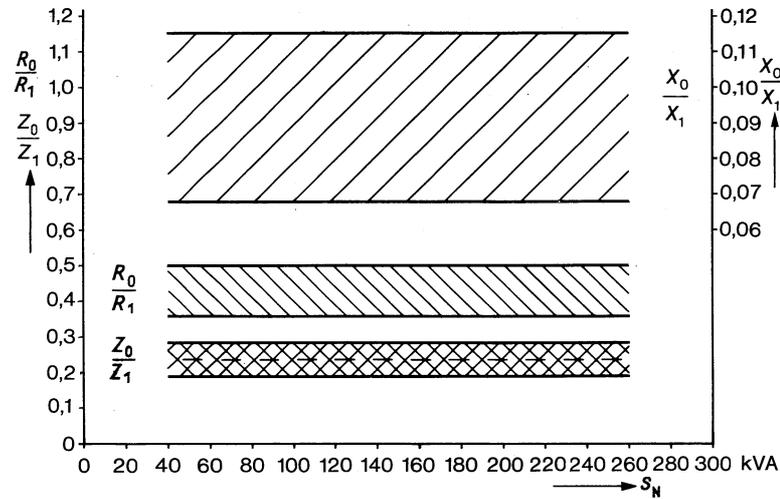
$$\begin{aligned} \underline{Z}'_k &= \underline{Z}'_{1\delta} + \underline{Z}'_{2\delta} + \underline{Z}'_{0T2} \\ &= [2 \cdot 0,011937 + 0,006827 + j (2 \cdot 0,03106 + 0,00275)] \Omega = \\ &= (0,030701 + j 0,06487) \Omega , \end{aligned}$$

$$\underline{Z}'_k = \sqrt{0,030701^2 + 0,06487^2} \Omega = 0,07177 \Omega .$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{k\max 1\text{pol}}$ [P.2, 8.1 – Ec(9)]

$$I''_{k\max 1\text{pol}} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{Z'_k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,07177 \Omega} = 9,64 \text{ kA} .$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos



R_0 Resistencia óhmica homopolar X_0 Reactancia inductiva homopolar
 R_1 Resistencia óhmica directa X_1 Reactancia inductiva directa
 Z_0 Impedancia homopolar Z_1 Impedancia directa

Figura 1.3/8
 Relaciones de las resistencias óhmicas e impedancias del sistema homopolar (índice 0) respecto a las del sistema directo (índice 1) en transformadores de distribución del grupo de conexión Yzn5, en función de la potencia nominal S_N .

Impulso de la corriente de cortocircuito $I_{s\max 1\text{pol}}$ [P.2, 8.2—Ec(10)]

$$I_{s\max 1\text{pol}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\max 1\text{pol}} = 1,26 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,64 \text{ kA} = 17,17 \text{ kA},$$

$$\kappa = 1,26 \text{ siendo } R'_k/X'_k = 0,030701/0,06487 = 0,473$$

(según figura 1.3/23).

Estos valores de la corriente de cortocircuito son considerablemente mayores que los calculados en la página 141 para el caso de cortocircuito tripolar ($I''_{k\max 3\text{pol}} = 6,95 \text{ kA}$ e $I_{s\max 3\text{pol}} = 13,07 \text{ kA}$), lo que debe tenerse en cuenta en caso de cortocircuitos en las proximidades de los transformadores del grupo de conexión Yzn5.

Punto de defecto F3:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$Z'_{1\varepsilon} = Z'_{2\varepsilon} = Z'_\varepsilon = (0,051372 + j 0,03796) \Omega,$$

$$Z'_{0T2} = (0,006827 + j 0,00275) \Omega.$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

La resistencia homopolar óhmica y la reactancia del cable de baja tensión se calculan como valores medios a partir de las figuras 1.3/18 y 1.3/20, suponiendo que el conductor neutro esté conectado en paralelo con la envolvente de plomo y con tierra. Para un cable de cuatro conductores de Cu, de 35 mm² de sección, se tiene:

$$R'_{0ME} = 2,55 \cdot R'_{1Ka} = 2,55 \cdot 0,039435 \Omega = 0,10056 \Omega,$$

$$X'_{0ME} = 8 \cdot X'_{1Ka} = 8 \cdot 0,0069 \Omega = 0,0552 \Omega,$$

$$Z'_{0Ka} = (0,10056 + j 0,0552) \Omega,$$

$$\begin{aligned} Z'_{0e} &= Z'_{0T2} + Z'_{0Ka} = [0,006827 + 0,10056 + \\ &\quad + j (0,00275 + 0,0552)] \Omega = \\ &= (0,107387 + j 0,05795) \Omega, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z'_k &= Z'_{1e} + Z'_{2e} + Z'_{0e} \\ &= [2 \cdot 0,051372 + 0,107387 + j (2 \cdot 0,03796 + 0,05795)] \Omega = \\ &= (0,210131 + j 0,13387) \Omega, \end{aligned}$$

$$Z'_k = \sqrt{0,210131^2 + 0,13387^2} \Omega = 0,2491 \Omega.$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmax1pol}$ [P.2, 8.1—Ec(9)]

$$I''_{kmax1pol} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{Z'_k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,2491 \Omega} = 2,78 \text{ kA}.$$

b) *Corrientes mínimas de cortocircuito unipolar a tierra* [P.2, 8.1—Ec(9)]
(considérese la observación de la página 133, b))

Punto de defecto F2:

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin1pol}$

$$I''_{kmin1pol} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{Z'_k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,07177 \Omega} = 9,16 \text{ kA}$$

siendo Z'_k como en a), página 143.

Punto de defecto F3:

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{kmin1pol}$

$$I''_{kmin1pol} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 0,4 \text{ kV}}{0,2491 \Omega} = 2,64 \text{ kA}$$

siendo Z'_k como anteriormente.

Los resultados demuestran que las corrientes de cortocircuito alcanzan las intensidades máximas en caso de cortocircuito unipolar a tierra en las proximidades de los transformadores del grupo de conexión Yzn5. Si, por el contrario, el

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

punto de defecto está más alejado del punto de acometida y unido a ella por un cable, la corriente de cortocircuito unipolar tiene una intensidad inferior a la mínima en caso de cortocircuito bipolar, aún para longitudes del cable relativamente cortas. Esto ha de tenerse especialmente en cuenta al dimensionar los dispositivos de protección.

Corrientes de cortocircuito en caso de alimentación múltiple

VDE 0102 parte 1, párrafo 6

Ejemplo 3

En la figura 1.3/9 se representa la conexión supuesta de la red y los datos característicos de los medios de servicio.

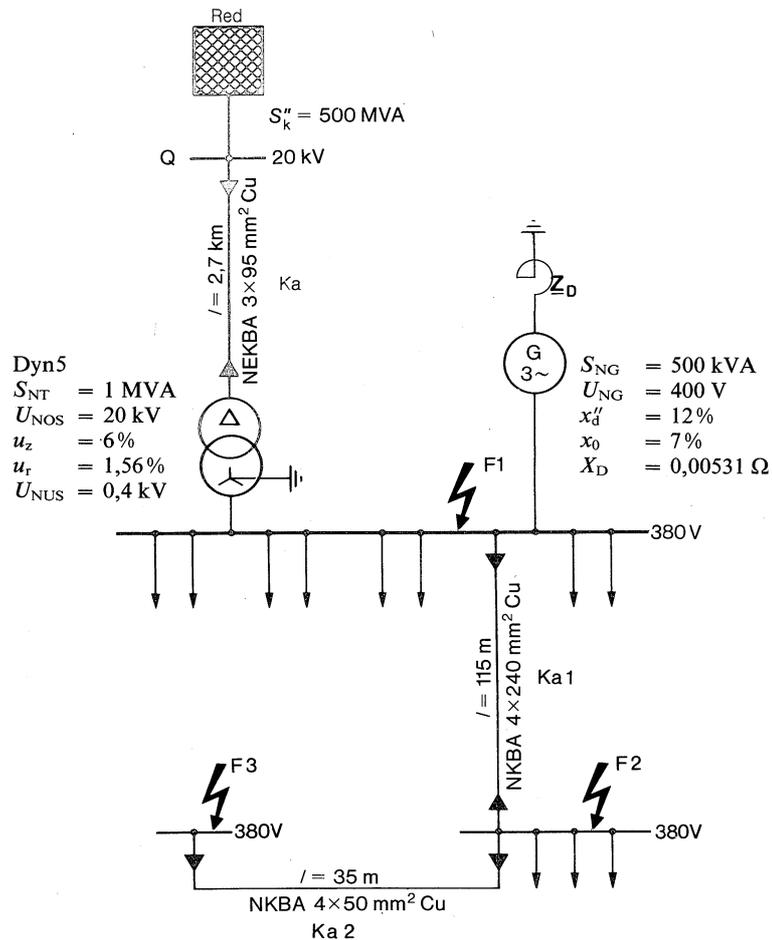


Figura 1.3/9 Esquema de la red para el tercer ejemplo de cálculo

Una red de 20 kV alimenta una estación central de baja tensión, desde las barras colectoras Q, a través de un cable del tipo NEKBA y de un transformador de 1 MVA, del grupo de conexión Dyn5. En esta estación se encuentra un generador para edificios con una potencia nominal de 500 kVA, que trabaja en paralelo con la red exterior. Los puntos estrella del transformador y del generador están conectados activamente a tierra. En las barras colectoras centrales de 380 V hay conectadas varias distribuciones principales a través de cables de cuatro conductores. Desde estas distribuciones parten otros ramales a las diversas subdistribuciones.

Para los puntos de defecto indicados hay que determinar las siguientes magnitudes de cortocircuito:

Puntos de defecto F1, F2 y F3:

$$I''_{k\max 3pol}, I''_{s\max 3pol}, I''_{amax 3pol}, I''_{k\max 2pol}, I''_{amax 2pol}, I''_{k\min 2pol}, \\ I''_{k\max 1pol}, I''_{s\max 1pol}, I''_{k\min 1pol}.$$

Corrientes de cortocircuito tripolar en caso de alimentación múltiple

En caso de alimentación directa de un generador en la red de baja tensión, hay que calcular las corrientes de cortocircuito según VDE 0102 parte 1 (véase también [P.2, 11]).

a) *Corrientes máximas de cortocircuito tripolar*

Punto de defecto F1:

Impedancias de los medios de servicio y de la vía de la corriente de cortocircuito

$$Z_Q = \frac{1,1 \cdot U_N^2}{S_k''} = \quad [P.1, párrafo 5c—Ec(8)] \\ = \frac{1,1 \cdot 20^2 \text{ kV}^2}{500 \text{ MVA}} = 0,88 \Omega .$$

Si $R_Q \approx 0,1 \cdot X_Q$, entonces:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{1,005} = \frac{0,88 \Omega}{1,005} = 0,8756 \Omega \text{ (véase también la página 137),}$$

$$Z_Q = (0,08756 + j 0,8756) \Omega ,$$

$$\underline{Z}_{ka} = l(r' + j x') , \\ r' = 0,2018 \Omega/\text{km} , \\ x' = 0,127 \Omega/\text{km} ,$$

$$\underline{Z}_{ka} = 2,7 \text{ km} (0,2018 + j 0,127) \Omega/\text{km} = \\ = (0,54486 + j 0,3429) \Omega ,$$

$$\underline{Z}_\alpha = Z_Q + \underline{Z}_{ka} = (0,63242 + j 1,2185) \Omega ,$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

$$\begin{aligned}\underline{Z}'_{\alpha} &= \underline{Z}_{\alpha} \left(\frac{U_{\text{NUS}}}{U_{\text{NOS}}} \right)^2 = (0,63242 + j 1,2185) \Omega \left(\frac{0,4 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = \\ &= (0,000253 + j 0,000487) \Omega ,\end{aligned}$$

$$u_{xT} = \sqrt{u_{zT}^2 - u_{rT}^2} = \sqrt{6^2 - 1,56^2} \% = 5,794 \% ,$$

$$R'_T = \frac{u_{rT} \cdot U_{\text{NUS}}^2}{100 \% \cdot S_{\text{NT}}} = \frac{1,56 \% \cdot 0,4^2 \text{ kV}^2}{100 \% \cdot 1 \text{ MVA}} = 0,002496 \Omega ,$$

$$X'_T = \frac{u_{xT} \cdot U_{\text{NUS}}^2}{100 \% \cdot S_{\text{NT}}} = \frac{5,794 \% \cdot 0,4^2 \text{ kV}^2}{100 \% \cdot 1 \text{ MVA}} = 0,00927 \Omega ,$$

$$\underline{Z}'_T = (0,002496 + j 0,00927) \Omega ,$$

$$\underline{Z}'_{\beta} = \underline{Z}'_{\alpha} + \underline{Z}'_T = (0,002749 + j 0,009757) \Omega ,$$

$$Z'_{\beta} = \sqrt{0,002749^2 + 0,009757^2} \Omega = 0,01014 \Omega ,$$

$$X'_G = X''_d = \frac{x''_d \cdot U_{\text{NG}}^2}{100 \% \cdot S_{\text{NG}}} = \frac{12 \% \cdot 0,4^2 \text{ kV}^2}{100 \% \cdot 0,5 \text{ MVA}} = 0,0384 \Omega ,$$

$$R'_G = 0,07 \cdot X''_d = 0,07 \cdot 0,0384 \Omega = 0,002688 \Omega ,$$

$$\underline{Z}'_G = (0,002688 + j 0,0384) \Omega ,$$

$$Z'_G = \sqrt{0,002688^2 + 0,0384^2} \Omega = 0,038494 \Omega .$$

Intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I''_{k\text{max3pol}}$
con ayuda de:

Contribución de la red

[P.2, 6.1—Ec(5)]

$$I''_{k\beta\text{max3pol}} = \frac{c \cdot U_{\text{NT}}}{\sqrt{3} \cdot Z'_{\beta}} = \frac{0,4 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,01014 \Omega} = 22,8 \text{ kA} .$$

Contribución del generador

[P.1, párrafos 5 ... 6—Ec(2)]

$$I''_{kG\text{max3pol}} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot Z'_G} = \frac{1,1 \cdot 0,38 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0,038494 \Omega} = 6,28 \text{ kA} .$$

Suma

[P.2, 9.1—Ec(11)]

$$I''_{k\text{max3pol}} = I''_{k\beta\text{max3pol}} + I''_{kG\text{max3pol}} = (22,8 + 6,28) \text{ kA} = 29,08 \text{ kA} .$$

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Impulso de la corriente de cortocircuito $I_{s\max 3\text{pol}}$
con ayuda de:

Contribución de la red [P.2, 6.2—Ec(6)]

$$I_{s\beta\max 3\text{pol}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\beta\max 3\text{pol}} = 1,44 \cdot \sqrt{2} \cdot 22,8 \text{ kA} = 46,42 \text{ kA} ,$$

$\kappa = 1,44$ siendo $R'_\beta/X'_\beta = 0,002749/0,009757 = 0,282$
(según figura 1.3/23).

Contribución del generador [P.1, párrafos 5...6—Ec(4)]

$$I_{sG\max 3\text{pol}} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{kG\max 3\text{pol}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,28 \text{ kA} = 15,98 \text{ kA} ,$$

$\kappa = 1,8$ siendo $R'_G/X'_G = 0,07$
(según figura 1.3/23).

Suma [P.2, 9.1—Ec(12)]

$$I_{s\max 3\text{pol}} = I_{s\beta\max 3\text{pol}} + I_{sG\max 3\text{pol}} = (46,42 + 15,98) \text{ kA} = 62,4 \text{ kA} .$$

Corriente alterna de ruptura $I_{a\max 3\text{pol}}$
con ayuda de:

Contribución de la red

$$I_{a\beta\max 3\text{pol}} = I''_{k\beta\max 3\text{pol}} = 22,8 \text{ kA (alejado del generador).}$$

Contribución del generador [P.1, párrafo 5a) 3—Ec(5)]

$$I_{aG\max 3\text{pol}} = \mu_{0,05} \cdot I''_{kG\max 3\text{pol}} = 0,755 \cdot 6,28 \text{ kA} = 4,74 \text{ kA} ,$$

$$I_{NG} = \frac{S_{NG}}{\sqrt{3} \cdot U_{NG}} = \frac{0,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ kV}} = 0,722 \text{ kA} ,$$

$$\frac{I''_{kG\max 3\text{pol}}}{I_{NG}} = \frac{6,28 \text{ kA}}{0,722 \text{ kA}} = 8,69 ,$$

$$\mu_{0,05} = 0,755 \text{ siendo } t_M = 0,05 \text{ s}$$

(según figura 1.3/24).

Suma

$$I_{a\max 3\text{pol}} = I_{a\beta\max 3\text{pol}} + I_{aG\max 3\text{pol}} = (22,8 + 4,74) \text{ kA} = 27,54 \text{ kA} .$$

1.3.2 Impedancias de los medios de servicio

Para calcular las corrientes simétricas y asimétricas de cortocircuito en los diferentes casos de defecto es necesario conocer los valores de las impedancias de los distintos medios de servicio. Dichos valores pueden determinarse partiendo de los datos característicos de los medios de servicio, indicados por el fabricante. Si se desconocen dichos datos al efectuar la planificación, se recomienda aplicar valores empíricos. Para facilitar esta labor a los responsables de la planificación y del cálculo, se exponen a continuación las fórmulas más importantes para determinar los valores de impedancia partiendo de los datos característicos. Las tablas y diagramas que a continuación se exponen proporcionan información sobre los valores medios de los datos característicos, así como sobre las resistencias óhmicas por unidad de longitud y las reactancias inductivas de los medios de servicio.

En las directrices VDE 0102 [P.2, 13 a 15] se indican también valores orientativos.

Generadores síncronos

Reactancia inicial

$$X_d'' = \frac{x_d'' \cdot U_{NG}^2}{100\% \cdot S_{NG}} \text{ en ohmios/fase}$$

S_{NG} Potencia nominal del generador en MVA

U_{NG} Tensión nominal del generador en kV

x_d'' Reactancia inicial relativa en % (reactancia subtransitoria)

$R_G \approx 0,05 \cdot X_d''$ en generadores con potencias nominales superiores a 100 MVA

$R_G \approx 0,07 \cdot X_d''$ en generadores con potencias nominales menores

En las tablas 1.3/1 y 1.3/2 se indican valores orientativos de los datos característicos de generadores.

Motores síncronos y máquinas de potencia reactiva

Los motores síncronos y las máquinas de potencia reactiva se tratan en el cálculo igual que los generadores síncronos.

Motores asíncronos

Los motores asíncronos se han de considerar según VDE 0102 parte 1.

Transformadores de dos arrollamientos

Resistencia óhmica

$$R_T = \frac{u_r \cdot U_{NT}^2}{100\% \cdot S_{NT}} \text{ en ohmios/fase}$$

Reactancia inductiva

$$X_T = \frac{u_x \cdot U_{NT}^2}{100\% \cdot S_{NT}} \text{ en ohmios/fase}$$

S_{NT} Potencia nominal del transformador en MVA

U_{NT} Tensión nominal del transformador en kV (valores en posición central)

u_r Caída relativa de tensión, óhmica, en %

u_x Caída relativa de tensión, inductiva, en %

u_z Tensión relativa de cortocircuito, en %

$$u_x = \sqrt{u_z^2 - u_r^2}$$

En las tablas 1.3/3 y 1.3/4 se indican valores orientativos de las magnitudes características de los transformadores. Partiendo de dichos valores es posible determinar las impedancias para servicio simétrico, que son iguales a las de los sistemas directo e inverso:

$$(Z_T = Z_{1T} = Z_{2T}).$$

Más difíciles de predecir son las impedancias homopolares de los transformadores, que se requieren, por ejemplo, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito unipolar a tierra. La magnitud de las impedancias homopolares depende en gran medida del tipo de conexión y de la constitución geométrica.

Para transformadores en conexión Dyn se ha medido:

Pequeñas potencias $R_{0T} \approx R_T$
 $X_{0T} \approx (0,93 \text{ bis } 1,0) \cdot X_T,$

Mayores potencias $R_{0T} \approx R_T$
 $X_{0T} \approx (0,85 \text{ bis } 1,0) \cdot X_T.$

Para los transformadores en conexión Ydn se ha medido:

$$R_{0T} \approx R_T$$

$$X_{0T} \approx (0,7 \text{ bis } 0,9) \cdot X_T.$$

Las impedancias homopolares de los transformadores en conexión Yzn o Dzn son considerablemente menores que las impedancias directas. En la figura 1.3/8 se indican los márgenes de dispersión de las relaciones $R_0/R_1, X_0/X_1$ y Z_0/Z_1 , obtenidas por representación gráfica de los valores medidos.

Los transformadores en conexión Yyn no tienen impedancias homopolares definidas. Las relaciones Z_0/Z_1 están comprendidas entre 7 y 24 y pueden alcanzar, excepcionalmente, valores entre 40 y 70. La figura 1.3/10 proporciona un cuadro general. De éste se deduce que las impedancias homopolares de estos transformadores dependen fuertemente de la intensidad de la corriente, ya que se es-

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

tablece una saturación de las paredes de la cuba y de las partes constructivas de hierro. Si en una red se prevé una puesta a tierra activa del punto estrella, no se deben utilizar transformadores de este grupo de conexión. En otro caso se recomienda determinar las impedancias homopolares por medición.

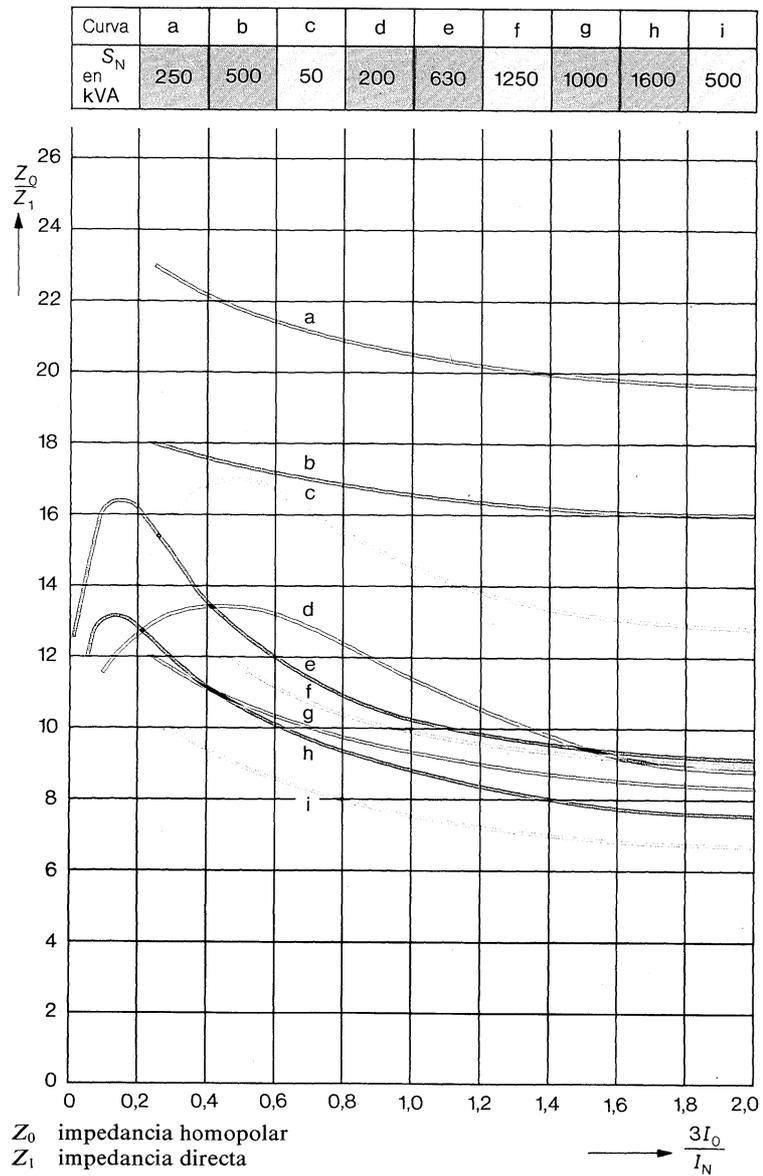
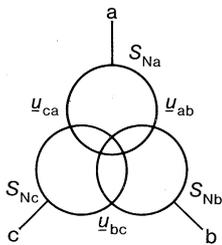


Figura 1.3/10
Relación de impedancias Z_0/Z_1 para transformadores de alta tensión del grupo de conexión Yyn0, en función de cociente entre la intensidad de la corriente del punto estrella y la nominal ($3I_0/I_N$)

Los transformadores con conexión Yyd, en los que el arrollamiento de compensación en triángulo está diseñado para 1/3 de la potencia de paso, tienen, según mediciones, relaciones $Z_0/Z_1 = 1,8$ a $3,0$. Las impedancias homopolares de los transformadores con conexiones especiales (autotransformadores, transformadores con núcleo de cinco columnas, transformadores monofásicos, etc.) se han de consultar al fabricante.

Transformadores de tres arrollamientos

Los valores de las impedancias correspondientes a la conexión estrella equivalente se pueden determinar para los sistemas directo e inverso partiendo de las magnitudes características del transformador. En la figura 1.3/11a se muestra la conexión simplificada y en la figura 1.3/11b la estrella de impedancias equivalente de un transformador de tres arrollamientos.

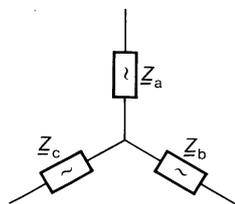


$$Z_a = \left(\frac{u_{ab}}{S_{Nab}} + \frac{u_{ca}}{S_{Nca}} - \frac{u_{bc}}{S_{Nbc}} \right) \frac{U_{NB}^2}{2 \cdot 100 \%} \text{ ohmios/fase}$$

$$Z_b = \left(\frac{u_{bc}}{S_{Nbc}} + \frac{u_{ab}}{S_{Nab}} - \frac{u_{ca}}{S_{Nca}} \right) \frac{U_{NB}^2}{2 \cdot 100 \%} \text{ ohmios/fase}$$

$$Z_c = \left(\frac{u_{ca}}{S_{Nca}} + \frac{u_{bc}}{S_{Nbc}} - \frac{u_{ab}}{S_{Nab}} \right) \frac{U_{NB}^2}{2 \cdot 100 \%} \text{ ohmios/fase}$$

Figura 1.3/11a



- u_{ab} tensión de cortocircuito en %, referida a S_{Nab}
- u_{bc} tensión de cortocircuito en %, referida a S_{Nbc}
- u_{ca} tensión de cortocircuito en %, referida a S_{Nca}
- $S_{Nab}, S_{Nbc}, S_{Nca}$ son las potencias nominales de paso en MVA
- U_{NB} tensión nominal de referencia en kV

Figura 1.3/11b

Los valores de las impedancias homopolares se han de consultar al fabricante.

Bobinas de reactancia en cortocircuito

Reactancia inductiva

$$X_D = \frac{\Delta u_N \cdot U_{ND}}{100 \% \cdot \sqrt{3} \cdot I_{ND}} = \frac{\Delta u_N \cdot U_{ND}^2}{100 \% \cdot S_{ND}} \text{ en ohmios/fase}$$

- U_{ND} Tensión nominal de la bobina de reactancia, en kV
- Δu_N Caída relativa de la tensión nominal, en %
- I_{ND} Intensidad nominal de la bobina de reactancia, en kA
- S_{ND} Potencia nominal de la bobina de reactancia, en MVA

Líneas aéreas

Para los cables de las líneas aéreas fabricadas según DIN 48 201, 48 204 y 48 206, de cobre, aluminio, aldreya, aluminio-acero y aldreya-acero, se indican en las tablas 1.3/5 y 1.3/6 las resistencias óhmicas

En la figura 1.3/12 se representa un diagrama con los valores medios de la reactancia inductiva

Los valores medios de la reactancia inductiva homopolar se indican en la figura 1.3/13.

Valores medios de la reactancia inductiva x'_l de cada conductor, para $f = 50$ Hz

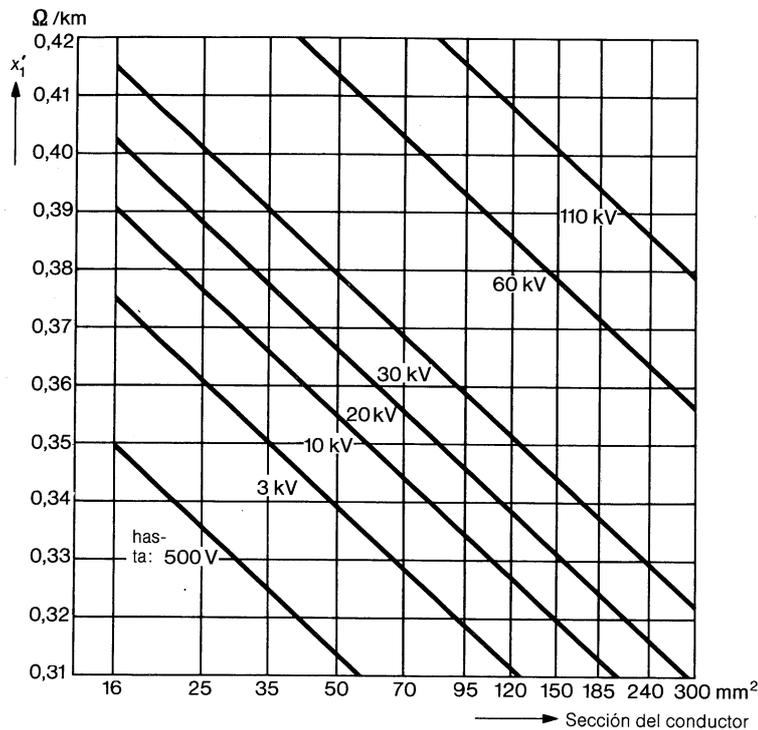
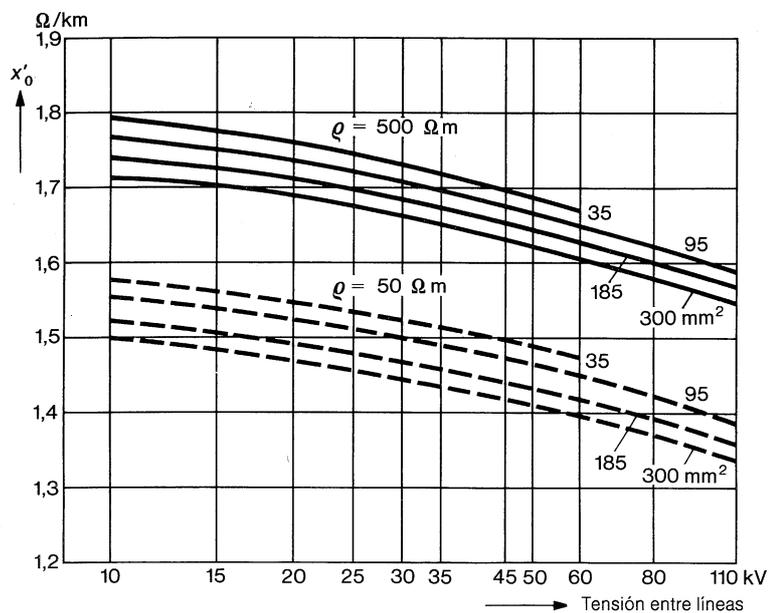


Figura 1.3/12 Líneas aéreas de corriente trifásica

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Valores medios de la reactancia inductiva homopolar x'_0 de cada conductor, para $f = 50$ Hz



Resistencia específica de tierra:
 $\rho = 500 \Omega \text{ m}$ (terreno seco)
 $\rho = 50 \Omega \text{ m}$ (terreno húmedo)

Figura 1.3/13 Líneas aéreas de corriente trifásica

Cables

Las resistencias óhmicas en corriente alterna y las reactancias inductivas se pueden tomar del manual de Siemens "Kabel und Leitungen für Starkstrom" (Cables y conductores para transporte de energía). Si no se dispone de dicha obra, se pueden aplicar, en primera aproximación, los valores de la resistencia en corriente continua.

De las figuras 1.3/14 y 1.3/15 se desprenden valores medios de las reactancias inductivas para los sistemas directo e inverso.

En los diagramas de las figuras 1.3/16 a 1.3/21 se indican valores medios de las resistencias homopolares óhmicas y reactancias homopolares inductivas.

Valores medios de la reactancia inductiva x'_1 por conductor, para $f = 50$ Hz

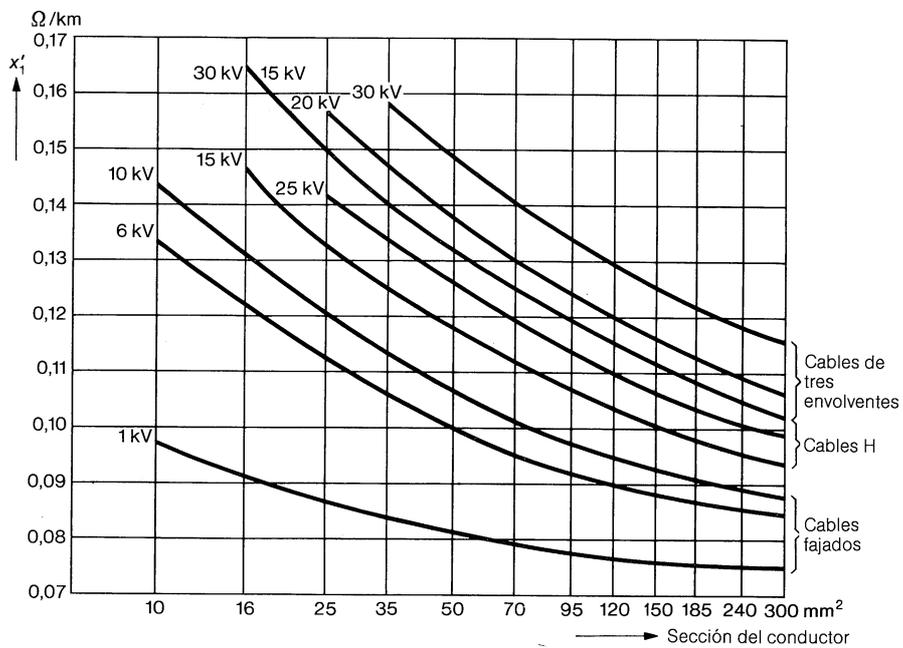


Figura 1.3/14 Cables para corriente trifásica de 1 a 30 kV

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Valores medios de la reactancia inductiva x'_l por conductor, para $f = 50$ Hz

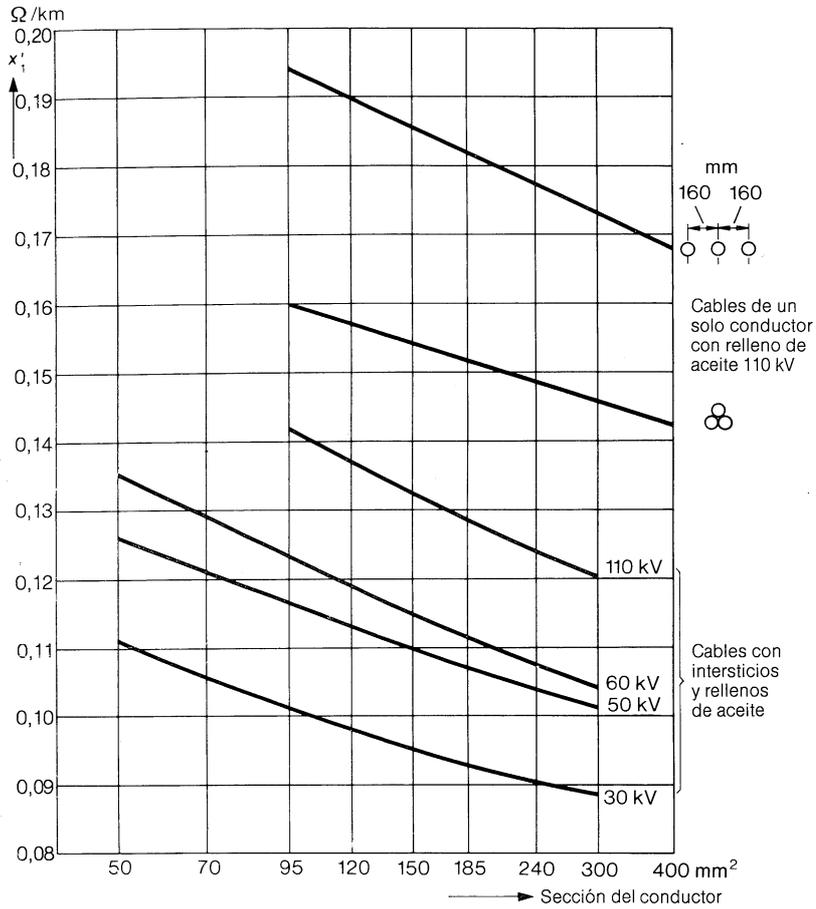


Figura 1.3/15 Cables de corriente trifásica de 30 a 110 kV

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Valores medios de la resistencia óhmica homopolar r'_0 y de la reactancia inductiva homopolar x'_0 por conductor, para $f = 50$ Hz, resistencia específica de tierra $\rho = 100 \Omega\text{m}$

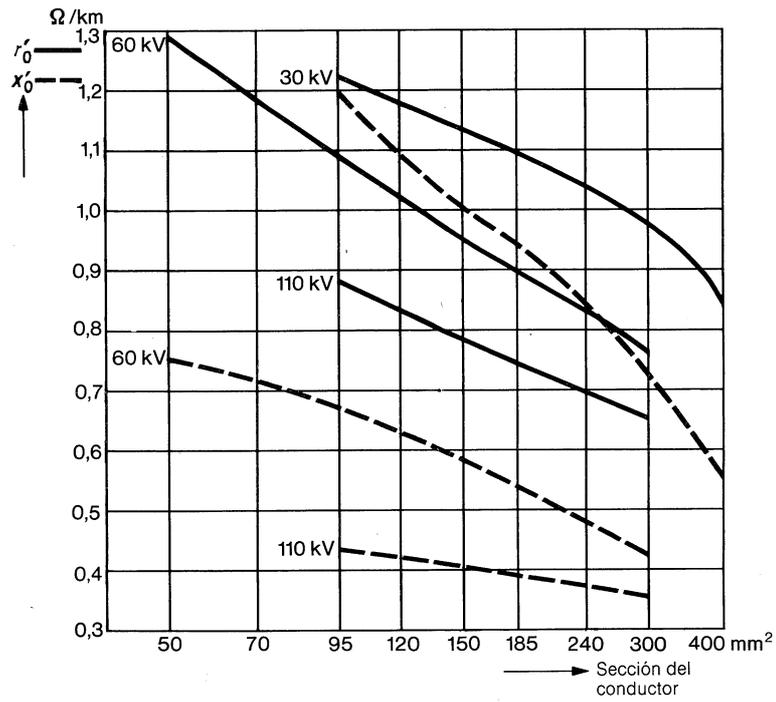


Figura 1.3/16
Cables de tres conductores con relleno de aceite para tensiones de 30 a 110 kV

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

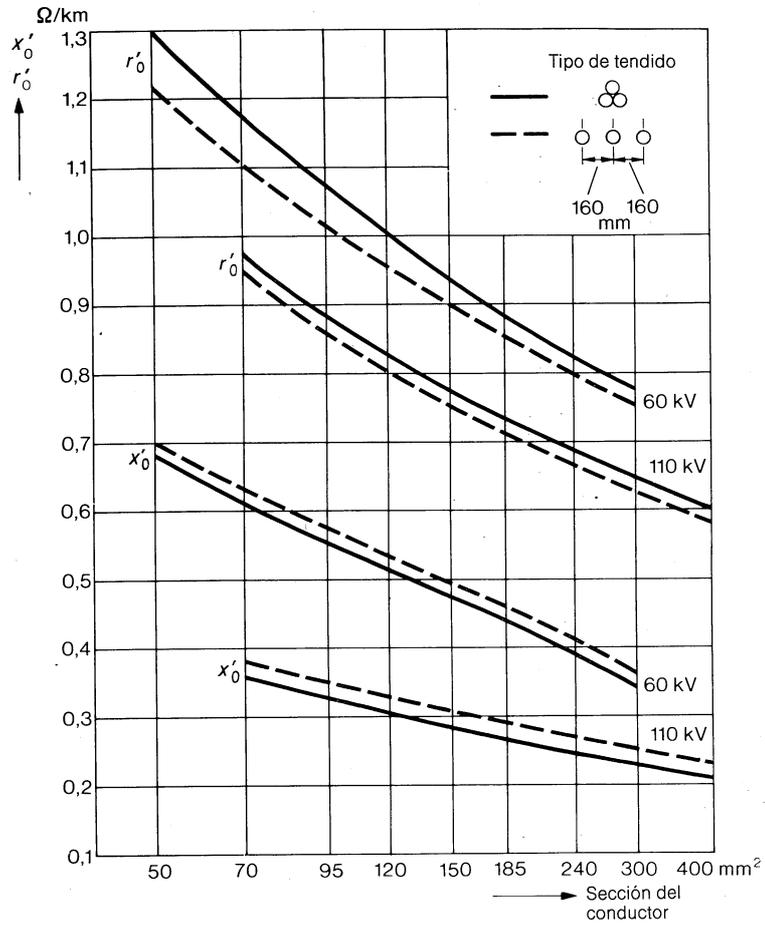


Figura 1.3/17
Cables de un solo conductor con relleno de aceite (sin armadura) para tensiones de 60 a 110 kV

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Valores medios de las relaciones entre las resistencias óhmicas del sistema homopolar y las del sistema directo, en cables de cuatro conductores de 1 kV, por conductor, para 50 Hz

- R_0 Sólo con el cuarto conductor de retorno, en Ω
- R_{0M} El cuarto conductor y la envolvente del cable como conductores de retorno, en Ω
- R_{0E} El cuarto conductor y la tierra como conductores de retorno, en Ω
- R_{0ME} El cuarto conductor, la envolvente del cable y la tierra como conductores de retorno, en Ω

Resistencia óhmica directa R_1 en Ω por conductor

Resistencia específica de tierra $\rho = 100 \Omega\text{m}$

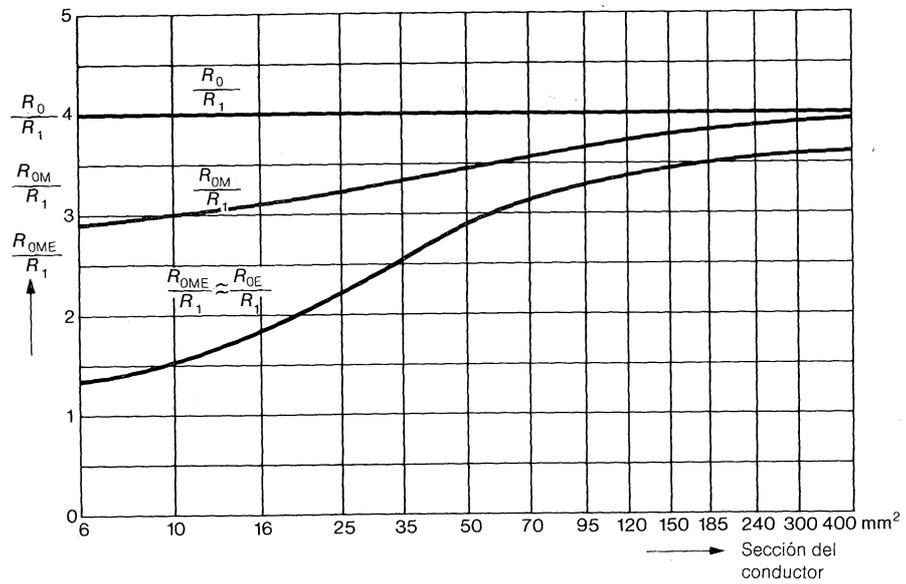


Figura 1.3/18 Cables con conductores de cobre (NKBA y Protodur)

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

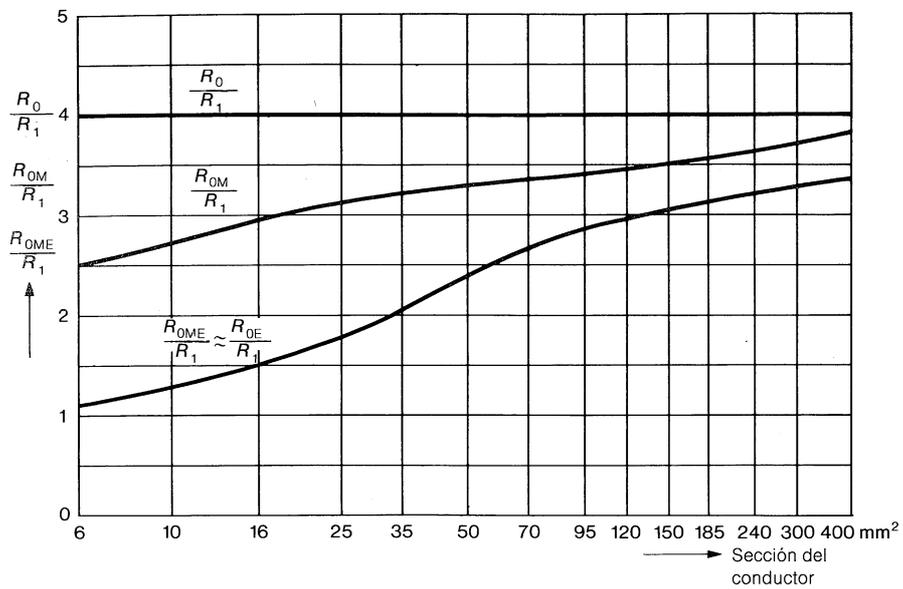


Figura 1.3/19 Cables con conductores de aluminio (NAKBA y Protodur)

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Valores medios de las relaciones existentes entre las reactancias inductivas del sistema homopolar y las del sistema directo, en cables de cuatro conductores de 1 kV, por conductor, para 50 Hz

- X_0 Sólo con el cuarto conductor como conductor de retorno, en Ω
- X_{0M} El cuarto conductor y la envoltura del cable como conductores de retorno, en Ω
- X_{0E} El cuarto conductor y la tierra como conductores de retorno, en Ω
- X_{0ME} El cuarto conductor, la envoltura del cable y la tierra como conductores de retorno, en Ω

Reactancia inductiva directa X_1 en Ω por conductor

Resistencia específica de tierra $\rho = 100 \Omega\text{m}$

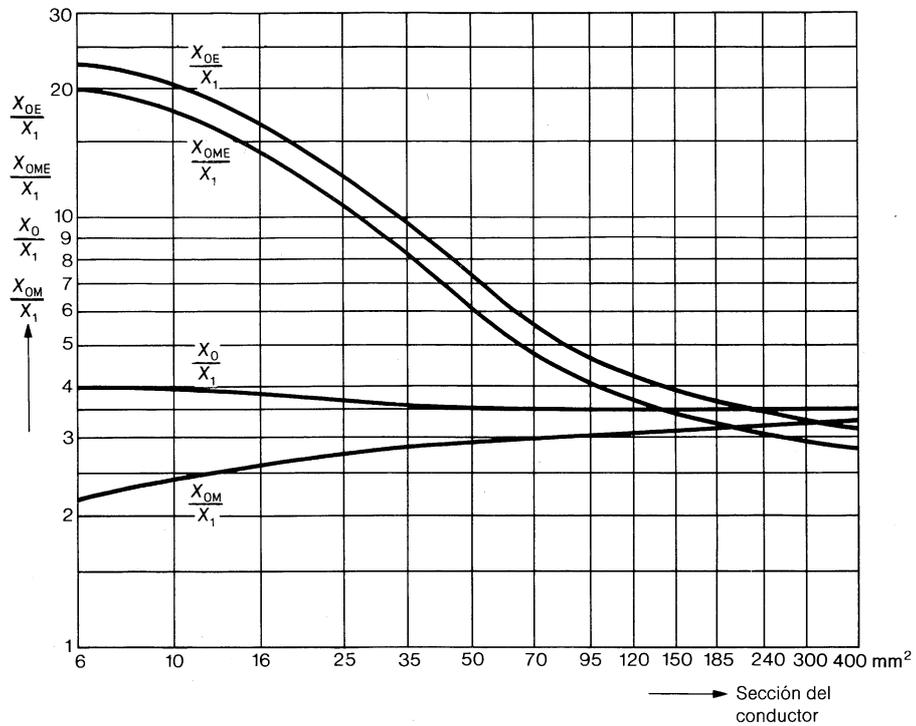


Figura 1.3/20 Cables con conductores de cobre (NKBA y Protodur)

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

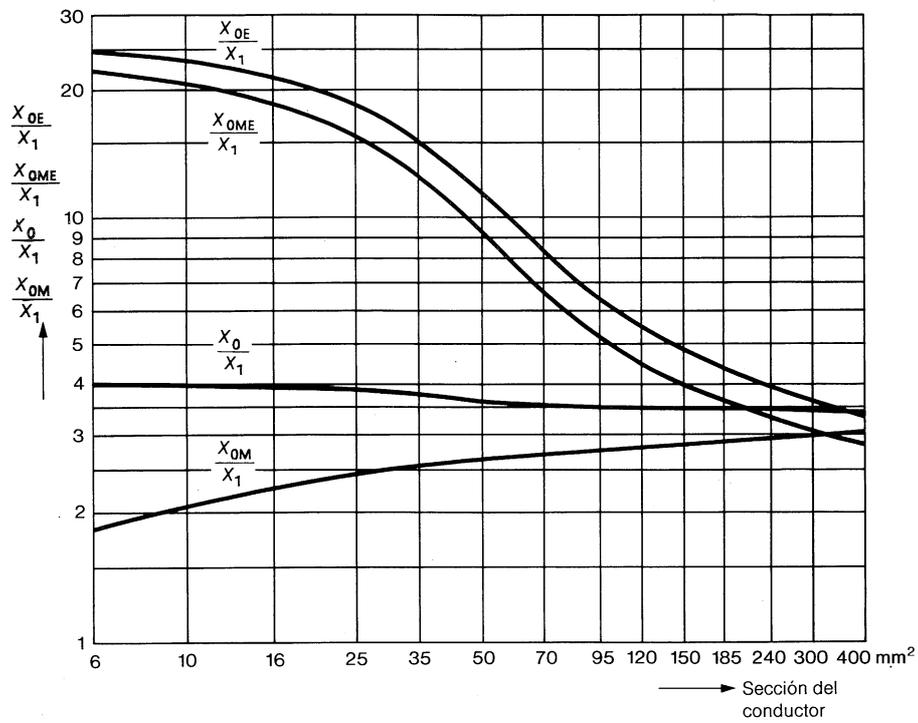


Figura 1.3/21 Cables con conductores de aluminio (NAKBA y Protodur)

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Barras conductoras

Si la sección es grande puede despreciarse la resistencia óhmica.

De la figura 1.3/22 se desprenden valores medios de las reactancias inductivas de las barras conductoras (conductores de sección rectangular).

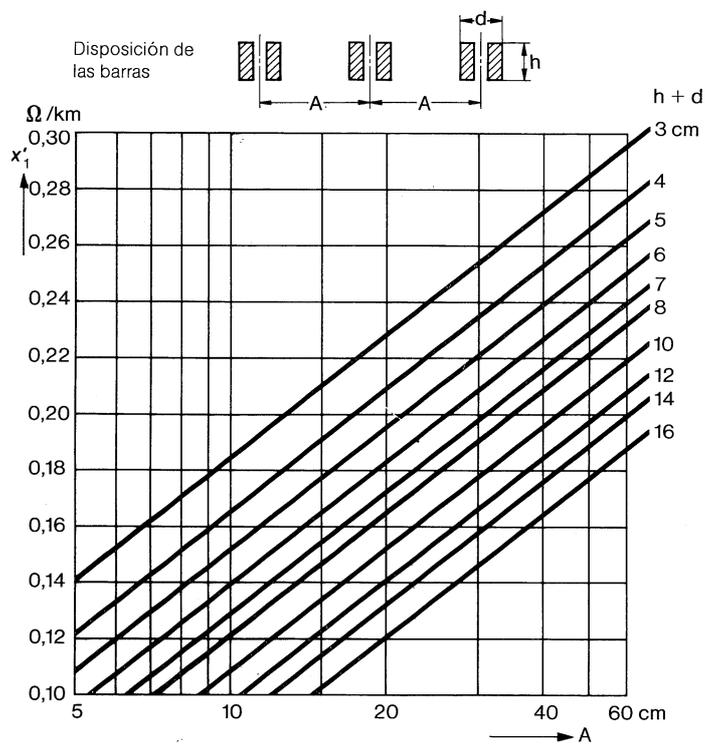


Figura 1.3/22
Valores medios de la reactancia inductiva x'_1
por paquete de conductores, para $f = 50 \text{ Hz}$

1.3.3 Magnitudes de cálculo según VDE 0102

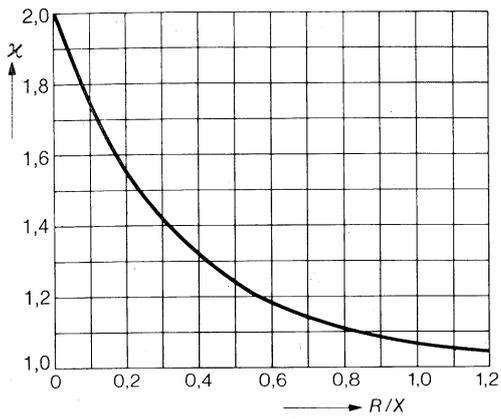


Figura 1.3/23 Factor κ [Parte 1]

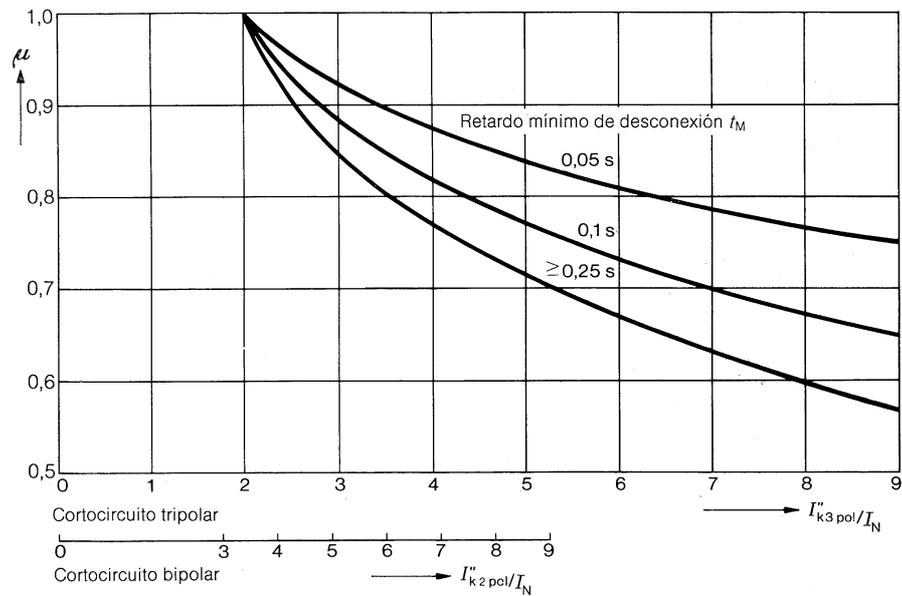


Figura 1.3/24 Factor μ [Parte 1]

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

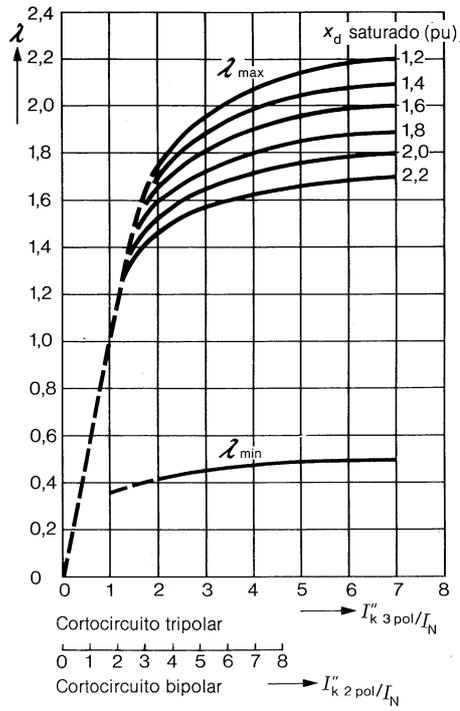


Figura 1.3/25 Factores λ_{max} y λ_{min} para turbogeneradores. Para x_d saturado se aplicará el valor inverso de la relación de cortocircuito en vacío K_0 según VDE 0540 parte 1, párrafo 7a)

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

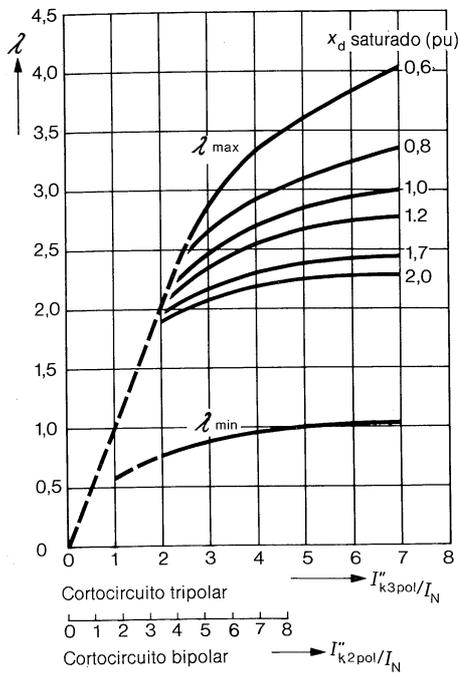


Figura 1.3/26
Factores λ_{\max} y λ_{\min} para máquinas de polos salientes. Para x_d saturado se aplicará el valor inverso de la relación de cortocircuito en vacío K_0 , según VDE 0530 parte 1, párrafo 7a)

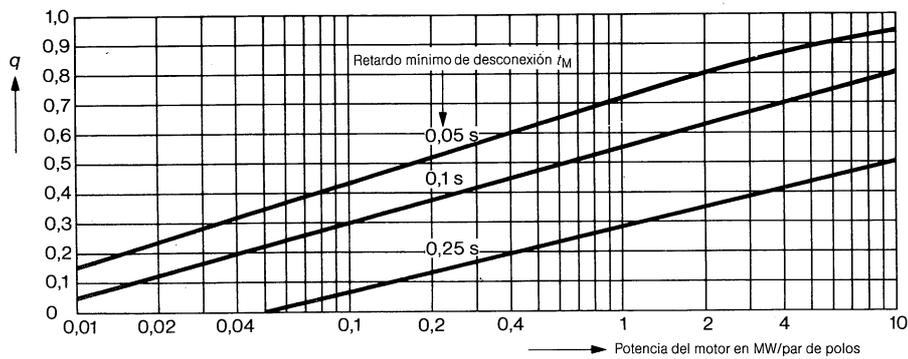


Figura 1.3/27
Factor q para el cálculo de la intensidad de ruptura en corriente alterna de motores asincrónicos

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Tabla 1.3/1 Valores característicos de generadores síncronos de alta tensión

Tipo de máquina	Turbo- generadores	Generadores de polos salientes con arrollamiento amortiguador		Generadores de polos salientes sin arrollamiento amortiguador	
		Rotor de alta velocidad $2p < 16$	Rotor de baja velocidad $2p > 16$	Rotor de alta velocidad $2p < 16$	Rotor de baja velocidad $2p > 16$
Reactancia subtransitoria (saturada) x'_d en %	9 a 32	14 a 32	15 a 25	22 a 35	25 a 40
Reactancia transitoria (saturada) x_d en %	14 a 45	20 a 32	22 a 36	22 a 35	25 a 40
Reactancia síncrona (saturada) x_d en %	120 a 250	80 a 140	75 a 125	80 a 140	75 a 125
Relación vacío- cortocircuito K_0	0,35 a 0,8	0,7 a 1,6	0,8 a 1,2	0,7 a 1,6	0,8 a 1,2
Reactancia inversa x_2 en %	9 a 32	14 a 25	15 a 27	36 a 63	35 a 60
Reactancia homopolar x_0 en %	2 a 20	3 a 20	3 a 22	4 a 24	4 a 30
Constante de tiempo subtransitoria T'_d en s	0,02 a 0,05	0,02 a 0,05	0,02 a 0,05	—	—
Constante de tiempo transitoria T_d en s	0,5 a 1,8	0,7 a 2,5	0,7 a 2,5	0,7 a 2,5	0,7 a 2,5
Constante de tiempo de la componente de corriente continua T_g en s	0,07 a 1,00	0,10 a 0,40	0,10 a 0,40	0,15 a 0,50	0,20 a 0,50

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Tabla 1.3/2 Valores característicos de generadores síncronos de baja tensión

	Turbo- generadores	Número de polos	Generadores de polos salientes	Número de polos
Potencia nominal en kVA	40 a 1400		1600 a 3600	
Reactancia subtransitoria (saturada) x_d'' en %	10 a 15	4 a 14	10 a 12	2
			11 a 23	4
Reactancia transitoria (saturada) x_d' en %	20 a 40	4 a 14	13 a 17	2
			26 a 36	4
Reactancia síncrona (no saturada) x_d en %	150 a 300	4 a 14	170 a 220	2
			260 a 300	4
Relación vacío- cortocircuito K_0	0,4 a 0,8	4 a 14	0,6 a 0,7	2
			0,4 a 0,5	4
Reactancia inversa x_2 en %	$\approx x_d''$	4 a 14	$\approx x_d''$	2 + 4
Reactancia homopolar x_0 en %	$(0,4 \text{ a } 0,8) \cdot x_d''$	4 a 14	$(0,4 \text{ a } 0,6) \cdot x_d''$	2 + 4
Constante de tiempo subtransitoria T_d'' en s	0,01 a 0,03	4 a 14	0,02 a 0,035	2 + 4
Constante de tiempo transitoria T_d' en s	0,3 a 1,0	4 a 14	0,5 a 1,2	2 + 4
Constante de tiempo de la componente de corriente continua T_g en s	0,01 a 0,1	4 a 14	0,03 a 0,15	2 + 4

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Tabla 1.3/3 Valores característicos de los transformadores de alta tensión
Transformadores trifásicos (en baño de aceite y Askarel)
Tensión superior nominal $U_{NOS} = 3000$ a $24\,000$ V; tensión de cortocircuito $u_z = 4\%$

Según DIN 42 500

S_N en kVA	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630
u_r en %	2,1	1,89	1,75	1,64	1,47	1,42	1,3	1,24	1,15	1,1	1,03
U_{NUS} en V	231	Yyn0								—	
	400	Yzn5					Dyn5				
	525	Yyn0									

Según DIN 42 503

S_N en kVA	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630
u_r en %	2,3	2,09	1,95	1,84	1,75	1,65	1,64	1,56	1,5	1,43	1,33
U_{NUS} en V	231	Yyn0								—	
	400	—					Dyn5				
	525	Yyn0									
S_N en kVA	50	75	100	125	160	200	—				
u_r en %	2,5	2,27	2,15	2,0	1,94	1,8	—				
U_{NUS} en V	400	Yzn5					—				

Tensión superior nominal

para 250 a 800 kVA: $U_{NOS} = 3000$ a 12000 V tensión de
para 1000 a 1500 kVA: $U_{NOS} = 5000$ a 12000 V cortocir-
para 250 a 1600 kVA: $U_{NOS} = 12000$ a 24000 V cuito $u_z = 6\%$

Según DIN 42 511

S_N en kVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	
u_r en %	1,78	1,71	1,61	1,56	1,48	1,38	1,35	1,31	1,24	
U_{NUS} en V	400	Dyn5								
	525	Yyn0								
S_N en kVA	250	315	400	—						
u_r en %	1,84	1,73	1,62	—						
U_{NUS} en V	231	Yyn0			—					

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Tabla 1.3/3 (continuación)

Tensión superior nominal $U_{NOS} = 24000$ a 36000 V; tensión de cortocircuito $u_z = 6\%$

Según DIN 42511

S_N en kVA	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	
u_r en %	2,1	2,0	1,88	1,78	1,75	1,71	1,61	1,56	1,48	1,38	1,35	1,31	1,24	
U_{NUS} en V	231	Yyn0			—									
	400	—			Dyn5									
	525	Yyn0												
S_N en kVA	100	125	160	200	250	315	400							
u_r en %	2,3	2,16	2,0	1,9	1,84	1,73	1,62							
U_{NUS} en V	231	—			Yyn0									
	400	Yzn5			—									

Tabla 1.3/4 Valores característicos de los transformadores de alta tensión

Tensión de cortocircuito u_z

Tensión superior nominal en kV	6 a 20	30	60	110
u_z en %	3,5 a 8	6 a 11	9 a 12	9 a 15

Caída de tensión óhmica u_r

Potencia nominal en MVA	0,1	0,32	1	3,2	10	32
u_r en %	1,8 a 2,1	1,5 a 1,8	1,3 a 1,5	0,8 a 1,0	0,5 a 0,7	0,4 a 0,6

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Tabla 1.3/5

Resistencias óhmicas r' (valores medios a 50 Hz) para cables de líneas aéreas fabricados según DIN 48 201

Cables para líneas aéreas			Resistencia óhmica en corriente alterna								
Sección nominal	sección real	diámetro exterior	r' , en ohmios/km								
q_N mm ²	q_i mm ²	m	a la temperatura media del cable en °C								
			0	10	20	30	40	50	60	70	80
Cobre			para una conductividad κ en $m \Omega^{-1} mm^{-2}$								
			60,87	58,33	56,00	53,84	51,85	50,00	48,27	46,67	45,16
10	10,0	0,0041	1,6592	1,7315	1,8035	1,8751	1,9479	2,0200	2,0924	2,1641	2,2365
16	15,9	0,0051	1,0435	1,0890	1,1343	1,1798	1,2251	1,2704	1,3160	1,3611	1,4066
25	24,2	0,0063	0,6856	0,7155	0,7453	0,7752	0,8050	0,8347	0,8646	0,8943	0,9242
35	34,4	0,0075	0,4824	0,5034	0,5243	0,5453	0,5663	0,5872	0,6083	0,6291	0,6501
50	49,5	0,0090	0,3352	0,3498	0,3644	0,3790	0,3935	0,4081	0,4227	0,4372	0,4518
50	48,3	0,0090	0,3453	0,3603	0,3752	0,3905	0,4053	0,4203	0,4356	0,4503	0,4653
70	65,8	0,0105	0,2537	0,2647	0,2755	0,2868	0,2976	0,3085	0,3197	0,3307	0,3416
95	93,2	0,0125	0,1794	0,1871	0,1949	0,2027	0,2105	0,2182	0,2260	0,2337	0,2415
120	117,0	0,0140	0,1428	0,1493	0,1554	0,1616	0,1678	0,1740	0,1802	0,1863	0,1925
150	147,0	0,0158	0,1142	0,1191	0,1239	0,1289	0,1332	0,1387	0,1436	0,1485	0,1534
185	182,0	0,0175	0,0925	0,0965	0,1004	0,1044	0,1088	0,1123	0,1162	0,1202	0,1241
240	243,0	0,0203	0,0701	0,0731	0,0760	0,0790	0,0978	0,0849	0,0879	0,0908	0,0938
300	299,0	0,0225	0,0575	0,0599	0,0623	0,0647	0,0670	0,0694	0,0718	0,0742	0,0766
Aluminio			para una conductividad κ en $m \Omega^{-1} mm^{-2}$								
			38,46	36,85	35,38	34,02	32,76	31,59	30,50	29,48	28,53
10	10,0	0,0041	2,6261	2,7408	2,8548	2,9688	3,0830	3,1972	3,2787	3,4261	3,5401
16	15,9	0,0051	1,6516	1,7238	1,7954	1,8672	1,9390	2,0108	2,0827	2,1547	2,2265
25	24,2	0,0063	1,0851	1,1326	1,1796	1,2268	1,2740	1,3212	1,3684	1,4157	1,4629
35	34,4	0,0075	0,7634	0,7968	0,8299	0,8630	0,8962	0,9294	0,9626	0,9959	1,0291
50	49,5	0,0090	0,5306	0,5537	0,5767	0,5998	0,6228	0,6459	0,6690	0,6921	0,7152
50	48,3	0,0090	0,5464	0,5703	0,5940	0,6177	0,6415	0,6652	0,6890	0,7128	0,7366
70	65,8	0,0105	0,4011	0,4186	0,4360	0,4534	0,4709	0,4883	0,5058	0,5233	0,5407
95	93,2	0,0125	0,2833	0,2955	0,3078	0,3201	0,3324	0,3447	0,3571	0,3694	0,3817
120	117,0	0,0140	0,2259	0,2357	0,2455	0,2553	0,2650	0,2747	0,2845	0,2944	0,3041
150	147,0	0,0158	0,1799	0,1878	0,1956	0,2034	0,2112	0,2190	0,2267	0,2345	0,2423
185	182,0	0,0175	0,1456	0,1518	0,1581	0,1644	0,1707	0,1770	0,1832	0,1896	0,1959
240	243,0	0,0203	0,1099	0,1146	0,1193	0,1241	0,1287	0,1335	0,1382	0,1430	0,1477
300	299,0	0,0225	0,0898	0,0934	0,0973	0,1011	0,1049	0,1088	0,1126	0,1164	0,1203

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Tabla 1.3/5 (continuación)

Cables para líneas aéreas			Resistencia óhmica en corriente alterna								
sección nominal	sección real	diámetro exterior	r' en ohmios/km								
			a la temperatura media del cable en °C								
q_N mm ²	q_i mm ²	m	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Aldrey			para una conductividad κ en $m \Omega^{-1} mm^{-2}$								
			32,87	31,64	30,50	29,44	28,45	27,53	26,66	25,85	25,08
10	10,0	0,0041	3,0727	3,1922	3,3115	3,4307	3,5501	3,6687	3,7884	3,9072	4,0271
16	15,9	0,0051	1,9325	2,0076	2,0827	2,1577	2,2328	2,3074	2,3827	2,4573	2,5328
25	24,2	0,0063	1,2697	1,3191	1,3684	1,4176	1,4670	1,5160	1,5655	1,6145	1,6641
35	34,4	0,0075	0,8932	0,9280	0,9626	0,9973	1,0320	1,0665	1,1013	1,1358	1,1707
50	49,5	0,0090	0,6207	0,6449	0,6690	0,6931	0,7172	0,7412	0,7653	0,7893	0,8136
50	48,3	0,0090	0,6393	0,6642	0,6890	0,7138	0,7386	0,7633	0,7882	0,8129	0,8379
70	65,8	0,0105	0,4693	0,4875	0,5058	0,5240	0,5422	0,5603	0,5786	0,5967	0,6151
95	93,2	0,0125	0,3313	0,3442	0,3571	0,3699	0,3828	0,3956	0,4085	0,4213	0,4342
120	117,0	0,0140	0,2642	0,2744	0,2845	0,2947	0,3049	0,3151	0,3254	0,3356	0,3459
150	147,0	0,0158	0,2105	0,2186	0,2267	0,2348	0,2430	0,2511	0,2593	0,2673	0,2755
185	182,0	0,0175	0,1702	0,1768	0,1833	0,1898	0,1946	0,2030	0,2098	0,2161	0,2228
240	243,0	0,0203	0,1285	0,1333	0,1382	0,1432	0,1480	0,1530	0,1580	0,1629	0,1679
300	299,0	0,0225	0,1046	0,1086	0,1126	0,1166	0,1206	0,1245	0,1287	0,1326	0,1366

1.3 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos

Tabla 1.3/6

Resistencias óhmicas r' (valores medios a 50 Hz) para cables de líneas aéreas fabricados según DIN 48 204 y 48 206 [según „Aluminium-Freileitungen“, Aluminium-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1965]

Los valores de la resistencia están calculados para la sección de las capas de aluminio o de Aldrey, incluyendo el factor de cableado, a 20°C, para una resistencia específica del aluminio de 0,02864 $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$; Aldrey 0,0328 $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$, de acuerdo con una conductividad del aluminio de 35,38 $\text{m}/\Omega \text{ mm}^2$; Aldrey 30,5 $\text{m}/\Omega \text{ mm}^2$

Sec- ciones nomi- nales ¹⁾ q_N/q_{NS} mm^2	Resistencia óhmica r'		Sec- ciones nomi- nales ¹⁾ q_N/q_{NS} mm^2	Resistencia óhmica r'	
	para aluminio/ acero Ω/km	para Aldrey/ acero Ω/km		para aluminio/ acero Ω/km	para Aldrey/ acero Ω/km
16/2,5	1,8792	2,180	210/35	0,1380	0,1601
25/4	1,2027	1,395	210/50	0,1363	0,1581
35/6	0,8353	0,9689	230/30	0,1249	0,1449
44/32	0,6566	0,7616	240/40	0,1188	0,1378
50/8	0,5946	0,6898	265/35	0,1117	0,1269
50/30	0,5644	0,6547	300/50	0,09488	0,11006
70/12	0,4130	0,4791	305/40	0,0949	0,11009
95/15	0,3058	0,3547	340/30	0,0853	0,0989
95/55	0,2992	0,3471	380/50	0,0757	0,0879
105/75	0,2733	0,3170	385/35	0,0749	0,0869
120/20	0,2374	0,2754	435/55	0,0666	0,0772
120/70	0,2364	0,2742	450/40	0,0644	0,0747
125/30	0,2259	0,2621	490/65	0,0590	0,0684
150/25	0,1939	0,2249	550/70	0,0526	0,0610
170/40	0,1682	0,1952	560/50	0,0515	0,0597
185/30	0,1571	0,1822	680/85	0,0426	0,0494

¹⁾ q_N Sección nominal de las capas de aluminio o Aldrey
 q_{NS} Sección nominal del núcleo de acero

1.4 Protección de redes

1.4.1 Introducción y conceptos

La protección de redes tiene por finalidad el detectar de forma selectiva los defectos y separar las partes de la red averiadas, además de limitar las sobreintensidades y los efectos de los arcos eléctricos.

Cometidos de la protección de redes

Cuando se disponen varios dispositivos de protección en serie, generalmente se requiere que éstos sean selectivos. La protección de la red se considera selectiva si solamente se desconecta el dispositivo de protección más próximo al punto de defecto por delante del mismo — considerado en sentido de flujo de la energía.

Selectividad

En caso de fallar un aparato de protección debe desconectar el superpuesto a éste (protección de reserva).

Protección de reserva

Observación:

En interés de representaciones claras se ha tenido que prescindir en numerosos casos de la aplicación de los símbolos según DIN.

Tabla 1.4/1 Tipos usuales de selectividad y su aplicación

Tipo de selectividad según ¹⁾	Necesario en caso de corrientes de cortocircuito en los puntos de montaje	Posible solamente	Aplicación preferente en (ejemplo)	Se consigue, por ejemplo, en el caso de interruptores de potencia, mediante
Tiempo (para BT, además, intensidad)	de menor diferenciación	—	Redes AT	Escalonamiento del tiempo de ajuste de la protección temporizada contra sobreintensidades
			Cuadros eléctricos principales de BT	Escalonamiento de los tiempos de ajuste y de las intensidades de respuesta de los disparadores y relés de sobreintensidad
Intensidad (exclusivamente)	—	de mayor diferenciación	Derivaciones de cuadros eléctricos principales de BT hacia sus distribuciones y en éstas propiamente dichas	Escalonamiento de las intensidades de respuesta de disparadores de sobreintensidad
Sentido de flujo de la energía	En contra del flujo normal de energía (inversión de corriente)	—	Redes de AT: cables en anillo y paralelos Sistemas interconectados de BT: alimentación de transformadores	Empleo de relés o elementos direccionales en los aparatos de protección.

Tipos de selectividad y su uso

AT alta tensión BT baja tensión

¹⁾ En redes de AT y BT son necesarias casi siempre combinaciones de diferentes tipos de selectividad

Indicaciones relativas a la aplicación más satisfactoria	<p><i>Premisas para la aplicación ideal de los tipos de selectividad en redes de baja tensión</i></p> <p>Para conseguir las condiciones más favorables de aplicación de los tipos de selectividad mencionados en la tabla 1.4/1, deben satisfacerse las siguientes premisas:</p> <p>Deben determinarse tanto las máximas corrientes de cortocircuito como las mínimas, en los puntos representativos de la red, debido a que</p>
Determinación de las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito	<ul style="list-style-type: none">▷ la máxima corriente de cortocircuito establecida determina la capacidad necesaria de ruptura del interruptor de potencia;▷ la mínima corriente de cortocircuito establecida es importante para el ajuste del disparador de cortocircuito (n o z); <p>observación: el valor de respuesta del disparador de cortocircuito debe ser menor que la intensidad de cortocircuito que se establece, para que sea él el que reaccione en caso de cortocircuito, sin que se tenga que esperar la respuesta del disparador de sobreintensidad (a) de retardo prolongado, dependiente de la intensidad;</p> <ul style="list-style-type: none">▷ la selectividad respecto a la intensidad sólo es posible después del conocimiento de las corrientes de cortocircuito. <p>En grandes instalaciones se calculan a veces las corrientes de cortocircuito mediante ordenadores, para una facilitación del trabajo.</p>
Escalonamiento de las intensidades de respuesta en caso de selectividad temporal	<p>Si se aplica la selectividad de tiempo se considera también el escalonamiento de las intensidades de respuesta, es decir, el disparador de cortocircuito del interruptor de potencia antepuesto debe ajustarse, como mínimo, en un factor 1,25 más elevado que el situado a continuación, para compensar la dispersión de las intensidades de respuesta de los disparadores de sobreintensidad z ($\leq \pm 10\%$) de retardo independiente.</p>

Conceptos temporales en interruptores de potencia de baja tensión

Ejemplo:

Interruptor con disparadores mecánicos de sobreintensidad y mecanismo de retardo

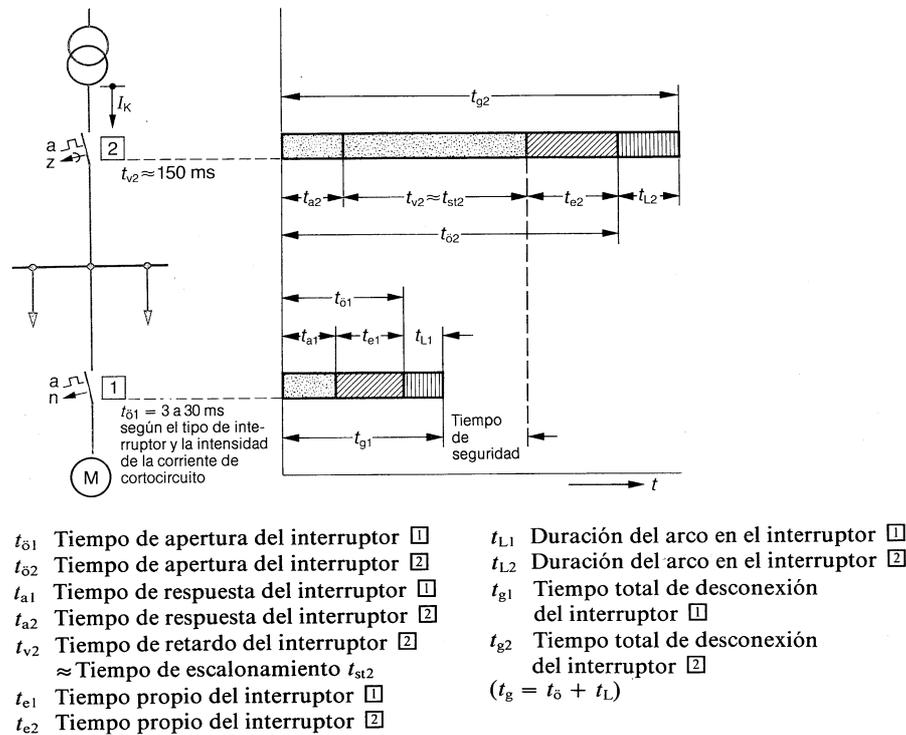


Fig. 1.4/1 Evolución temporal del proceso de desconexión

Elaboración de diagramas de escalonamiento

Al representar las características de disparo en forma logarítmica doble con escalas 2:1 según DIN 43 655 ó CEI 269-1 (1ª Edición 68), de forma análoga a la representada en la figura 1.4/2, debe considerarse lo siguiente:

- ▷ Las características de disparo no deben cortarse ni tocarse, para conseguir una selectividad unívoca (excepción posible: véase la figura 1.4/41).
- ▷ En caso de disparadores *mecánicos* de sobreintensidad (a) de retardo dependiente de la intensidad (térmicos), tendrán validez las características representadas en los catálogos de los fabricantes en estado frío. Cuando se alcanza la temperatura de servicio se reducen los tiempos de apertura t_{δ} hasta un 25%.
- ▷ En caso de disparadores *electrónicos* de sobreintensidad de retardo (prolongado), dependiente de la intensidad, no existen, por el contrario, características diferentes de disparo “en frío” o “en caliente”, puesto que no son influenciados por el estado previo de carga. La característica seleccionada debe ser, por lo tanto, apropiada para el motor o transformador a la temperatura de servicio.

Indicaciones generales

1.4 Protección de redes

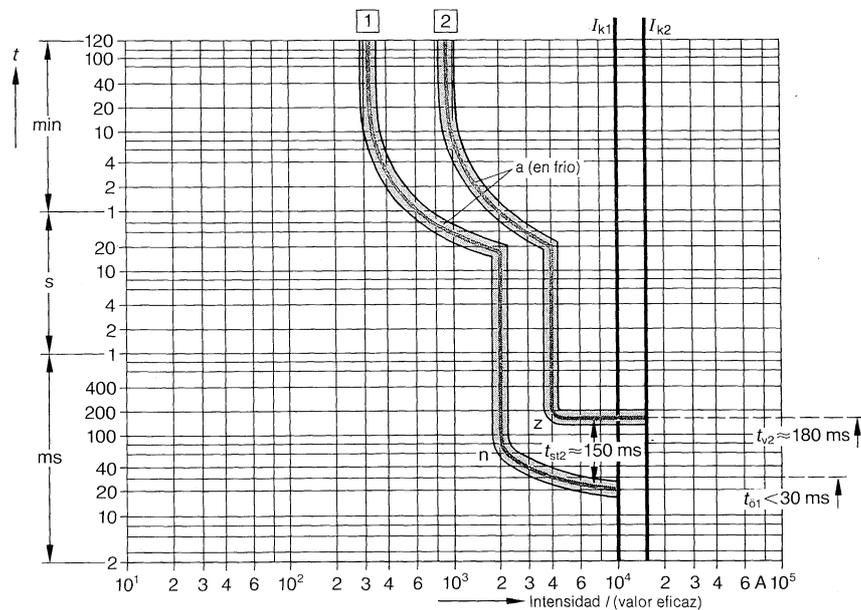
Márgenes de dispersión de las características de disparo

- ▷ Las características de disparo de los interruptores de potencia, contenidas en los catálogos de los fabricantes, muestran, la mayoría de las veces, solamente valores medios y deben complementarse mediante los márgenes de dispersión (por motivos de claridad sólo se han representado en las figuras 1.4/2 y 1.4/23).
- ▷ En el caso de disparadores *de cortocircuito* (n, z, zn) la tolerancia de los márgenes de dispersión puede ser, según VDE 0660, parte 101, $\pm 20\%$ de la intensidad de ajuste.

Tiempos significativos de disparo

Por motivos de claridad, en el caso de interruptores de potencia con disparadores retardados de sobreintensidad (z), de retardo independiente de la intensidad, se representa solamente el tiempo de retardo t_v , y en el caso de los *no retardados* (n), el tiempo de apertura t_{δ} .

Selectividad de tiempo en interruptores de potencia conectados en serie



Disparadores de sobreintensidad:

- a retardado en función de la intensidad
- z retardado independientemente de la intensidad
- n no retardado

Tiempos de disparo:

- $t_{\delta 1}$ tiempo de apertura del interruptor 1
- $t_{v 2}$ tiempo de retardo \approx tiempo de escalonamiento $t_{st 2}$ del interruptor 2

Bases para los extremos de las curvas características:

Intensidad máxima de cortocircuito en los lugares de montaje de los aparatos,

$I_{k 1}$ para el interruptor 1

$I_{k 2}$ para el interruptor 2

Margen de dispersión de las características:

$\pm 10\%$ para disparadores z en interruptores Siemens tipo 3WE

Figura 1.4/2

Diagrama de escalonamiento con características de disparo de los interruptores 1 y 2

Tiempo de escalonamiento t_{st} es el intervalo de tiempo necesario entre las características de disparo de dos aparatos de protección conectados en serie, para poder tener la seguridad de que se desconecte sólo el aparato de protección más próximo al punto de defecto.

Tiempo de escalonamiento

Atención:

El tiempo de escalonamiento t_{st} no debe ser confundido con el tiempo de retardo t_v ; en caso de disponerse varios interruptores de potencia en serie, los dos valores son aproximadamente iguales solamente para el interruptor [2].

Se escalonan tiempos de retardo e intensidades de respuesta en sentido contrario al de flujo de la energía, comenzando, en caso de *distribuciones*

¿ Como efectuar el escalonamiento?

- ▷ *sin fusibles*, con el interruptor de los receptores que disponga del disparador de cortocircuito con mayor intensidad ajustada;
- ▷ *con fusibles*, en la derivación de la barra colectora que disponga del cartucho fusible de mayor intensidad nominal.

Si en el caso de cartuchos fusibles de grandes intensidades nominales no resulta selectividad alguna frente a los disparadores de sobreintensidad (z), retardados independientemente de la intensidad, del interruptor de alimentación del transformador, o únicamente para tiempos de retardo t_v muy largos (400 a 500 ms), entonces se seleccionarán interruptores de potencia en vez de fusibles.

Si se consideran cuestiones de selectividad referentes a dos niveles de tensión (figura 1.4/35 y siguientes) se calculan todas las intensidades y características de disparo del lado de tensión superior, bajo la consideración de la relación de transformación del transformador, y se transfieren al lado de baja tensión.

Modo de proceder en caso de dos niveles de tensión

Medios auxiliares de trabajo

Medios auxiliares de trabajo para la elaboración de diagramas de escalonamiento:

- ▷ Impresos con pares de valores de intensidad para tensiones usuales, por ejemplo, para 20/0,4 kV, 10/0,4 kV, 13,8/0,4 kV y otros;
- ▷ plantilla para la representación de las características de los disparadores a.

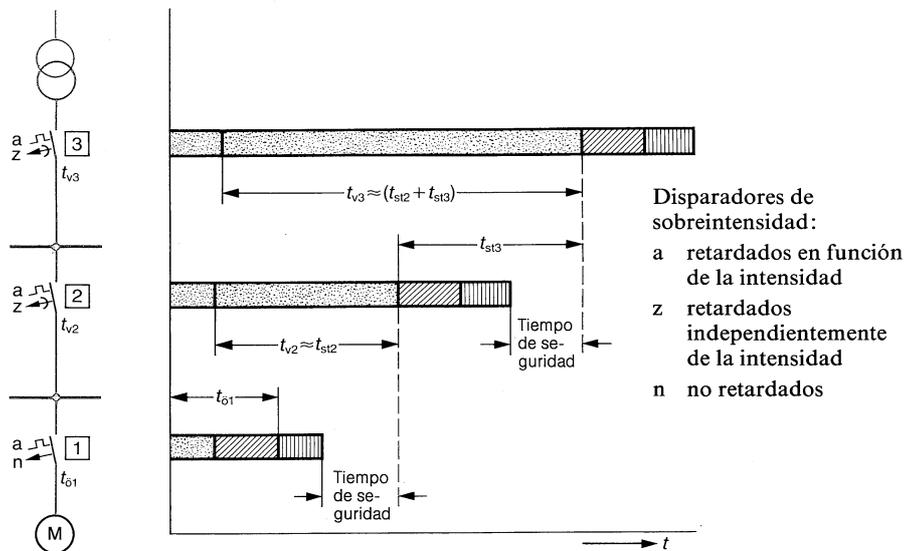
Tiempos de escalonamiento y de retardo

Escalonamiento de tiempo en el lado de baja tensión

En lo que se refiere al escalonamiento de tiempo entre varios interruptores de potencia o en combinación con fusibles NH, prácticamente sólo tienen importancia los conceptos tiempo de escalonamiento t_{st} y tiempo de retardo t_v (véase la figura 1.4/3).

El tiempo de retardo t_{v2} del interruptor [2] puede equipararse aproximadamente al tiempo de escalonamiento t_{st2} , y el tiempo de retardo t_{v3} del interruptor [3] se obtiene sumando los tiempos de escalonamiento $t_{st2} + t_{st3}$.

Las inexactitudes que resultan son compensadas de nuevo por los tiempos de seguridad calculados.



- $t_{\delta 1}$ Tiempo de apertura del interruptor [1]
- t_{st2} Tiempo de escalonamiento para el interruptor [2]
- t_{st3} Tiempo de escalonamiento para el interruptor [3]
- t_{v2} Tiempo de retardo para el interruptor [2]
- t_{v3} Tiempo de retardo para el interruptor [3]

Fig. 1.4/3 Escalonamiento de tiempo de varios interruptores de potencia (en el diagrama de escalonamiento — no representado — se anotan únicamente los tiempos de retardo necesarios t_v)

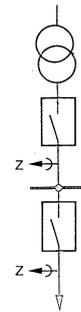
Tiempos de escalonamiento t_{st} acreditados

Interruptores de potencia en serie:

- ▷ con disparadores *mecánicos* de sobreintensidad 150 ms,
- ▷ con disparadores *mecánicos* de sobreintensidad y relés de tiempo dispuestos por separado 100 ms,
- ▷ con disparadores *electrónicos* de sobreintensidad entre los interruptores ① y ② 70 ms,
entre los interruptores ② y ③ mínimo 100 ms.

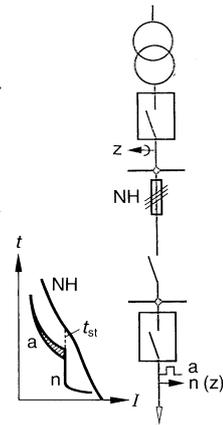
150 ms,
100 ms,
70 ms,
mínimo 100 ms.

Tiempos de escalonamiento acreditados



Independientemente de la ejecución del disparador z — mecánico o electrónico — es necesario un tiempo mínimo de escalonamiento de 100 ms entre un *interruptor de potencia* y el *fusible NH*, dispuesto a continuación.

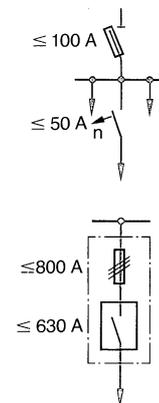
Entre un *fusible NH* y el *interruptor de potencia* dispuesto a continuación debe observarse un tiempo mínimo de escalonamiento t_{st} de 1 s entre la característica tiempo de fusión-intensidad del fusible NH y el punto de intersección de las características de disparo “a” y “n” o “(z)”, considerando la banda de dispersión del disparador a (véase la figura 1.4/23).



Protección back up

Los automáticos (interruptores de protección de líneas) deben disponer según VDE 0100, párrafo 31, para su protección contra daños a consecuencia de corrientes de cortocircuito, fusibles preconectados de 100 A de intensidad nominal como máximo.

También se protegen según este principio los interruptores de potencia compactos de baja tensión para grandes intensidades nominales de hasta 630 A, si la corriente de cortocircuito en el lugar de montaje sobrepasara la capacidad de ruptura del interruptor. En este caso no puede sobrepasarse la intensidad nominal máxima admisible del fusible.



Indicación bibliográfica

Bibliografía para instalaciones de baja tensión

Indicaciones más detalladas sobre los aparatos de protección y maniobra de baja tensión pueden extraerse del manual de Siemens “Handbuch der Niederspannung mit Projektierungshinweisen für Schaltgeräte, Schaltanlagen und Verteiler” (Manual de baja tensión para el proyecto de aparatos de maniobra, cuadros eléctricos y distribuciones).

Tiempo de operación y escalonamiento

Escalonamiento de tiempo en alta tensión

Al establecer el tiempo de escalonamiento t_{st} en el lado de alta tensión debe considerarse lo siguiente:

Después de la excitación del aparato de protección (figura 1.4/4) transcurre el tiempo ajustado, antes de que éste emita la correspondiente orden al disparador de corriente de trabajo o de reposo del interruptor de potencia (tiempo de operación t_k).

El disparador inicia la interrupción del interruptor de potencia. La corriente de cortocircuito se interrumpe después de extinguirse el arco. Sólo entonces retorna la protección a su posición de reposo o de partida (tiempo de retorno).

El tiempo de escalonamiento t_{st} entre los aparatos de protección de dos estaciones sucesivas debe ser mayor que la suma del tiempo total de desconexión t_g del interruptor y del tiempo de reposición de la protección.

Debido a que en los aparatos de protección (también interruptores de potencia) debe contarse con una cierta dispersión temporal dependiente de varios factores, se incluye en el tiempo de escalonamiento un tiempo de seguridad.

Mientras que en aparatos de protección con disparadores mecánicos no se consiguen tiempos de escalonamiento t_{st} inferiores a 400—300 ms (ajuste continuo), los nuevos disparadores electrónicos (estáticos) permiten obtener tiempos de escalonamiento de sólo 300 ó 250 ms (ajustables en escalones de 50 ms).

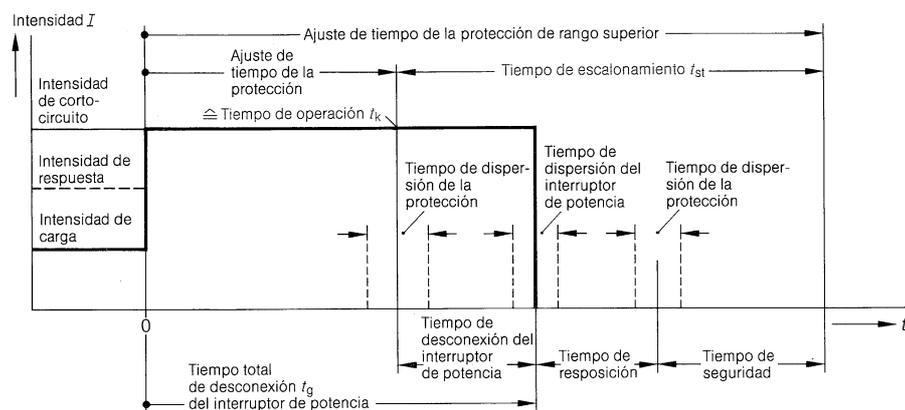


Figura 1.4/4 Escalonamiento de tiempo en instalaciones de alta tensión

1.4.2 Aparatos de protección en redes de baja tensión

Las tablas 1.4/2 y 1.4/3, que se presentan a continuación, facilitan una visión rápida de los aparatos de protección para redes de baja tensión, tratados en la siguiente obra, habiéndose incluido también en la tabla 1.4/3, para completar el cuadro, los aparatos de protección de la red de alta tensión, dispuestos en las derivaciones de los transformadores.

En el capítulo 2.3 se desarrolla la protección de líneas y cables contra calentamientos excesivos, siendo determinante en este caso la norma VDE 0100 parte 430/6.81 "Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V" (Montaje de instalaciones industriales con tensiones nominales de hasta 1000 V).

Las líneas y cables deben protegerse contra calentamientos excesivos mediante aparatos de protección contra sobreintensidades, que pueden establecerse por sobrecargas normales de servicio o por cortocircuitos plenos.

Protección contra sobreintensidades para prevenir calentamientos excesivos

Tabla 1.4/2

Cuadro general de los aparatos de protección contra sobreintensidades, tratados en la presente obra, para líneas y cables, y sus rangos de protección

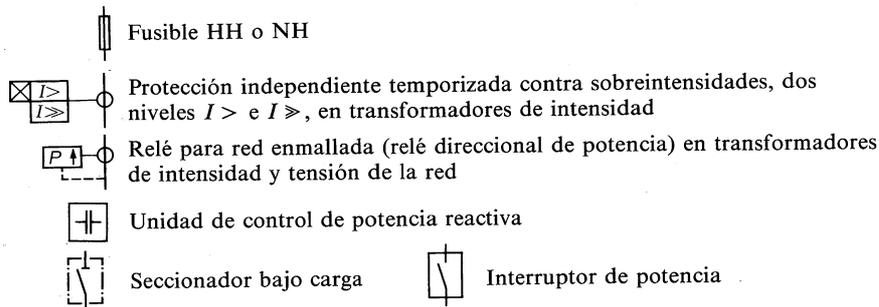
Aparatos de protección contra sobreintensidades	Norma	Protección contra sobrecargas	Protección contra cortocircuitos	Véase el capítulo o pág.
Fusibles de protección de líneas gL	VDE 0636	×	×	Cap. 3.1
Interruptores de protección de líneas (automáticos)	VDE 0641	×	×	Cap. 3.2
Interruptores de potencia con disparadores contra sobrecargas y cortocircuitos	VDE 0660 P. 101	×	×	195
Fusibles de protección aM de aparatos de maniobra	VDE 0636	—	×	211
Combinaciones de aparatos de maniobra a base de fusible preconectado de la clase gL o aM y contactor con relé de sobrecarga o interruptor de protección de arrancadores y contactor con relé de sobrecarga	VDE 0636	—	×	209
	VDE 0660 P. 102 y P. 104	×	—	
	VDE 0660 P. 101	—	×	215
	VDE 0660 P. 102 y P. 104	×	—	

1.4 Protección de redes

Tabla 1.4/3

Cuadro general de los escalonamientos de aparatos de protección, tratados en la presente obra, en derivaciones de transformadores y de baja tensión

Aparatos de protección utilizados	AT	Seccionadores bajo carga fusibles HH		Interruptores de potencia transformadores, protección de tiempo contra sobrecorrientes	Seccionadores bajo carga, fusibles HH
Coste	BT	Interruptores de potencia o fusibles NH	Interruptores de acoplamiento	Interruptores de potencia	Interruptores y relés para redes enmalladas
Lado de alta tensión					
Transformadores con sensores térmicos o protección total contra sobretemperaturas					
Lado de baja tensión con conexiones en serie de diferentes aparatos de protección en redes radiales, así como conexiones en paralelo de fusibles NH en redes interconectadas					
Acometidas	AT				
	BT	Véase pág. o cap.			
Derivaciones		224	153	225	Cap. 19.1
		208		226	
		209		227	
		Cap. 3.1 y 3.2		236	
		243			



1.4.2.1 Interruptores de potencia con funciones de protección

Tipos de interruptores

Los interruptores de potencia se utilizan sobre todo para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, pero también para la protección contra corrientes de defecto y mínima tensión

Aplicación

Según la función de protección se distingue entre (véase la tabla 1.4./4):

- ▷ Interruptores de potencia para la *protección de instalaciones* según VDE 0660 parte 101 e
- ▷ interruptores de potencia para la *protección de motores* como arrancamotors según VDE 0660 partes 101 y 104.

Normas y determinaciones

En instalaciones se utilizan dos tipos de interruptores de potencia:

Formas constructivas

Interruptor de potencia compacto, tipo Siemens 3V

Tensión de servicio nominal U_e	660 V, 50 Hz ¹⁾ ,
Intensidad nominal máxima permanente I_n , tripolar	20 a 1200 A.

Empleo preferente en subdistribuciones y en derivaciones de la red de distribución principal.

Interruptores de potencia abiertos, tipo Siemens 3WE, en tres tamaños I, II y III

Tensión de servicio nominal U_e	1000 V, 50 Hz,
Intensidad nominal máxima permanente I_n , tripolar	630 a 4000 A,
Intensidad nominal máxima permanente I_n , tetrapolar	630 a 1600 A.

Empleo preferente en los cuadros eléctricos 8PU (véase el capítulo 1.11) de la red de distribución principal y en distribuciones como MCC (Motor Control Center) (véase el capítulo 1.11).

Tipos según la forma de interrupción de la corriente

Según la forma de la *interrupción de la corriente* en el caso de cortocircuito se distinguen dos tipos de interruptores de potencia para corriente alterna:

Interrupción de la corriente en el caso de cortocircuito

- ▷ Interruptor de potencia con extinción al anularse la corriente,
- ▷ interruptor de potencia con limitación de intensidad.

¹⁾ Empleo también en redes de corriente continua, debiendo considerarse, para cada tipo de interruptor, la máxima tensión admisible en corriente continua por cada vía de corriente

1.4 Protección de redes

Tabla 1.4/4
Tipos de interruptores de potencia según funciones y cometidos de protección

Función de protección	Protección de la instalación	Protección de motores	Ejecuciones	Intensidades nominales máximas permanentes I_u A	Disparadores de sobreintensidad		
	Interruptor de potencia tipo				Símbolo	Símbolo de las características de disparo ¹⁾	
Cometido							
Guardamotores	—	3VE	Compacto, en carcasas de plástico (MCCB = Moulded Case Circuit Breaker)	16, 32, 63, 160, 250, 630	an		
Interruptor de protección de arrancadores	—	3VN		16, 32, 85, 160, 250, 800	n		
Interruptor de protección de distribuciones	3VT	—		63, 160, 250, 630, 1200	an		
Seccionador de potencia con protección contra cortocircuitos	3VP	—		160, 250, 800	n		
Interruptor de protección con gran capacidad de ruptura (limitación de corriente) ²⁾	3VS			100, 225, 400, 600, 800	an		
Interruptor de potencia de grandes intensidades nominales, para todos los cometidos de protección	3WE		Abierto, en tres tamaños para montaje fijo y extraíble	I	630, 800, 1000	 azn o an, az zn, z, n	
				II	1250, 1600		
				III ³⁾	2000, 2500 3150, 4000		

¹⁾ Otros detalles sobre la posibilidad de ajuste de los disparadores de sobreintensidad ↔ † véanse en la tabla 1.4/6

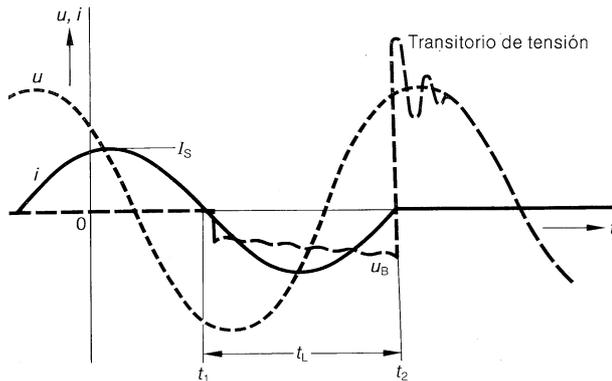
²⁾ Existen interruptores 3VS con altas (≤ 50 kA a 380 V) y muy altas (100 kA a 380 V) capacidades nominales de ruptura en cortocircuito I_{cn}

³⁾ Los interruptores de potencia extraíbles del tamaño III tienen, en algunos casos, una intensidad nominal permanente I_u reducida

Interruptores de potencia con extinción al paso por 0 de la corriente

Estos interruptores de potencia extinguen el arco eléctrico en corriente alterna al paso natural de la corriente por 0, en la segunda semionda (figura 1.4/5).

Extinción al paso por 0 de la corriente



- t_1 Apertura de los contactos
- t_2 Final del proceso de desconexión
- t_L Duración del arco
- u_B Tensión del arco
- I_s Pico de la intensidad de cortocircuito (impulso de la corriente de cortocircuito)
- u Valor instantáneo de la tensión
- i Valor instantáneo de la intensidad

Figura 1.4/5

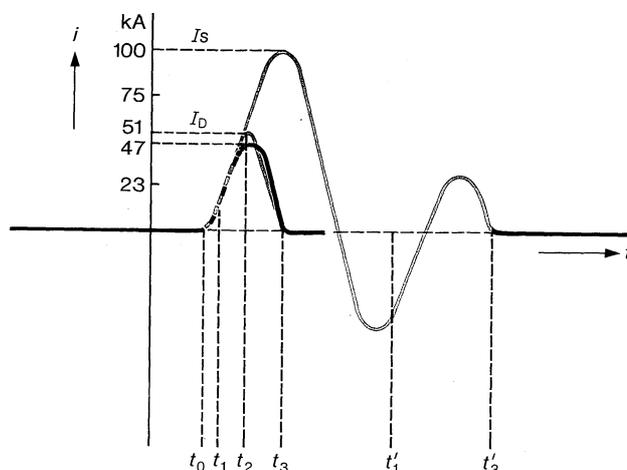
Evolución de la intensidad y tensión al desconectarse un interruptor de potencia con extinción al paso por 0 de la corriente en caso de cortocircuito

Interruptores de potencia con limitación de intensidad (limitadores de intensidad)

Como "limitación de intensidad" se entiende la desconexión de la corriente de cortocircuito en la zona ascendente de la primera semionda antes de alcanzar su valor de pico (impulso de la corriente de cortocircuito I_s) limitándose así a una menor corriente de paso I_D . La limitación de la intensidad puede conseguirse según diferentes métodos.

Limitación de intensidad

La figura 1.4/6 muestra una comparación de una desconexión unipolar de cortocircuito por cartuchos fusibles NH e interruptores de potencia con y sin limitación de intensidad.



- i Valores instantáneos de la intensidad de la corriente de cortocircuito
- I_s Impulso de la corriente de cortocircuito
- I_D Intensidad de paso
- t_0 Comienzo de la corriente de cortocircuito
- Interruptor de potencia con limitación de intensidad (limitador de intensidad)
- t_1 Apertura de los contactos del interruptor
- t_3 Final del proceso de desconexión
- Cartucho fusible NH
- t_2 Interrupción por conductor de fusión
- t_3 Final del proceso de desconexión
- Interruptor de potencia sin limitación de intensidad (extinción al paso por 0 de la corriente)
- t'_1 Apertura de los contactos del interruptor
- t'_3 Final del proceso de desconexión

Figura 1.4/6 Oscilograma de una desconexión unipolar de cortocircuito

Métodos de limitación de intensidad

Interruptores de potencia con disparadores de sobreintensidad de alta resistencia propia

Limitación de intensidad mediante disparadores de sobreintensidad de alta resistencia propia

En interruptores de potencia con disparadores de sobreintensidad retardados en función de la intensidad (térmicos) con pequeñas intensidades ajustables, la resistencia del devanado calefactor de la banda bimetálica, así como de la bobina del disparador electromagnético de sobreintensidad es muy alta. La resistencia del interruptor (R_s) puede ser de tal magnitud, que limite la intensidad de cortocircuito I_k a un valor soportable por el interruptor bajo los aspectos térmico y dinámico, pudiéndose también desconectar. Se dice entonces que el interruptor de potencia es "a prueba de cortocircuitos". Puede utilizarse en puntos de redes, en los que "también" sean de esperar intensidades de cortocircuitos de más de 50 kA. El margen de ajuste hasta el que el interruptor soporta los cortocircuitos, de-

pende de la capacidad de ruptura del interruptor de potencia. Debido a que ésta, a su vez, depende de la tensión nominal, la “resistencia contra cortocircuitos” será también diferente para cada tensión nominal.

La figura 1.4/7 muestra, tomando como ejemplo un guardamotors 3VE1, que la corriente de cortocircuito a través de la resistencia R_s del interruptor para las pequeñas intensidades nominales permanentes I_u de hasta 2,5 A, no sobrepasa un valor de 1,5 kA a 380 V (su capacidad de ruptura nominal en cortocircuito I_{cn}), ni en caso de cortocircuito pleno en los terminales de interruptor. Puede, por lo tanto, utilizarse en puntos de la red con corrientes de cortocircuito de intensidades, por ejemplo, ≥ 50 kA.

Interruptores de potencia con tiempos propios extremadamente cortos y elevadas tensiones de arco

Los interruptores de potencia limitadores de intensidad disponen de un mecanismo de disparo, apertura y extinción del arco que, como se muestra en la figura 1.4/8, produce los siguientes efectos:

- ▷ Apertura de los contactos antes de alcanzarse el pico del impulso de la corriente de cortocircuito I_s y, así,
- ▷ un establecimiento inmediato de una alta tensión de arco u_B , provocando la correspondiente alta resistencia en el circuito.

Limitación de intensidad mediante tiempos propios mínimos del interruptor y altas tensiones de arco

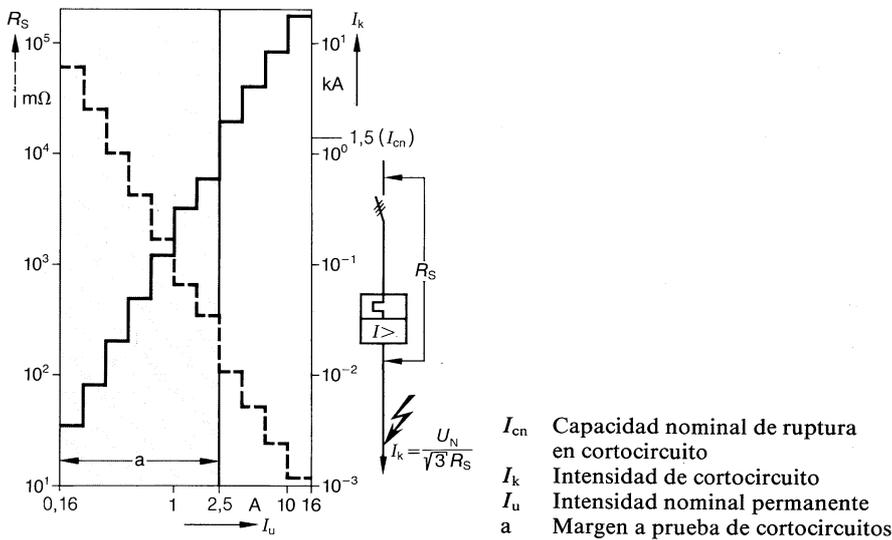
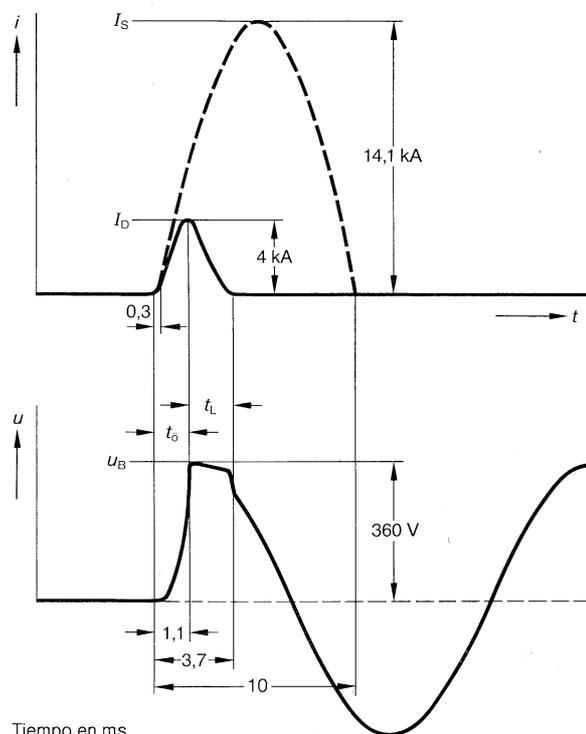


Figura 1.4/7
Resistencia a cortocircuitos mediante altas resistencias propias R_s de los interruptores a 380 V

Se toma como ejemplo un guardamotors 3VE1, intensidades nominales permanentes $I_u = 0,16$ a 2,5 A (margen a prueba de cortocircuitos)



Tiempo en ms

- i Valores instantáneos de la intensidad
- u Valores instantáneos de la tensión
- t_0 Tiempo de apertura
- t_L Duración del arco
- u_B Tensión del arco
- I_D Intensidad de paso
- I_s Impulso de la corriente de cortocircuito

Figura 1.4/8

Oscilograma representativo de la evolución de la intensidad y la tensión al desconectar un interruptor de potencia con limitación de intensidad

Disparadores de sobreintensidad

Para la protección contra sobreintensidad se dispone de los disparadores mecánicos y electrónicos (sólo para interruptores de potencia en ejecución abierta tipo 3WE), que se relacionan en las tablas 1.4/5 a 1.4/7.

Módulos de disparadores de sobreintensidad

Los disparadores de sobreintensidad pueden ir montados en los interruptores de potencia o suministrarse por separado en forma modular para su ulterior incorporación o recambio. Las posibles excepciones se extraerán de las indicaciones de los fabricantes.

Tabla 1.4/5 Símbolos de disparadores de sobreintensidad según funciones de protección

Función de protección	Símbolo de Siemens	Tipo de retardo del disparador de sobreintensidad	Designación según DIN 40 713		
			Símbolo para diagramas de circuitos o	Símbolo para diagramas de bloques	
Protección contra sobrecarga	a	Retardado en función de la intensidad			
Protección selectiva de tiempo contra cortocircuitos	z	Retardado independientemente de la intensidad mediante temporizador			
Protección contra cortocircuitos	n	No retardado			

En lo sucesivo se designarán las combinaciones de disparadores solamente en la forma abreviada, es decir, an, az, azn y zn

Símbolos de los disparadores de sobreintensidad según funciones de protección

Tabla 1.4/6

Disparadores mecánicos de sobreintensidad en interruptores de potencia compactos 3V

Tipo de interruptor según la función de protección	Tipo	Intensidad permanente nominal I_u A de a	Disparadores de sobreintensidad retardados en función de la intensidad (disparadores a)	
				no retardados (disparadores n)
Guardamotores	3VE1 a 3VE6	0,1 ... 250	Ajustable	De ajuste fijo
	3VE7	160 ... 630	Ajustable	Ajustable
Interruptor de protección de arrancadores	3VN1 a 3VN4	1 ... 85	—	De ajuste fijo
	3VN5 a 3VN7	100 ... 800	—	Ajustable
Interruptor de protección de distribuciones	3VT4 a 3VT8	63 ... 1200	De ajuste fijo	De ajuste fijo o (parcialmente) ajustable
Seccionador de potencia	3VP5 a 3VP7	100 ... 800	—	De ajuste fijo
Interruptor de protección con alta capacidad de ruptura nominal en cortocircuito I_{cn} a 380 V ≤ 50 kA	3VS5 a 3VS7	40 ... 800	De ajuste fijo o (parcialmente) ajustable	Ajustable
	100 kA	3VS8	60 ... 800	De ajuste fijo

Disparadores de sobreintensidad para interruptores de potencia compactos 3V

1.4 Protección de redes

Tabla 1.4/7
Disparadores mecánicos y electrónicos de sobreintensidad para interruptores de potencia en ejecución abierta 3WE1 a 8

Función de protección	Símbolo	Disparadores mecánicos	Tamaños disponibles	Disparadores electrónicos	Tamaños disponibles
Protección contra sobrecarga	a	Disparadores de sobreintensidad retardados en función de la intensidad (térmicos)	I, II, III	Función de disparo con retardo (largo) en función de la intensidad	I, II, III
Protección selectiva contra cortocircuitos mediante escalonamiento de tiempo	z	Disparador de sobreintensidad de retardo (breve) independiente de la intensidad – con mecanismo de retardo – con relé de tiempo ¹⁾	I, II I, II, III	Función de disparo con retardo (breve) independiente de la intensidad	I, II, III
Protección contra cortocircuitos	n	Disparador de sobreintensidad no retardado	I, II, III	Función de disparo no retardada	I, II, III

¹⁾ Deben disponerse por separado en la sección del cuadro eléctrico

Disparadores “a” mecánicos (térmicos) en redes con gran contenido de armónicos

En redes con gran contenido de armónicos no es procedente la incorporación de disparadores de sobreintensidad retardados en función de la intensidad (térmicamente) (disparadores “a”). En este caso pueden emplearse los siguientes disparadores:

- ▷ Disparadores electrónicos de sobreintensidad en lugar de los mecánicos o
- ▷ *protección contra cortocircuitos* mediante disparadores mecánicos “z” o/y “n”, incorporados en el interruptor de potencia y *protección contra sobrecargas* mediante 3 relés de sobreintensidad, dependientes de la intensidad, dispuestos por separado de interruptor de potencia o conectados eventualmente a través de transformadores de intensidad.

Protección contra cortocircuitos de interruptores de potencia en ejecución abierta 3WE con disparadores “z”

Tratándose de disparadores de sobreintensidad (z), con retardo (breve) independiente de la intensidad, utilizados para la protección selectiva temporal contra cortocircuitos, debe considerarse que los interruptores de potencia están diseñados para una determinada carga térmica y dinámica máxima admisible. Si en uno de estos interruptores de potencia con retardo breve se sobrepasa en caso de cortocircuito este límite de carga, debe utilizarse, adicionalmente al disparador “z”, un disparador “n”, para desconectar sin retardo el interruptor de potencia cuando se establezcan corrientes de cortocircuito de intensidad muy alta. Al efectuar la elección deberán considerarse las indicaciones de los fabricantes.

Bloqueo de reenganche después de un disparo por cortocircuito

Los interruptores de potencia en ejecución abierta 3WE pueden dotarse de un bloqueo de reenganche mecánico y/o eléctrico, que impide la conexión en cortocircuito después del disparo.

Sólo después de subsanado el defecto y liberado el bloqueo manualmente puede volverse a conectar el interruptor de potencia.

El ajuste de los disparadores de sobreintensidad puede efectuarse, por lo general, según los valores que aparecen en la tabla 1.4/8.

Tabla 1.4/8 Ajuste de los disparadores de sobreintensidad según el tipo de equipo a proteger

Equipo a proteger	Tipo	Disparador de sobreintensidad		Ajuste de los disparadores de sobreintensidad contra sobrecarga	cortocircuito como múltiplo de I_{ra} del disparador a			$I_{u \max}$ del interruptor		
		mecánico	electrónico		a	n	z	z/n	n	z
Consumidores, por ejemplo, motores	3VE	●	—	I_N	8 a 14	—	—	—	—	—
	3WE ¹⁾	●	●		3 a 14 ¹⁾	2 a 8 ¹⁾	—			
Líneas y cables	3VT	●	—	$I_N \leq I_Z$	6 a 12	—	—	—	—	—
	3WE	●	●		3 a 6	2 a 6	2 a 4/14			
Acoplamientos	3WE	●	●					12 a 14	~8	~8/14
Transformadores: En servicio individual	3WE	●	●	I_N	—	4 a 8	A partir de $I_k \geq 24 \text{ kA}$ 4 a 8/ ≥ 14	—	—	—
		●	●		—	—	4 a 8/ ≥ 14			
Generadores $S < 300 \text{ kVA}$	3WE	—	●	I_N	—	2 a 3	—	—	—	—
		2) $S > 300 \text{ kVA}$	—		●	—	2 a 3			
Condensadores $I_N \leq 200 \text{ A}$ $\leq 450 \text{ A}$	3VT	●	—	Normal sin disparador a, caso de disponer de él, entonces $1,43 \cdot I_N$	$> 9 \cdot I_N$	—	—	—	—	—
	3VS	●	—		$> 6 \cdot I_N$	—	—			
	$> 450 \text{ A}$	3WE ³⁾	●		●	$> 4 \cdot I_N$	—			

I_N Intensidad nominal del equipo a proteger; ● disponible, — no disponible o no usual

I_Z Capacidad de las líneas y cables según VDE 0100, parte 430

I_{ra} Intensidad de ajuste del disparador a

I_u Intensidad permanente nominal del interruptor de potencia

¹⁾ Para la operación de conjuntos de accionamientos significativos, tales como, instalaciones climatizadoras, se prefieren interruptores de potencia 3WE con disparadores electrónicos de sobreintensidad por dos motivos:

- Adaptación sencilla de la característica del disparador "a" a la capacidad de sobrecarga del motor (para las diferentes posibilidades de ajuste véanse las indicaciones del fabricante)
- Eligiendo disparadores z en vez de disparadores n pueden evitarse disparos erróneos para picos muy altos de intensidad de la corriente de cierre (corrientes rush). Como tiempo de retardo t_r , bastan 50 ms.

²⁾ Para grandes potencias se prefiere, casi siempre, una protección contra sobreintensidades con retardo independiente, estática (electrónica), de dos niveles, disparándose ambos niveles ($I >$ y $I \gg$) de forma retardada. La conexión se realiza a tres transformadores de intensidad, dispuestos en el punto estrella del generador. Así pueden detectarse simultáneamente corrientes de defecto en el generador.

³⁾ La intensidad permanente nominal I_u se fija de acuerdo con las indicaciones de los fabricantes.

Criterios de selección de interruptores de potencia

Al seleccionar interruptores de potencia deben tenerse en cuenta, en lo que respecta a la protección de la red, las siguientes cuestiones características:

- ▷ Tipo de interruptor de potencia y de sus disparadores de sobreintensidad según funciones y cometidos de protección (véase la tabla 1.4/4),
- ▷ tensiones nominales,
- ▷ resistencia a los cortocircuitos, así como capacidad nominal de cierre y ruptura en cortocircuito,
- ▷ intensidades nominales.

La tensión de la red es determinante para la elección del interruptor según la

- ▷ tensión nominal de aislamiento U_i y la
- ▷ tensión nominal U_e .

Tensión nominal de aislamiento U_i

El valor U_i es el valor normalizado de la tensión, para el que están dimensionados el aislamiento del interruptor de potencia y sus partes integrantes según VDE 0110, grupo de aislamiento C.

Tensión nominal U_e

La tensión nominal U_e de un interruptor de potencia es el valor al que se refieren la capacidad nominal de cierre y ruptura en cortocircuito y la categoría de potencia en cortocircuito.

La intensidad de cortocircuito en el punto de montaje es determinante para la elección del interruptor de potencia según

- ▷ la resistencia contra cortocircuitos y
- ▷ la capacidad nominal de cierre y ruptura en cortocircuito.

Resistencia dinámica contra cortocircuitos

La resistencia dinámica admisible contra cortocircuitos se indica como impulso de la corriente de cortocircuito I_s . Es el máximo valor instantáneo admisible de la corriente de cortocircuito esperada en la vía de corriente sometida a la más alta sollicitación.

Resistencia térmica contra cortocircuitos (corriente-1-s)

La resistencia térmica admisible contra cortocircuitos se designa como intensidad nominal de corta duración (corriente-1-s). Es la corriente admisible que puede soportar el interruptor durante 1 s sin sufrir daños.

Capacidad nominal de maniobra en cortocircuito

La capacidad nominal de maniobra en cortocircuito de un interruptor de potencia se indica como capacidad nominal de cierre y ruptura en cortocircuito, unido a la categoría de cortocircuito P-1 ó P-2 (tabla 1.4/10).

La capacidad nominal de cierre en cortocircuito es la corriente de cortocircuito que puede conectar el interruptor de potencia a la tensión nominal de servicio + 10%, frecuencia nominal y factor de potencia establecido. Se expresa a través del pico máximo de la corriente de cortocircuito esperada y es, como mínimo, igual a la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito multiplicada por el factor n según la tabla 1.4/9.

Capacidad nominal de cierre en cortocircuito
Factor $n \cdot I_{cn}$

La capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} es la corriente de cortocircuito que puede desconectar el interruptor de potencia a la tensión nominal de servicio + 10%, frecuencia nominal y factor de potencia establecido. Se expresa a través del valor eficaz de la componente alterna de la corriente.

Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn}

En VDE 0660, parte 101 se indican los valores mínimos en función de la intensidad nominal del interruptor.

La tabla 1.4/9 muestra la relación entre la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito, el factor de potencia y la capacidad nominal de cierre en cortocircuito.

Las categorías caracterizan el comportamiento del interruptor de potencia bajo condiciones de cortocircuito y el estado admisible del interruptor de potencia después de la prueba de la capacidad nominal de cierre y ruptura en cortocircuito según una secuencia dada (tabla 1.4/10).

Categoría de cortocircuito

Tabla 1.4/9
Interdependencia entre la capacidad nominal de cierre y la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} (según VDE 0660)

Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} A	Factor de potencia $\cos \varphi$	Capacidad nominal de cierre en cortocircuito (Valor mínimo) $n \cdot I_{cn}$
$I_{cn} \leq 1500$	0,95	$1,41 \cdot I_{cn}$
$1500 < I_{cn} \leq 3000$	0,9	$1,42 \cdot I_{cn}$
$3000 < I_{cn} \leq 4500$	0,8	$1,47 \cdot I_{cn}$
$4500 < I_{cn} \leq 6000$	0,7	$1,53 \cdot I_{cn}$
$6000 < I_{cn} \leq 10000$	0,5	$1,7 \cdot I_{cn}$
$10000 < I_{cn} \leq 20000$	0,3	$2,0 \cdot I_{cn}$
$20000 < I_{cn} \leq 50000$	0,25	$2,1 \cdot I_{cn}$
$50000 < I_{cn}$	0,2	$2,2 \cdot I_{cn}$

1.4 Protección de redes

Tabla 1.4/10
Categorías de cortocircuito según VDE 0660, parte 101, apartado 4.3.6

Categoría de cortocircuito	Secuencia para la prueba de la capacidad nominal de maniobra en cortocircuito	Estado del interruptor de potencia después de la prueba en cortocircuito
P-1	O-t-CO	Sólo apropiado para servicio reducido (véase VDE 0660, parte 101, apartados 8.2.4.10 y 8.2.4.10.1)
P-2	O-t-CO-t-CO	Apropiado para servicio normal (véase VDE 0660, parte 101, apartados 8.2.4.10 y 8.2.4.10.2)

O Desconexión

CO Conexión a la que sigue inmediatamente una desconexión con un disparo retardado o sin retardo

t Pausa establecida (véase VDE 0660, parte 101, apartado 8.2.4.3)

Según el comportamiento térmico se distinguen las siguientes intensidades nominales:

- ▷ Intensidad permanente nominal I_u
- ▷ intensidad de servicio nominal I_e .

Intensidad permanente nominal I_u

Es la intensidad de la corriente que puede conducir por tiempo ilimitado el interruptor de potencia en condiciones normales de servicio y ambientales, sin realizar maniobras intercaladas, sin ningún tipo de intervenciones y sin que se sobrepasen las temperaturas límite correspondientes.

Tratándose de disparadores y relés térmicos ajustables, la intensidad permanente nominal es la máxima intensidad ajustable I_r .

Intensidad de servicio nominal I_e

Es la intensidad fijada por las condiciones de utilización del interruptor.

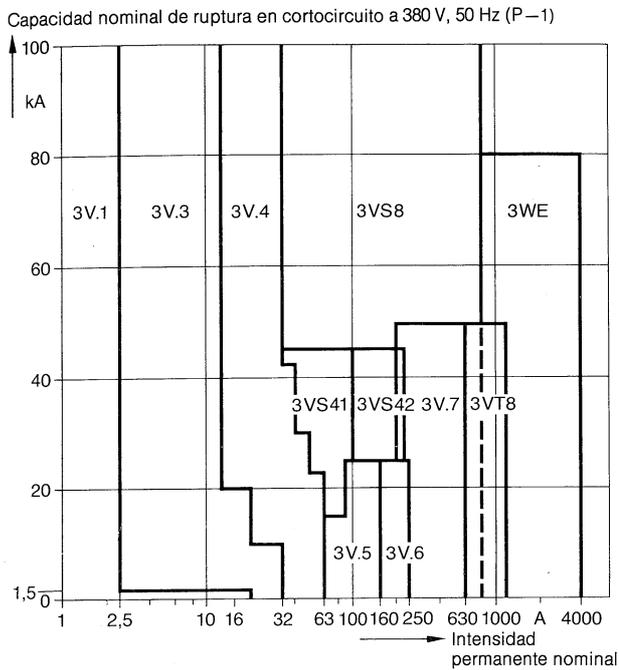
En caso de mayores temperaturas ambientales pueden reducirse las intensidades de servicio nominales de los interruptores de potencia. También pueden ser diferentes las intensidades de servicio nominales de los interruptores de potencia en ejecución extraíble de las intensidades de los previstos para montaje fijo.

Elección de los tipos básicos de interruptores según diagramas de selección

Selección de los interruptores de potencia según aspectos económicos

Una vez realizado el esquema general de circuitos hasta los consumidores y el cálculo correspondiente de los cortocircuitos pueden fijarse los tipos básicos de los interruptores de potencia según el diagrama de la figura 1.4/9. Este diagrama permite una selección rápida entre los numerosos interruptores de potencia, en función de la intensidad permanente nominal I_u y de la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} para la tensión de servicio nominal U_e de 380 V, 50 Hz según aspectos económicos.

Para tensiones de servicio nominales distintas de 380 V varía en muchos casos la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} . Por ello, al seleccionar interruptores de potencia deben solicitarse siempre datos válidos de los fabricantes.



Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito para la tensión de servicio nominal U_e de 380 V, a 50 Hz

Figura 1.4/9

Diagrama para la selección de interruptores de potencia según aspectos económicos, en función de la intensidad permanente nominal I_n y de la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} a 380 V, 50 Hz, categoría de cortocircuito P-1

1.4.2.2 Combinaciones de aparatos

Son conexiones en serie de diferentes aparatos de maniobra y protección con una división de cometidos, siendo el primer aparato, visto en el sentido de flujo de la energía, el que asume la función de protección contra cortocircuitos.

Combinaciones de aparatos

Las combinaciones de aparatos se presentan, casi siempre, modularmente (véase el capítulo 1.11), por ejemplo, en forma de

- ▷ Módulos para montaje fijo, o
- ▷ unidades extraíbles para MCC.

En la página 216 y siguientes se comparan las características y formas de protección de fusibles e interruptores de potencia.

Combinaciones de aparatos con fusibles

Fusible e interruptor de potencia compacto 3VT ó 3VE

Area de protección y de actuación

Fusibles e interruptores de potencia

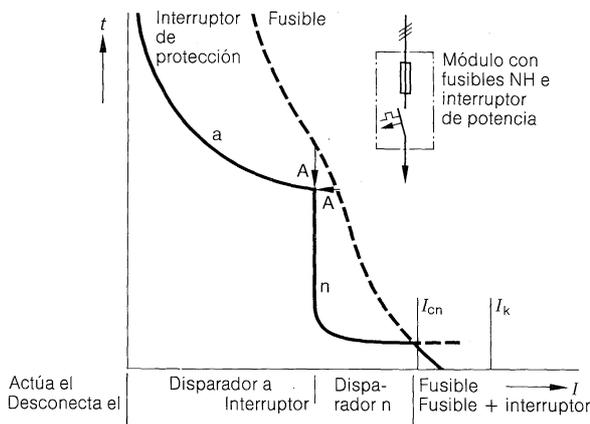
Si en el punto de montaje del interruptor de potencia se esperan intensidades I_k de la corriente de cortocircuito mayores que la capacidad de ruptura nominal en cortocircuito I_{cn} del interruptor, deben preverse fusibles antepuestos al interruptor.

Estos fusibles deben seleccionarse de tal forma que asuman la desconexión de una corriente de cortocircuito I_k , antes de que se sobrepase la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} (figura 1.4/10).

A cada aparato de la combinación se le asigna un determinado área de protección y actuación. Los disparadores "a" controlan las intensidades de sobrecarga, los disparadores "n" se encargan de las corrientes de cortocircuito hasta aproximadamente la capacidad nominal de ruptura I_{cn} del interruptor.

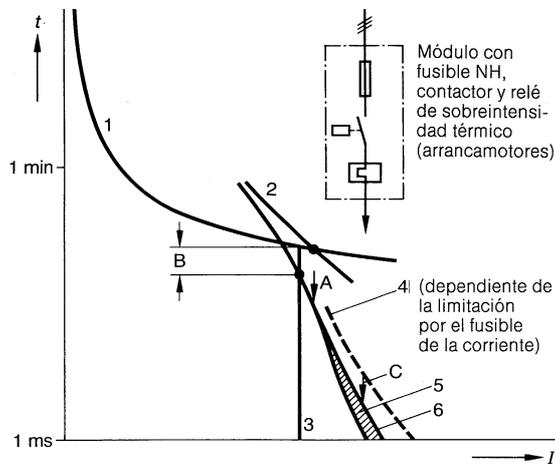
Así, el interruptor de potencia asume la protección contra todas las sobrecargas que llegan hasta aproximadamente su capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} y garantiza una desconexión en todos los polos y la disponibilidad para la nueva conexión.

Sólo en caso de mayores intensidades de cortocircuito I_k son los fusibles los que se encargan de la desconexión. Prácticamente al mismo tiempo se desconectan también todos los polos del interruptor de potencia a través de su disparador n, excitado por la intensidad de paso I_D del fusible. El fusible debe por ello elegirse de tal forma, que su intensidad de paso I_D sea \leq que la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} del interruptor de potencia.



- a Disparador a
- n Disparador n
- I_{cn} Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito del interruptor
- I_k Intensidad de cortocircuito en el punto de instalación
- A Distancia de seguridad

Figura 1.4/10 Combinación de fusible e interruptor de potencia



- 1 Característica de disparo del relé de sobrecarga térmico
- 2 Característica de destrucción del relé de sobrecarga térmico
- 3 Capacidad de ruptura del contactor
- 4 Característica del contactor para una unión por soldadura de los contactos de fácil rotura
- 5 Característica tiempo de fusión-intensidad del fusible, clase aM
- 6 Característica de tiempo de desconexión del fusible aM

A, B, C Distancias de seguridad para una perfecta protección contra cortocircuitos

Figura 1.4/11

Combinación de fusibles, contactor y relé de sobrecarga retardado térmicamente

Fusibles, contactor y relé de sobrecarga térmico retardado

El contactor se utiliza para la conexión y desconexión del motor. La protección contra sobrecargas del motor, de la acometida del motor y del contactor es asumida por el relé de sobrecarga; los fusibles preconnectados al contactor y al relé de sobrecarga, por el contrario, asumen la protección contra cortocircuitos de los aparatos, incluyendo el motor y la acometida del motor. Para ello deben estar perfectamente planificadas las áreas de protección y características de todos los componentes entre sí (figura 1.4/11).

La combinación de un contactor y un relé de sobrecarga se denomina arrancamotors, en caso de arranque directo de un motor de corriente trifásica se denomina también starter directo.

Para *contactores* se aplica la norma VDE 0660 parte 102 y para *arrancamotors* de hasta 1000 V para conexión directa (a plena tensión) la norma VDE 0660 parte 104.

**Normas para
contactores y
arrancamotors**

En ambas partes de esta norma aparecen:

- ▷ En la Tabla I, las categorías de utilización en casos típicos;
- ▷ en la Tabla II, las condiciones de conexión y desconexión en concordancia con las distintas categorías de utilización;

Daños producidos en contactores y arrancamotors según VDE 0660

- ▷ en el anexo C “Coordinación de órganos de protección contra cortocircuitos”, apartado C4 “Tipo de protección y condiciones adicionales” se admiten, para corrientes por encima de las capacidades de ruptura indicadas en las Tablas II,

- para contactores, los daños de grado “a” y “c” y,
- para arrancamotors, los daños de grado “a” a “c”,

según la siguiente definición:

- “a” Destrucción y sustitución del contactor completo o de partes del mismo,
- “b” soldadura de contactos y modificación permanente de la característica de disparo del relé de intensidad,
- “c” soldadura de contactos.

Diagrama de escalonamiento para un arrancamotors

Regiones de protección y actuación de los aparatos

En el diagrama de la figura 1.4/11 se han representado las áreas de protección y las correspondientes características importantes de los aparatos integrantes de un arrancamotors.

En esta combinación, los fusibles deben satisfacer varias condiciones:

- ▷ Las características tiempo-intensidad de los fusibles y relés de sobreintensidad deben permitir la aceleración del motor.
- ▷ Los fusibles deben proteger los relés de sobreintensidad contra corrientes de intensidades que sobrepasen aproximadamente en un factor 10 la intensidad nominal del relé.
- ▷ Los fusibles deben asumir la desconexión de sobreintensidades no dominables por el contactor (intensidades superiores a 8 veces la intensidad de servicio nominal I_e , en la categoría de utilización AC-3, y 10 veces, en el caso de AC-4).
- ▷ Los fusibles deben proteger el contactor en caso de cortocircuito, debiéndose diseñar según dos puntos de vista diferentes:
 - No debe producirse la soldadura de los contactos, o
 - se aceptan soldaduras *ligeras* de los contactos, *de fácil rotura*.

(Los contactores deben soportar, según la intensidad de servicio nominal I_e , intensidades de conexión de los motores de $8 I_e$ a $12 I_e$ sin que lleguen a soldarse los contactos).

Para satisfacer estas condiciones deben mantenerse en el diagrama de escalonamiento las siguientes distancias de seguridad A a C entre determinadas características de los aparatos (véase la figura 1.4/11):

Protección del relé de sobreintensidad

Para la *protección del relé de sobreintensidad*, la característica tiempo de fusión-intensidad del fusible (en este ejemplo se consideró un fusible NH para protección de aparatos, de la clase aM; véanse las páginas 211 y 212) tiene que transcurrir por debajo del punto de intersección de la característica de disparo del relé de sobreintensidad (1) con su característica de destrucción (2), guardando una *distancia A* a dicho punto.

Para *proteger el contactor contra intensidades de ruptura demasiado altas* debe transcurrir la característica tiempo de fusión-intensidad del fusible a una *distancia B* por debajo de la característica de disparo del relé de sobreintensidad (1), a partir de aquel valor de la intensidad, que corresponda a la capacidad de ruptura del contactor (3).

Protección del contactor

Para *proteger el contactor contra la soldadura de sus contactos* se indican sus características tiempo-intensidad, hasta las que pueden establecerse intensidades de carga, con las que bien

- ▷ no se produce la soldadura o
- ▷ se produce una soldadura de fácil rotura (característica 4 de la figura 1.4/11).

El fusible debe desconectar por ello, en ambos casos, a su debido tiempo. La característica de tiempo de desconexión del fusible (6) debe transcurrir a una *distancia C*, por debajo de la característica tiempo-intensidad del contactor (4) (tiempo de desconexión = suma de los tiempos de fusión y extinción).

Selección de fusibles

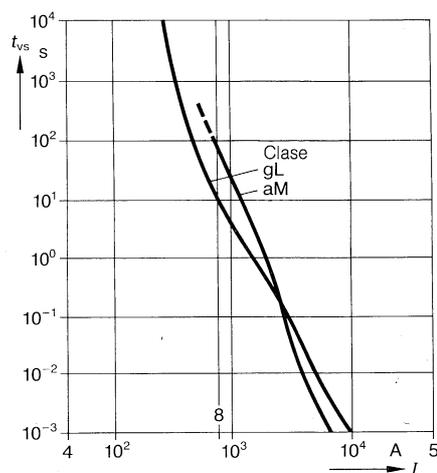
Los *fusibles* para los arrancamotores deben por ello seleccionarse de forma que

- ▷ en caso de cortocircuito se produzcan daños en el contactor y en el relé de sobreintensidad que hagan necesario la sustitución de los aparatos o
- ▷ en caso de cortocircuito no se produzcan daños en el contactor, ni daños o alteraciones de los valores de respuesta del relé de sobreintensidad.

Los *fusibles de protección NH de la clase aM*, para aparatos de maniobra, brindan, frente a los fusibles NH de la clase gL para la protección de cables y líneas, la ventaja de una protección contra cortocircuitos sin que se produzca soldadura, a la plena potencia del motor operable por los contactores.

Fusibles de protección NH para aparatos de maniobra

Debido a su más eficaz limitación de intensidad, comparados con los fusibles de protección de líneas, alivian en muy alto grado contactores frente a elevados impulsos de intensidad I_s , ya que actúan más rápidamente en el rango superior de cortocircuitos, como muestra la figura 1.4/12.



t_{vs} tiempo virtual de fusión

Figura 1.4/12
Comparación de las características tiempo de fusión-intensidad de fusibles NH, de las clases gL y aM, intensidad nominal 200 A

1.4 Protección de redes

Para mayores intensidades de servicio con menor amortiguación de las corrientes de cortocircuito se utilizan por ello preferentemente, para valores de ajuste de los relés > 80 A, fusibles de protección de aparatos de maniobra en vez de fusibles de protección de líneas.

La tabla 1.4/11 presenta una clasificación de los fusibles según características funcionales.

Clasificación de los fusibles NH y comparación de las características de las clases gL y aM

Los fusibles NH se diferencian, de acuerdo con su tipo constructivo, según clases funcionales y de operación.

Clase funcional g (fusible de rango completo)

La *clase g* identifica los fusibles de rango completo, que pueden conducir permanentemente corrientes de intensidad, por lo menos, igual a su intensidad nominal, y que pueden desconectar corrientes desde la mínima intensidad de fusión hasta la intensidad nominal de ruptura en cortocircuito.

Clase de servicio gL

Son los fusibles para la protección de cables y líneas.

Clase funcional a (fusibles de rango parcial)

La *clase a* identifica fusibles de rango parcial, que pueden conducir permanentemente corrientes de intensidad, por lo menos, igual a su intensidad nominal y que pueden desconectar corrientes superiores a un múltiplo determinado de su intensidad nominal hasta la intensidad nominal de ruptura en cortocircuito.

Clase de servicio aM

En la *clase aM* se incluyen los fusibles de protección de aparatos de maniobra, cuya menor intensidad de ruptura es, aproximadamente, el cuádruple de la intensidad nominal y que, por lo tanto, sirven sólo como protección contra cortocircuitos. Los fusibles de la clase a no pueden, por ello, operarse durante largos períodos de tiempo en la región entre su intensidad nominal y su mínima intensidad de ruptura. Siempre será por ello necesario una protección contra sobrecargas, por ejemplo, un relé de sobreintensidad retardado térmicamente.

Comparación de características de las clases gL y aM

Las características tiempo de fusión-intensidad de los fusibles NH de la clase gL y aM para 200 A se han representado, para su comparación, en la figura 1.4/12.

Tabla 1.4/11

Clasificación de los fusibles NH según características funcionales, de acuerdo con VDE 0636, parte 1

Clase funcional			Clase de servicio	
Designación	Intensidad permanente hasta	Intensidad de ruptura	Designación	Protección de
Fusibles de rango completo				
g	I_N	$\geq I_{\min}$	gL gR gB	Cables y líneas Semiconductores Instalaciones mineras
Fusibles de rango parcial				
a	I_N	$\geq 4 I_N$ $\geq 2,7 I_N$	aM aR	Aparatos de maniobra Semiconductores

I_{\min} mínima intensidad de ruptura

Combinaciones de aparatos de maniobra sin fusibles

Conexión en cascada (conexión tandem) de interruptores de potencia compactos 3V

Si en un circuito se encuentran en serie dos interruptores de potencia con disparadores n del mismo tipo, entonces se desconectan simultáneamente en caso de un defecto K en las proximidades de la distribución (figura 1.4/13).

Conexión en cascada

La corriente de cortocircuito es así detectada y extinguida eficazmente por dos dispositivos de extinción dispuestos uno detrás de otro. Consecuencia de ello es que el interruptor de potencia posterior con una menor capacidad de ruptura puede ser dispuesto en un lugar, en el que se esperen corrientes de cortocircuito que superen su capacidad de ruptura.

La figura 1.4/13a muestra un esquema general y la figura 1.4/13b el principio de una conexión en cascada. La intensidad nominal del interruptor de potencia \square preconectado se elige de acuerdo con su intensidad de servicio.

Rango de protección y actuación de los interruptores

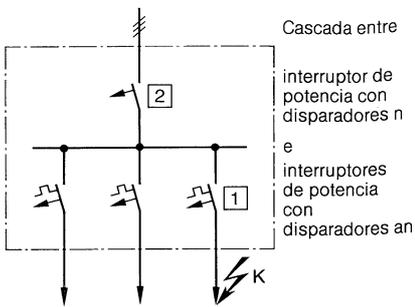
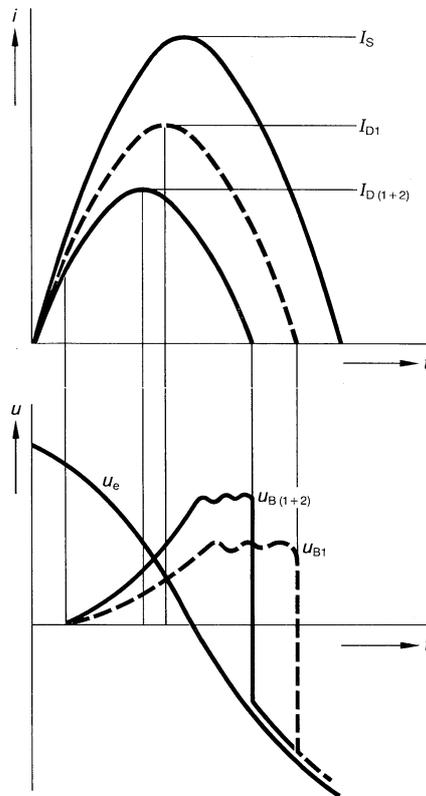


Figura 1.4/13a
Esquema general de una conexión en cascada en una subdistribución

- I_s Impulso de la corriente de cortocircuito (valor pico)
- u_e Tensión de servicio
- u_{B1} Tensión del arco del interruptor de la derivación \square
- I_{D1} Intensidad de paso del interruptor de la derivación \square
- $u_{B(1+2)}$ Suma de las tensiones de arco del interruptor \square preconectado y del interruptor de la derivación \square
- $I_{D(1+2)}$ Intensidad de paso que se establece realmente ($< I_{D1}$)

Figura 1.4/13b
Principio de una conexión en cascada



El interruptor de potencia \square se utiliza, por ejemplo, como interruptor principal o como interruptor común para varias derivaciones en subdistribuciones. La intensidad de respuesta de su disparador n se ajusta a un valor muy alto, caso de ser posible, hasta la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito del interruptor postconectado. El interruptor de la derivación \square asume la protección contra sobrecargas y desconecta en solitario también menores intensidades de cortocircuito, que se establecen en caso de contactos a masa, defectos de aislamiento o cortocircuitos en los extremos de líneas y cables de gran longitud. Sólo en caso de altas intensidades de cortocircuito, que se esperan cuando se producen cortocircuitos plenos en las proximidades del interruptor de la derivación \square , desconectará también el interruptor \square preconectado.

Configuración económica de subdistribuciones con ejemplos de conexión y disposición

La conexión en cascada permite así una configuración económica de subdistribuciones, debido a que los interruptores de las derivaciones no deben estar diseñados, en muchos casos, para la plena corriente de cortocircuito.

Sin embargo, frente a las ventajas de una configuración económica de la distribución, hay que contar con el inconveniente de una falta de selectividad en el rango superior de cortocircuito, aspecto este que debe ser tenido en cuenta con frecuencia.

La figura 1.4/14 muestra ejemplos de conexión y disposición de cascadas de interruptores de potencia, como las que se utilizan, por ejemplo, en las distribuciones compactas 8HL (véase el capítulo 1.11).

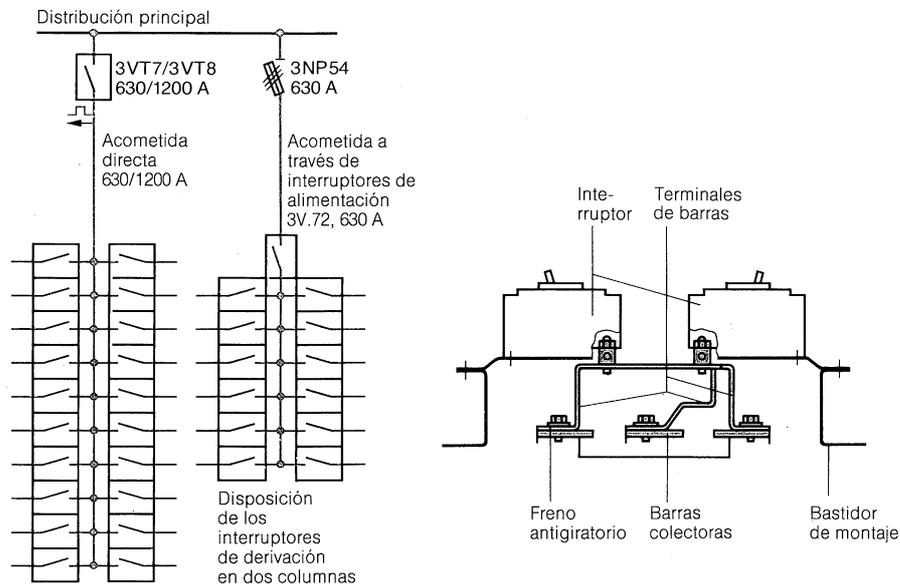


Figura 1.4/14 Ejemplos de conexión y disposición de cascadas de interruptores de potencia, por ejemplo, en distribuciones compactas 8HL

Interruptores de potencia con disparadores an y contactor

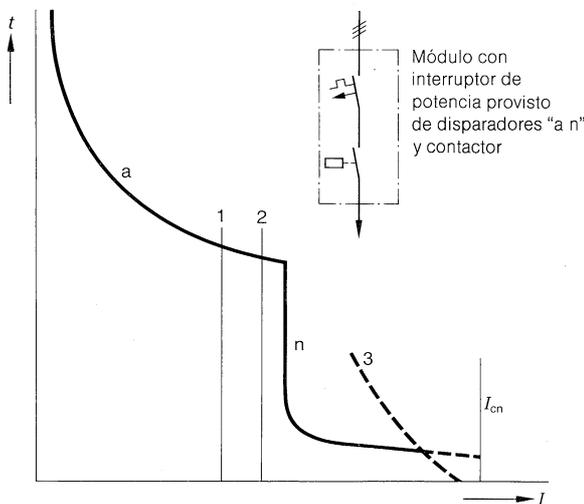
El interruptor de potencia asume también la protección contra sobrecargas y cortocircuitos del contactor, y el contactor los cometidos de operación (figura 1.4/15). También son válidas en este caso las condiciones para el interruptor de potencia, que deben aplicarse al fusible en la combinación “fusible, contactor y disparador de sobreintensidad” (figura 1.4/11).

Protección y rango de actuación de los aparatos

Interruptor de protección de arrancadores con disparadores “n”, contactor y relé de sobreintensidad “(a)”

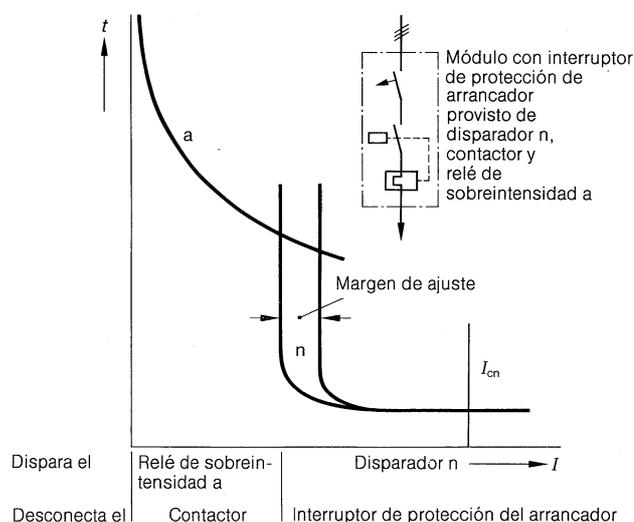
El relé de sobreintensidad, junto con el contactor, asume la protección contra sobrecargas; la protección contra cortocircuitos la realiza el interruptor de protección del arrancador. La intensidad de respuesta de su disparador n se ajusta a un valor tan bajo como lo permita el proceso de conexión, para incluir también las pequeñas corrientes de cortocircuito en la desconexión rápida (figura 1.4/16). Esta combinación ofrece la ventaja de que según haya desconectado el contactor, a través del relé de sobreintensidad, o el interruptor de protección del arrancador, puede establecerse si se produjo una sobrecarga o un cortocircuito. Además, el interruptor de protección del arrancador tiene la ventaja adicional del aislamiento tripolar y de la disposición para el reenganche después de un disparo por cortocircuito.

La combinación con el interruptor de protección de arrancadores gana en importancia cuando se trata de sistemas de control exentos de fusibles.



- 1 Capacidad de ruptura del contactor
- 2 Capacidad de cierre del contactor
- 3 Característica del contactor en caso de soldadura de fácil rotura de los contactos
- a Disparador de sobreintensidad
- n Disparador de sobreintensidad no retardado
- I_{cn} Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito del interruptor

Figura 1.4/15 Combinación de interruptor de potencia y contactor



a Relé de sobreintensidad retardado térmicamente

Figura 1.4/16
Combinación de interruptor de protección de arranadores con disparador n ajustable, así como con contactor y relé de sobreintensidad a retardado térmicamente

1.4.2.3 Selección de aparatos de protección

Las distribuciones y los sistemas de control pueden equiparse, para la protección de las derivaciones contra cortocircuitos, con fusibles o con interruptores de potencia sin fusibles. En la elección de los aparatos de protección puede ser el nivel de la limitación de corriente que se espera, mayor en fusibles de menores intensidades nominales que en interruptores de potencia limitadores de la intensidad, de la misma intensidad nominal, determinante para adoptar una de ambas soluciones.

Comparación de las características de protección de fusibles e interruptores de potencia limitadores de la intensidad

Cuando se comparen las características de los fusibles e interruptores de potencia debe considerarse lo siguiente:

- ▷ La capacidad nominal de ruptura en cortocircuito, que puede ser muy variable,
- ▷ el nivel de la limitación de corriente, que en fusibles de hasta 400 A es siempre mayor que en interruptores de potencia limitadores de la intensidad, de la misma intensidad nominal,
- ▷ el transcurso de las características tiempo de fusión-intensidad en fusibles y de las características de disparo en interruptores.

Comparación de la limitación de corriente

En el ejemplo de la figura 1.4/17 se comparan las limitaciones de intensidad de fusibles NH 3NA4, 63 A ó 100 A, clase gL, y de un guardamotore 3VE4, 63 A, capacidad nominal de ruptura en cortocircuito $I_{cn} = 15 \text{ kA}$ (P-1).

Limitación de corriente en fusibles NH y en interruptores de potencia

De la figura se deduce que incluso para el fusible con la mayor intensidad nominal la limitación de intensidad es mayor que en los interruptores de potencia limitadores.

Al ir aumentando las intensidades nominales de los fusibles (aproximadamente a partir de 630 A) se reducen, sin embargo, las diferencias, o incluso se invierte el comportamiento, es decir, la limitación de intensidad pasa a ser mayor en los interruptores de potencia con alta capacidad de maniobra.

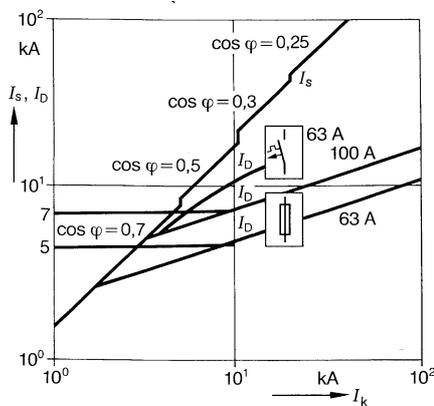
Comparación de las características de disparo y de la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito entre los fusibles y los interruptores de potencia de la misma intensidad nominal, con alta capacidad de maniobra

En el diagrama tiempo-intensidad de la figura 1.4/18 se representan, a título de ejemplo, la característica tiempo de fusión-intensidad \square del cartucho fusible 3NA4, 63 A, clase gL, y la característica de disparo an \square del interruptor de potencia VS56, intensidad nominal permanente I_u del disparador a = 63 A. Para intensidades medias de las corrientes de cortocircuito I_k se ha elegido un interruptor limitador de la intensidad con una capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} de 35 kA. La intensidad ajustada en el disparador a corresponde a la intensidad nominal del cartucho fusible.

Características de disparo y capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn}

La región de intensidades límite del fusible se encuentra, por ejemplo, entre los valores de 1,3 veces y 1,6 veces la intensidad nominal (A); por el contrario, la región de intensidades límite del disparador a (sobrecarga) entre 1,05 y 1,2 veces la intensidad de ajuste (B). Con el disparador a ajustable puede adecuarse mejor la intensidad deseada y, por lo tanto, la intensidad límite de disparo, a la capacidad de carga permanente del aparato a proteger que con un fusible, cuyo escalonamiento de intensidades nominales, sólo permite, por el contrario, una adaptación aproximada. La intensidad límite del fusible basta, sin embargo, para la protección contra sobrecargas de cables y líneas.

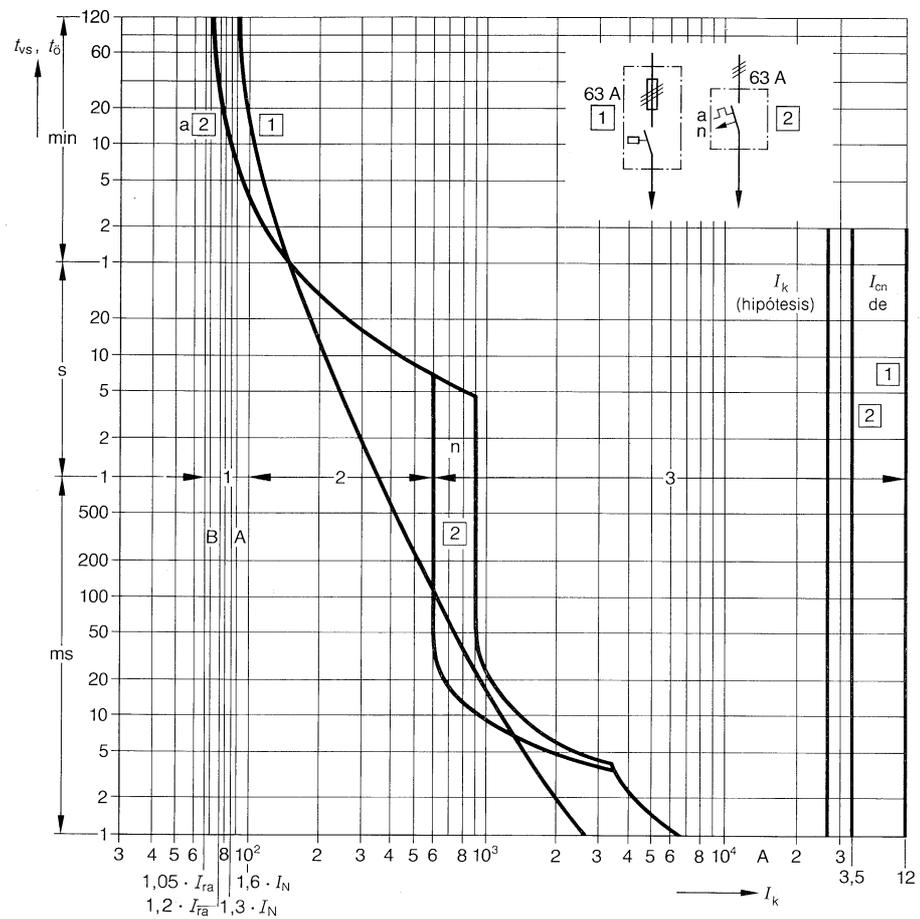
Región 1 de intensidades límite



I_D Intensidades de paso
 I_s Impulso de la corriente de cortocircuito

Figura 1.4/17
 Comparación de la limitación de intensidad de los fusibles NH 3NA4, 63 y 100 A, clase gL, y los guardamotore 3VE4, 63 A, capacidad nominal de ruptura en cortocircuito $I_{cn} = 15 \text{ kA}$ (P-1)

1.4 Protección de redes



- 1 Región de intensidades límite
- A Región de intensidades límite para fusibles
- B Región de intensidades límite para disparadores a del interruptor de potencia
- 2 Región de sobrecarga
- 3 Región de corrientes de cortocircuito
- I_{cn} Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito
- I_k Intensidad de cortocircuito en el lugar de instalación
- I_N Intensidad nominal del fusible NH
- I_{ra} Intensidad de ajuste en el disparador a
- a Disparador de sobreintensidad retardado en función de la intensidad (disparador a)
- n Disparador de sobreintensidad electromagnético no retardado (disparador n)
- t_{vs} Tiempo virtual de fusión del fusible
- t_b Tiempo de apertura en interruptores de potencia

Figura 1.4/18
 Comparación de las características y de las capacidades de maniobra del fusible NH, 3NA4, 63 A, clase gL, y el interruptor de potencia 3VS56, 63 A, de alta capacidad de maniobra, con un margen de ajuste de los disparadores $n = 600$ a 900 A

En la región de sobrecarga 2 transcurre la característica tiempo de fusión-intensidad del fusible con mayor pendiente que la característica del disparador a. Esto es deseado para la protección contra sobrecargas de cables y líneas; no obstante, para la protección de motores contra sobrecargas es necesaria una característica a de disparo lento.

Región de sobrecarga 2

En la región 3, el disparador n del interruptor de potencia detecta corrientes de cortocircuito a partir de su valor de respuesta más rápidamente que el fusible. Corrientes de intensidad más elevada son desconectadas más rápidamente por el fusible. De acuerdo con ello, el fusible limita más la corriente de cortocircuito que un interruptor.

Región 3 de corrientes de cortocircuito

De ello resulta para fusibles una capacidad de ruptura extremadamente alta de más de 100 kA a 660 V de tensión de servicio en corriente alterna. Frente a ello, la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} de interruptores de potencia depende de una serie de factores, tales como la tensión de servicio nominal U_e y el tipo constructivo.

Capacidad de maniobra extremadamente alta de fusibles NH

En las tablas 1.4/12 y 1.4/13 se presenta una comparación de las características de protección de los fusibles e interruptores de potencia, así como de sus posibles combinaciones.

Tabla 1.4/12
Comparación de las características de los fusibles NH y de los interruptores de potencia

Característica	Fusible NH	Interruptor de potencia
Capacidad de maniobra en corriente alterna	100 kA, 660 V	f (I_N , U_e , Tipo ¹⁾)
Limitación de intensidad	f (I_N , I_k)	f (I_N , I_k , U_e , Tipo ¹⁾)
Espacio	Reducido	f (I_N , U_e , Tipo ¹⁾)
Recinto adicional para el arco	No se requiere	f (I_N , U_e , I_k , Tipo ¹⁾)
Indicación externa de la capacidad de funcionamiento	Sí	No
Eficiencia operacional	Con costes ²⁾	Sí
Control remoto	No	Sí
Desconexión en todos los polos	Con costes ³⁾	Sí
Posibilidad de indicación	Con costes ⁴⁾	Sí
Posibilidad de enclavamiento	No	Sí
Disponibilidad para la reconexión después de una desconexión por sobrecarga	No	Sí
desconexión por cortocircuito	No	f (estado)
Interrupción del servicio	Sí	f (estado)
Costes de mantenimiento	No	f (número de operaciones y estado)
Selectividad	Sin costes	Con costes
Facilidad de intercambio	Sí ⁵⁾	Por unidades del mismo tipo

¹⁾ El tipo puede ser: tipo de interrupción de corriente, resistencia a cortocircuitos por resistencia interna, tipo constructivo

²⁾ Por ejemplo, con ayuda de seccionadores bajo carga con fusibles, protegidos contra contactos, con conexión rápida o de seccionadores con fusibles para motores

³⁾ Con ayuda del control de fusibles y del interruptor de potencia asociado

⁴⁾ Con ayuda del control de fusibles

⁵⁾ Puesto que está normalizado

1.4 Protección de redes

Tabla 1.4/13

Comparación de las características de protección de fusibles e interruptores de potencia, así como de sus posibles combinaciones

Equipo a proteger	Aparatos de protección	Protección Protección contra sobre- cargas	Protección contra corto- circuitos	Protección selec- tiva en redes radiales y en sistemas inter- conectados
Línea	Fusible	Suficiente	Muy buena	Sin costes
	Interruptor de potencia	Buena	Buena	Con costes
	Combinación de fusible e inte- rruptor de potencia	Buena	Muy buena	Con costes
Motor	Interruptor de potencia	Buena	(Muy) buena	—
	Combinación de fusible e inte- rruptor de potencia	Buena	Muy buena	—
	Combinación de fusible, contac- tor y relé de sobreintensidad ¹⁾ o protección por termistor ²⁾	Muy buena	Muy buena	—
	Combinación de interruptor de potencia y contactor	Buena	Buena	—
	Combinación de interruptor de protección de arrancadores, contactor y relé ¹⁾	Muy buena	Buena	—

¹⁾ Con protección contra fallos de fases

²⁾ Protección contra calentamiento inadmisiblemente alto de los devanados del motor mediante sensores térmicos de semiconductores, en combinación con aparatos de disparo 3UN

Distribuciones con fusibles

Disposición clásica con fusibles

La disposición clásica usual de distribuciones con fusibles (Tabla 1.4/14) contiene, en las derivaciones para

Cables (interruptor de distribución):

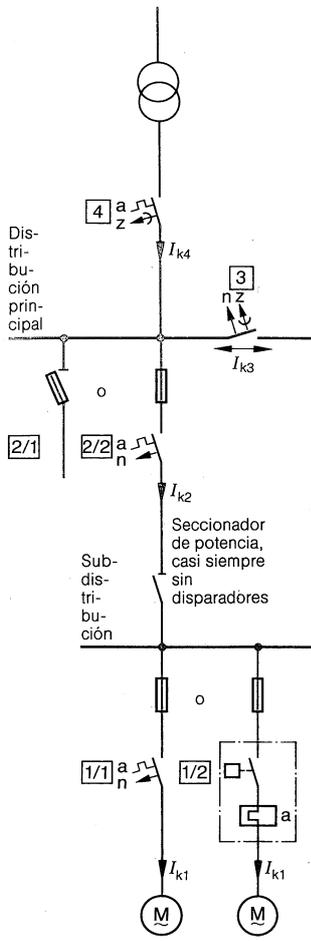
- ▷ Seccionadores bajo carga 3NP con fusibles NH (la mayoría de las veces), pero también
- ▷ seccionadores con fusibles para motores 3KM/3KL, o, si puede conseguirse selectividad de intensidad con interruptores de potencia compactos, entonces
- ▷ interruptores de protección 3VT para distribuciones y, cuando la capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} sea insuficiente, adicionalmente fusibles preconnectados o, si es necesaria una selectividad temporal, entonces
- ▷ interruptores de potencia 3WE como en la tabla 1.4/15.

Interruptores para receptores

- ▷ Combinaciones de fusibles e interruptores.

Tabla 1.4/14 Distribuciones con interruptores de potencia y fusibles

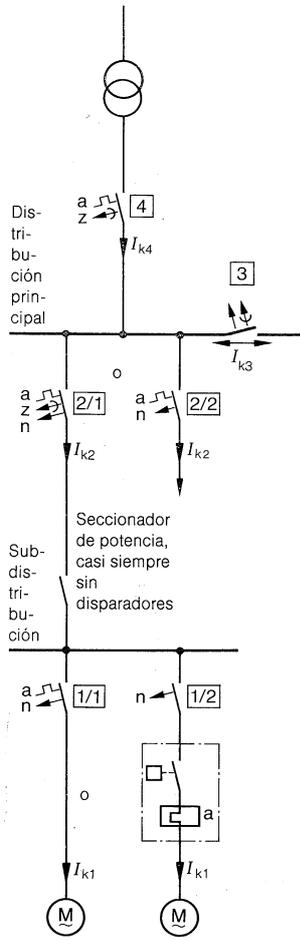
Tipo de interruptor	Tipo	Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn}	Combinación posible de disparadores de sobrecorriente						Característica de disparo
			a	z	n	mecánicos de ajuste fijo	electrónicos ajustables		
Interruptor de acometida									
4 Interruptor de protección selectiva	3WE	$> I_{k4}$							
Tamaño	I + II		•	-	•	•	-	•	
	III		•	-	•	-	•	•	
Interruptor de acoplamiento									
3 Interruptor de protección selectiva, tamaños I, II, III	3WE	$> I_{k3}$	No necesaria					Preferiblemente disparadores zn, pero también posible como se indica más arriba (4)	
Interruptor de distribución									
2/1 Seccionador bajo carga con fusibles o seccionador para motores y fusible NH	3NP + 3KM + 3KL + 3NA	$\leq I_{k2}$ $\geq I_{k2}$	-	-	-	-	-	-	
2/2 Fusible antes del interruptor de protección de la distribución	3NA 3VT	$\geq I_{k2}$ $< I_{k2}$	-	-	-	-	-	-	
Interruptor de receptores									
1/1 Fusible y guardamotores	3NA 3VE	$\geq I_{k1}$ $< I_{k1}$	-	-	-	-	-	-	
1/2 Fusible y contactor con relé de sobrecorriente a	3NA 3TB	$\geq I_{k1}$ $< I_{k1}$	-	-	-	-	-	-	



1.4 Protección de redes

Tabla 1.4/15 Distribuciones con interruptores de potencia sin fusibles

Tipo de interruptor	Tipo	Capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn}	Combinación posible de disparadores de sobreintensidad						Característica de disparo	
			a	z	n	electrónicos	ajustables	ajustables		
Interruptor de acometida										
[4] Interruptor de protección selectiva	3WE	$> I_{k4}$								
Tamaño I + II			•	-	•	•	-	•		
III			•	-	•	-	•	•		
Interruptor de acoplamiento										
[3] Interruptor de protección selectiva, tamaños I, II, III	3WE	$> I_{k3}$	No necesaria		Preferiblemente disparadores zn, pero también posible como se indica más arriba ([4])					
Interruptor de distribución										
[2/1] Interruptor de protección selectiva	3WE	$> I_{k2}$								
Tamaño I + II			•	-	•	•	-	•		
III			•	-	•	-	•	•		
[2/2] Interruptor de protección de distribuciones	3VT 3VS	$> I_{k2}$ $> I_{k2}$	-	•	-	•	•	•		
Interruptor de receptores										
[1/1] Guardamotores	3VE	$> I_{k1}$	•	-	-	•	-			
[1/2] Interruptor de protección de arranques y contactor con relé de sobreintensidad a	3VN 3TB	$> I_{k1}$ $< I_{k1}$	-	-	-	-	•			



Distribuciones sin fusibles

Las distribuciones sin fusibles (Tabla 1.4/15) contienen, en las derivaciones para

**Ejecución
sin fusibles**

Cables (interruptor de distribución [27]):

Si es necesaria selectividad temporal,

- ▷ Interruptor de potencia 3WE, si es posible la selectividad de intensidad,
- ▷ interruptor de protección 3VT para distribuciones o, en caso de una capacidad nominal de ruptura en cortocircuito I_{cn} insuficiente,
- ▷ interruptor de protección con alta capacidad de maniobra 3VS.

Interruptor de receptores [17]:

- ▷ Guardamotors 3VE,
- ▷ combinaciones de interruptores de protección de arrancadores 3VN con arrancadores directos.

1.4.3 Selectividad en redes de baja tensión

1.4.3.1 Selectividad en redes radiales

Visto en el sentido de flujo de la energía pueden conectarse en serie los siguientes elementos:

- ▷ Fusibles con fusible postconectado (véase el capítulo 3.1),
- ▷ interruptores de potencia con interruptor de protección de líneas postconectado,
- ▷ interruptores de potencia con fusible postconectado,
- ▷ fusible con interruptor de potencia postconectado,
- ▷ varias acometidas paralelas con o sin acoplamientos, con interruptor de potencia o fusible postconectado.

Selectividad de interruptores de potencia en serie

Selectividad temporal mediante disparadores de sobreintensidad de retardo breve (disparadores z) — Figura 1.4/19

Si la corriente de cortocircuito en los lugares de ubicación de los interruptores de potencia se difiere poco, a consecuencia de las bajas resistencias en las líneas de unión, sólo puede conseguirse la selectividad con ayuda de un disparador z en el interruptor de potencia preconectado. El disparo se retarda mecánica o electrónicamente hasta que el interruptor de potencia postconectado haya desconectado con seguridad la corriente de cortocircuito. El tiempo de retardo puede ajustarse en los disparadores z mecánicos y electrónicos de forma continua entre 50 y 500 ms.

**Selectividad
temporal
para corrientes
de cortocircuito
poco distintas**

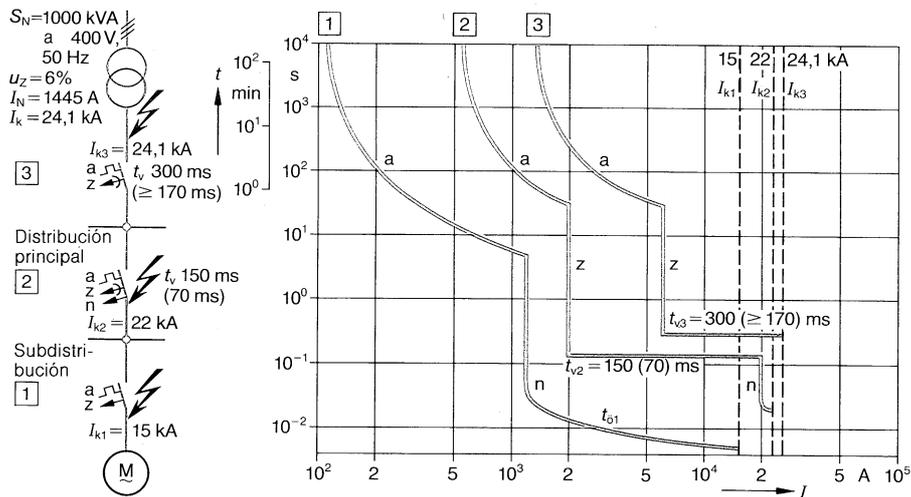
En la página 191 pueden verse los tiempos de escalonamiento acreditados, que consideran todos los valores de dispersión de los interruptores de potencia y sus disparadores. Además, la intensidad de respuesta del disparador z debe ajustarse, como mínimo, a 1,25 veces el valor del interruptor de potencia postconectado.

1.4 Protección de redes

Reducción de las sollicitaciones de interruptores de potencia con disparadores z por cortocircuitos

Para reducir estas sollicitaciones en casos de cortocircuito pleno en los interruptores de potencia preconnectados, pueden estos, además de los disparadores z de que disponen, dotarse adicionalmente de disparadores n. Su intensidad de respuesta debe elegirse, sin embargo, tan alta que los disparadores sólo actúen en caso de cortocircuitos plenos directos sin perturbar el escalonamiento selectivo.

En caso de un cortocircuito en la derivación (I_{k2}) y una pequeña amortiguación de la corriente de cortocircuito por ser las líneas de unión entre el transformador y el interruptor de acometida ③ extremadamente cortas, por ejemplo, si se ejecuta la instalación como estación para centro de carga 8FA11 (véase el capítulo 1.10.3), un disparador n adicional en el interruptor de potencia ③ podría ocasionar el disparo de ambos interruptores de potencia. Por ello se estudiará caso por caso para ver si de este modo queda afectada la selectividad.



a) Esquema general

b) Diagrama de escalonamiento

- ① Guardamotores
- ② Interruptor de la distribución
- ③ Interruptor de acometida

- Disparador a
- Disparador n
- Disparador z

t_{01} Tiempo de apertura del interruptor de potencia ①

t_{v2} Tiempo de retardo del interruptor de potencia ②

t_{v3} Tiempo de retardo del interruptor de potencia ③

entre () Tiempo de retardo en el caso de relés de sobreintensidad electrónicos

Figura 1.4/19

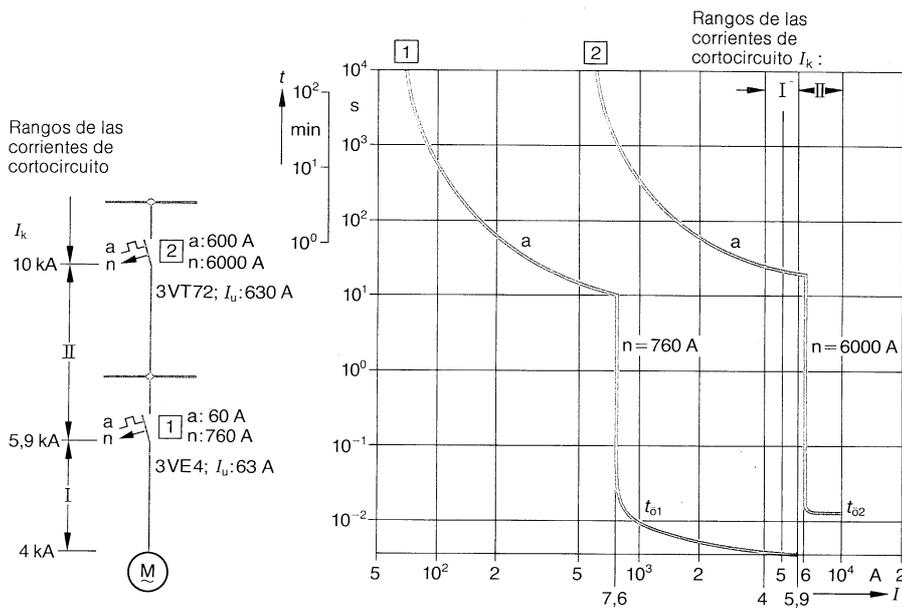
Selectividad temporal de tres interruptores de potencia en serie (en el ejemplo se ha representado junto al esquema general el diagrama de escalonamiento)

Selectividad de intensidades por escalonamiento de las intensidades de respuesta de los disparadores de sobrecorriente no retardados (disparadores n)

La selectividad de intensidades por escalonamiento de las intensidades de respuesta de los disparadores n sólo es posible si en caso de cortocircuito en los lugares de disposición de los interruptores de potencia, las intensidades son suficientemente distintas. La intensidad de respuesta del interruptor de potencia preconectado debe fijarse de tal forma que quede por encima de la máxima corriente de cortocircuito posible en el punto de aplicación del interruptor de potencia postconectado (figura 1.4/20).

Selectividad de intensidades para diferentes corrientes de cortocircuito de alta intensidad

Por lo tanto, el conseguir una selectividad de intensidades entre los aparatos de protección de las derivaciones presupone el conocimiento de la intensidad de las corrientes de cortocircuito en los puntos en que están situados los interruptores de potencia.



a) Esquema general

b) Características de disparo

- Guardamotores
- Interruptor de acometida

- Disparador a
- Disparador n

$t_{\delta 1}$, $t_{\delta 2}$ Tiempos de apertura de los interruptores de potencia □ y □

Figura 1.4/20
Selectividad de intensidades de dos interruptores de potencia en serie para distintas corrientes de cortocircuito de alta intensidad (ejemplo)

Selectividad entre interruptores de potencia y fusibles postconectados

Relaciones de selectividad en disparadores "an" y fusibles de intensidades nominales relativamente pequeñas

En la *región de sobrecarga*, hasta la intensidad de respuesta del disparador n, existe selectividad si la característica del fusible no toca con su banda de dispersión superior la característica del disparador a a plena carga. Debe considerarse la reducción de los tiempos de disparo en estado caliente, que puede ser de hasta un 25% en caso de dispositivos de extinción al paso por cero de la corriente y de hasta un 50% en limitadores de intensidad (figura 1.4/21).

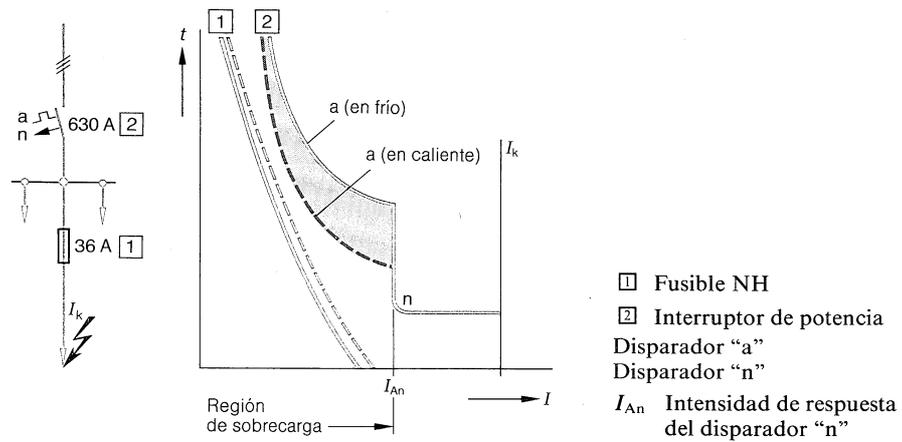


Figura 1.4/21 Selectividad entre interruptores de potencia con disparadores "an" y fusibles postconectados en la región de sobrecarga. Las características tiempo-intensidad (bandas de intensidades) no se tocan

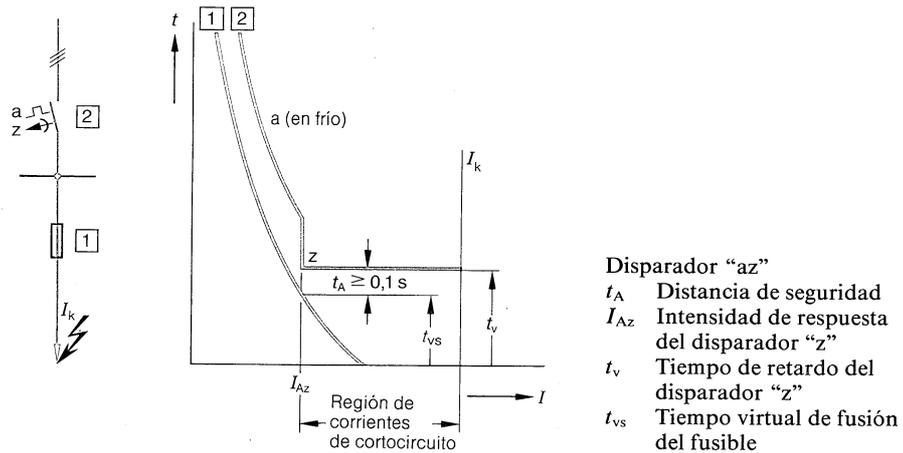


Figura 1.4/22 Selectividad entre interruptores de potencia con disparadores az y fusibles postconectados en la región de las corrientes de cortocircuito

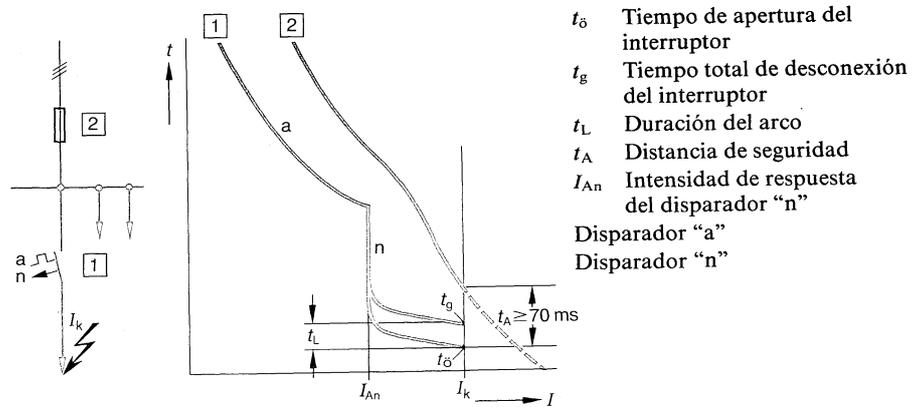


Figura 1.4/24 Selectividad entre fusibles e interruptores de potencia postconectados en la región de corrientes de cortocircuito

Selectividad en caso de acometidas paralelas

Mejora de la selectividad en el caso de acometidas paralelas

En caso de varias acometidas en una distribución resulta en la derivación defectuosa una corriente de cortocircuito total $I_{k\Sigma}$, que se compone de las corrientes parciales de cortocircuito $I_{k\text{parcial}}$ en las distintas acometidas y que constituye la base para el diagrama de escalonamiento (figura 1.4/25).

Dos acometidas iguales

Si en la derivación se establece un cortocircuito después del interruptor de potencia □, entonces fluirá a través de éste la corriente total de cortocircuito $I_{k\Sigma}$, por ejemplo, ≤ 20 kA, mientras que los interruptores de acometida [2/1] y [2/2], estando dispuesta la derivación en el centro de la barra colectora y siendo las líneas de acometida de la misma longitud, solamente conducen la mitad de dicha corriente, a saber, ≤ 10 kA.

Selectividad adicional de intensidades en caso de servicio en paralelo de transformadores

El servicio en paralelo aporta una selectividad adicional de intensidades por un desplazamiento de la característica de los disparadores az del interruptor de acometida

En el diagrama de escalonamiento debe referirse, por ello, la característica de disparo de los interruptores de potencia [2/1] y [2/2] a la corriente base del interruptor de potencia □.

Factor de desplazamiento de las características

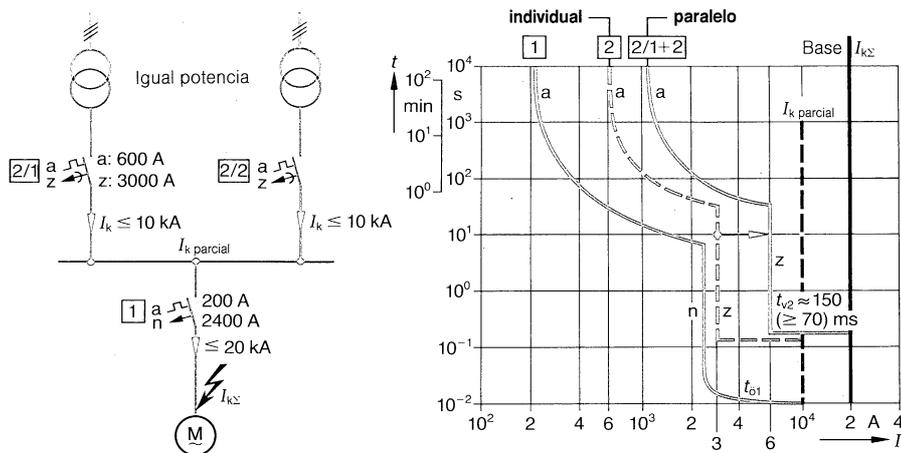
Debido a que en el caso ideal (sin considerar las corrientes de carga en las demás derivaciones), si está dispuesta la derivación en el centro de las barras colectoras, la corriente total de cortocircuito se reparte uniformemente entre las distintas acometidas, la característica de disparo de los interruptores de potencia [2/1] o [2/2] puede desplazarse óptimamente hacia la derecha, en el eje de intensidades, en un factor 2 de desplazamiento, hasta la línea $I_{k\Sigma}$, que representa la base para este defecto. De este modo resulta, además de la selectividad de tiempo, una selectividad adicional de intensidad.

Tratándose de derivaciones de altas intensidades de servicio nominales, las corrientes parciales de cortocircuito en las acometidas son diferentes según su disposición espacial sobre las barras colectoras, por ejemplo, en el centro o cerca de una acometida, y según la longitud de las líneas de alimentación, de forma que el factor de desplazamiento mencionado antes se hace ≤ 2 , reduciéndose también la selectividad de intensidades ganada adicionalmente.

Selectividad reducida en el caso de fusibles NH de 630 a 1000 A cerca de una acometida

Esto es de especial importancia para las derivaciones de fusibles de altas intensidades nominales, por ejemplo, de 630 a 1000 A. Debido a esto debe tenerse en cuenta que hay que mantener una distancia de seguridad ≥ 100 ms entre la característica del disparador "z" y la característica tiempo de fusión-intensidad del fusible NH, y no solamente en servicio paralelo, sino también en servicio individual de los transformadores.

Características del disparador "az" on servicio de los transformadores



a) Esquema general

- Interrupor de acometida
- Interrupor de potencia
- Disparador "a"
- Disparador "z"

b) Diagrama de escalonamiento

- t_{v2} Tiempo de retardo del interruptor de potencia □
150 ms disparador z mecánico
(≥ 70 ms disparador z electrónico)
- $t_{\delta 1}$ Tiempo de apertura del interruptor de potencia □
- $I_{k\Sigma}$ Intensidad total de cortocircuito
- $I_{k\text{ parcial}}$ Intensidad parcial de cortocircuito

Figura 1.4/25

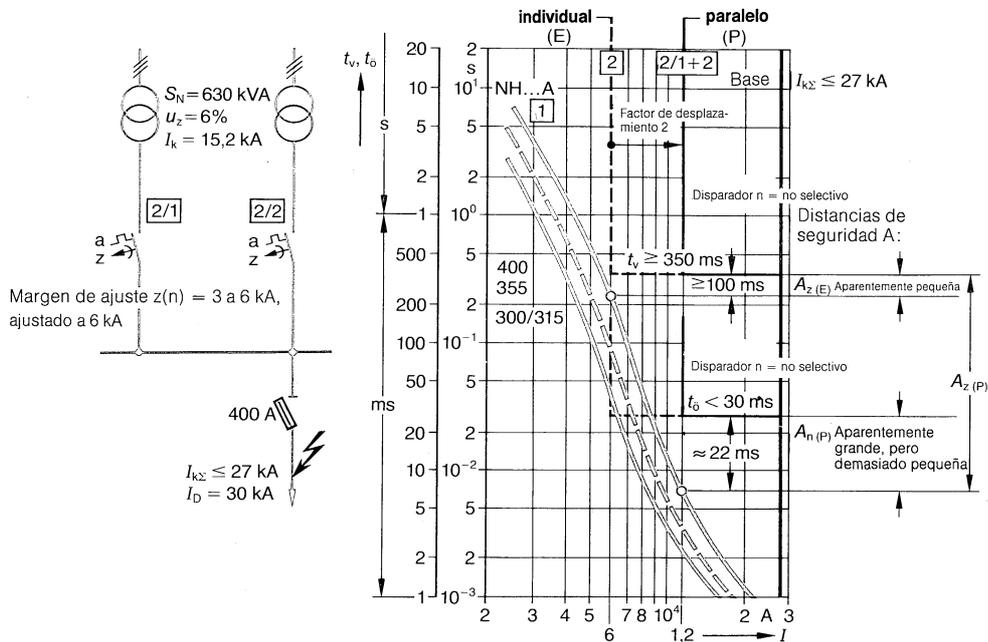
Selectividad en caso de alimentación simultánea de dos transformadores de igual potencia; ejemplo con derivación en el centro de las barras colectoras

Comparación de selectividad entre disparadores “z” y “n” en los interruptores de acometida y fusibles NH postconectados

Ejemplo con fusibles NH de intensidad nominal mediana (400 A).

Contando con la selectividad de intensidad ganada adicionalmente al prestar los transformadores servicio en paralelo no debería el proyectista, para valores pequeños o medios de las intensidades nominales de los fusibles, utilizar disparadores “n” en vez de disparadores z por motivos económicos, puesto que la selectividad de intensidades ganada es insuficiente, como se muestra en el ejemplo de la figura 1.4/26, para una derivación con fusibles NH de 300 a 400 A.

Características del disparador “z” y “n” en servicio de los transformadores



Disparador a no representado

- t_v Tiempo de retardo del disparador “z” en los interruptores de acometida
- t_0 Tiempo de apertura del interruptor de acometida con disparadores “n”
- $A_{z(E)}$ Distancia de seguridad disparador “z” (servicio individual)
- $A_{z(P)}$ Distancia de seguridad disparador “z” (servicio paralelo), factor de desplazamiento 2
- $A_{n(P)}$ Distancia de seguridad disparador “n” (servicio paralelo), factor de desplazamiento 2

Figura 1.4/26

Selectividad en el caso de servicio individual o paralelo de dos transformadores de la misma potencia a través de interruptores de potencia 3WE3 con disparadores “az”, y a título comparativo, con disparadores “an”, y cortocircuito en una derivación con fusible de 400 A (ejemplo)

Resultado:

- Los disparadores “n” no son selectivos, puesto que el disparo se realiza ya para
- $I_{k \text{ parcial}} \geq 6 \text{ kA}$, en caso de servicio individual de un transformador
- $I_{k\Sigma} \geq 12 \text{ kA}$, en caso de servicio en paralelo de los transformadores

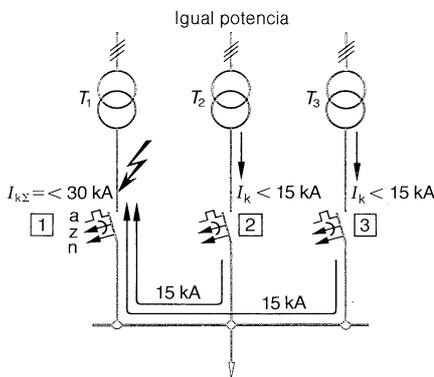
Comparando las condiciones de selectividad puede observarse, sin mayor problema, que en los disparadores n, para servicio en paralelo de los transformadores, la distancia de seguridad que aparenta ser grande, engaña. Dado que sólo resultan 22 ms aproximadamente, en caso de defecto en la derivación se disparan incluso ambos interruptores de acometida, ya que hay que contar con corrientes totales de cortocircuito $I_{k\Sigma}$ considerablemente mayores de 12 kA, que superan ampliamente las intensidades de respuesta de los disparadores.

Tres acometidas iguales

Las condiciones de selectividad con tres transformadores en paralelo se hacen, fundamentalmente por la selectividad de intensidades ganada adicionalmente, más favorables que en el caso de dos unidades, ya que el factor de desplazamiento de las características será > 2 y < 3 . También en este caso, para conseguir unas condiciones claras de selectividad en los interruptores de potencia, hacen falta disparadores az en las acometidas.

Además, todavía son necesarios disparadores “n”, cuya intensidad de respuesta sea superior a la intensidad de cortocircuito I_k de un transformador, para detectar un defecto entre el transformador y el interruptor de acometida según la figura 1.4/27. El defecto hace que se disparen únicamente los aparatos de protección en la derivación del transformador defectuosa por el lado de alta y baja tensión, mientras que los interruptores de potencia en las acometidas operativas permanecen en servicio.

**¡Disparadores “n”
adicionalmente
necesarios!**



Interruptores de potencia en ejecución abierta 3WE	Ajuste de los disparadores “n”		
	Ejecución de los disparadores	Posibilidad de ajuste	Valor
Tamaño	mecánica	de ajuste fijo	20 kA
I y II		ajustable	necesario
III	electrónica		
I, II y III			$> I_{k \text{ Trans}}$

Figura 1.4/27 Selectividad con tres transformadores en operación simultánea

1.4 Protección de redes

Acometidas conectadas en paralelo a través de interruptores de acoplamiento

Cometidos de protección en caso de defecto

Los interruptores de acoplamiento tienen que desempeñar las siguientes funciones de protección en casos de defecto:

- ▷ Disparo sin retardo cuando se produzcan fallos en el área de las barras colectoras,
- ▷ protección de las derivaciones frente a altas corrientes totales de cortocircuito $I_{k\Sigma}$, en caso dado, frente a los impulsos totales de las corrientes de cortocircuito $I_{s\Sigma}$, en la medida en que surta efecto la limitación de intensidad por los interruptores limitadores de intensidad.

Elección de los interruptores de potencia

Como interruptores de acoplamiento se utilizan, por ello, principalmente los de extinción al paso por 0 de la corriente.

Económicamente sólo está justificado el empleo de limitadores de intensidad a partir de intensidades permanentes ≥ 2000 A e intensidades parciales de cortocircuito ≥ 38 kA en las barras colectoras (no en la derivación), lo que implica que haya pocos transformadores (2, eventualmente también 3) de alta potencia nominal por cada cuadro eléctrico.

Selección de los disparadores de sobreintensidad según condiciones de operación

Los disparadores de sobreintensidad son seleccionados según el número de transformadores en paralelo y según las siguientes condiciones de operación en caso de fallar un transformador:

Condición 1

Cuando falla un transformador debe permanecer operativa la correspondiente sección de las barras.

Condición 2

Cuando falla un transformador puede quedar fuera de servicio la correspondiente sección de las barras.

Para satisfacer tales condiciones se requieren los siguientes disparadores de sobreintensidad:

Tabla 1.4/16
Disparadores de sobreintensidad necesarios para interruptores de acoplamiento

Premisas		Elección	
Número de transformadores	Condición N°	Disparadores de sobreintensidad Símbolo	Ajuste
2	1	z	Véase la tabla 1.4/8
	2	n	
3	1	zn	
	2	n	

Indicaciones referentes al ajuste de los disparadores de sobreintensidad en interruptores de acoplamiento:

Deben ajustarse a los valores más elevados posible, para evitar inestabilidad de servicio por la apertura de los acoplamientos en caso de corrientes de cortocircuito de intensidad relativamente pequeña, por ejemplo, en las derivaciones de las subdistribuciones.

Ajuste de los disparadores de sobreintensidad en interruptores de acoplamiento

Para garantizar una selectividad completa son útiles en grandes instalaciones los protocolos de defectos. La tabla 1.4/18 muestra un protocolo para el ejemplo de la tabla 1.4/17 con la condición 1 y seleccionando disparadores mecánicos de sobreintensidad con disparadores n de ajuste fijo a 20 kA.

Protocolo de defectos de cortocircuito

Tabla 1.4/17
Ejemplo de selección de interruptores de acoplamiento con 3 acometidas y los tiempos de retardo t_v , alcanzables en los disparadores "z" de los interruptores 2 a 4

		Interruptor de potencia		Disparador de sobreintensidad			
				Para la condición	Símbolo Siemens	Mecánico	Electrónico
		Nº	Nº	Tiempo de retardo t_v			
				ms	ms		
Extinción al paso por 0 de la corriente	4	1	azn	450	> 300		
		2		300	> 170		
	3	1	zn	300	≥ 170		
		2	n	—	—		
	2	—	azn	150	≥ 70		
Limitador de intensidad	1	—	an	—	—		
		Indicación sobre la limitación de intensidad para $I_{k\Sigma} = 35 \text{ kA}$		Al seleccionar el interruptor limitador de intensidad 3VS62 resulta una intensidad de paso I_D de aproximadamente 40 kA y un tiempo total de desconexión t_g de aproximadamente 10 ms (1 semionda)			

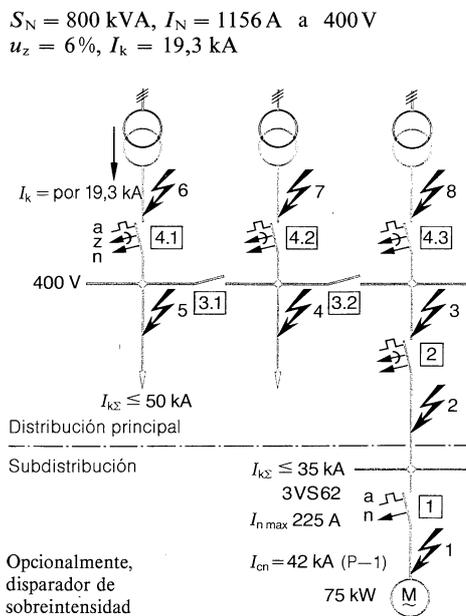


Tabla 1.4/18
 Protocolo de defectos sobre el comportamiento selectivo de los aparatos de protección en los casos de cortocircuitos 1 a 8 según la tabla 1.4/17 y transformadores en paralelo

Defecto	Interruptor de potencia activo □ a través del disparador de sobreintensidad													
	1)		2) 1)		3.1)		3.2)		4.1)		4.2)		4.3)	
	n	z	n	z	n	z	n	z	n	z	n	z	n	
1	×	—		—		—	⊖	—		—		—		
2 ¹⁾		×		—		—	×	—		—		—		
3				—		—	×	—		—		×		
4				×	—	×	—	—	—	×	—	—	—	
5				—	×	—	—	×	—	—	—	—	—	
6				—	×	—	—	—	×	—	—	—	—	
7				—	—	—	—	—	—	—	×	—	—	
8				—	—	—	×	—	—	—	—	—	×	

× dispara, — no dispara (no obstante, el disparador se excita),
 no se excitan los disparadores,
 ⊖ a ser posible, no debe actuar, para conseguir un servicio estable;
 eventualmente, dispara, al alcanzarse la intensidad de respuesta,
 | sólo dispara en caso de muy altas corrientes de cortocircuito.

1) Cuando se produce el defecto 2 actúa el disparador z o el n del interruptor de potencia 2)

Caso de dos acometidas

Factor de desplazamiento de características de disparadores de sobreintensidad en interruptores de acoplamiento con transformadores operando en paralelo

En el caso de dos acometidas 4) es válido para los disparadores de sobreintensidad del interruptor de acoplamiento 3) (figura 1.4/28) el mismo factor de desplazamiento (< 2) que para los disparadores de sobreintensidad de los interruptores de acometida, puesto que la corriente parcial de cortocircuito $I_{k\text{ parcial } 2}$ atraviesa ambos interruptores de potencia 4.2) y 3).

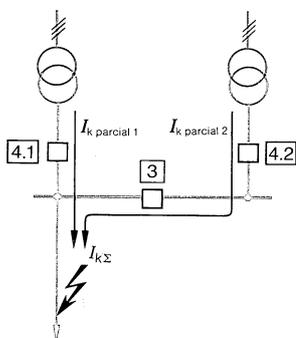


Figura 1.4/28
 Determinación del factor de desplazamiento de características para los disparadores de sobreintensidad en el interruptor de acoplamiento 3), en el caso de dos acometidas 4)

En el caso de tres acometidas se dan circunstancias diferentes, según cual de las dos derivaciones representadas en la figura 1.4/29 a y b contenga el defecto.

Caso de tres acometidas con el defecto

Si se produce un defecto en la derivación después de la sección central de las barras (figura 1.4/29a), a través de los interruptores de acoplamiento 3.1 y 3.2 circularán aproximadamente corrientes parciales de cortocircuito de la misma intensidad, que serán $< \frac{1}{3} I_{k\Sigma}$. En este caso para ambos interruptores de acoplamiento, en concordancia con lo dicho, el factor de desplazamiento será < 3 .

después de la sección central de las barras

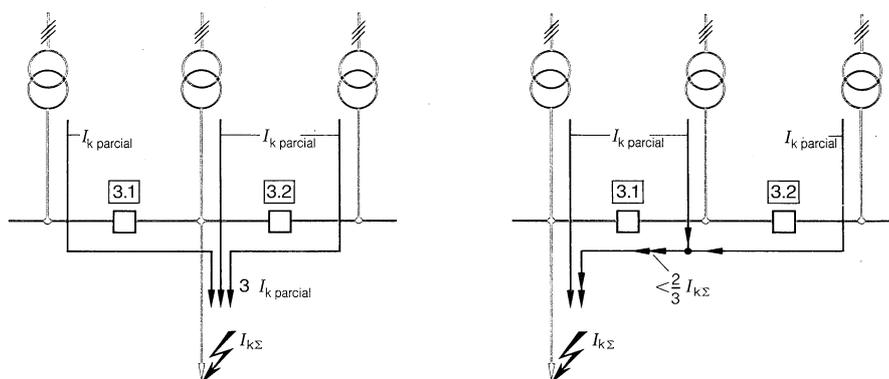
Si se produjo un defecto en la derivación después de la sección externa de las barras (figura 1.4/29b), a través del interruptor de acoplamiento 3.1 circularán, por el contrario, dos corrientes parciales de cortocircuito de un orden de magnitud $< \frac{2}{3} I_{k\Sigma}$.

después de la sección externa de las barras

Mientras que el factor de desplazamiento para el interruptor de acoplamiento 3.2 seguirá siendo < 3 , se reduce el correspondiente al interruptor de acoplamiento 3.1, debido a la corriente parcial de cortocircuito de aproximadamente el doble de intensidad, a $< 1,5$.

Los valores exactos de las corrientes de cortocircuito y de los factores de desplazamiento de las características, necesarios para el ajuste óptimo de los disparadores de sobreintensidad y que dan información sobre el comportamiento selectivo para un gran número de diferentes corrientes de defecto de gran intensidad, son calculados por computador y evaluados adecuadamente.

Ajuste seguro de los disparadores de sobreintensidad mediante un cálculo de selectividad apoyado por computador



a) Defecto en la derivación después de la sección central de las barras

b) Defecto en la derivación después de la sección externa de las barras

Figura 1.4/29

Determinación de los factores de desplazamiento de las características de los disparadores de sobreintensidad en los interruptores de acoplamiento 3.1 y 3.2, en el caso de tres acometidas, y defectos a y b en las derivaciones de distintas secciones de barras

Resultado de los factores de desplazamiento de características según el eje de intensidades:

Derivación	Sección central de barras (a)	Sección externa de barras (b)
Interruptor de acoplamiento	3.1 y 3.2 < 3	3.1 $< 1,5$ 3.2 < 3

Selectividad con unidades de regulación de la potencia reactiva a base de condensadores de potencia, dispuestas por separado del cuadro eléctrico

Protección de las unidades de regulación contra cortocircuito

Si se quieren proteger contra cortocircuitos mediante fusibles NH, las unidades de regulación de la potencia reactiva (potencia reactiva máxima $Q_c = 400 \text{ kvar}$), dispuestas por separado del cuadro eléctrico, deberá considerarse lo siguiente:

Selectividad con fusibles NH

En caso de altas intensidades nominales de los fusibles puede haber problemas de selectividad — sobre todo en caso de un solo transformador en servicio —.

- ▷ La potencia nominal de la unidad de regulación elegida debe estar, por ello, en una determinada relación con la potencia nominal del transformador.

Selectividad mediante interruptores de potencia con disparadores n

Si con fusibles NH no se consigue selectividad respecto a los órganos de protección de rango superior, existen las siguientes alternativas:

- ▷ Interruptores de potencia 3WE con diparadores n. Deben tenerse en cuenta los valores mínimos de ajuste de los disparadores n según la tabla 1.4/8, para evitar disparos erróneos por las altas intensidades de conexión de los condensadores. Los disparadores n son, en este caso, más ventajosos que los disparadores z, debido a que aquéllos actúan igualmente con gran probabilidad en caso de cortocircuito en una etapa de regulación, pudiendo ser así indicados los defectos a través de un interruptor auxiliar.

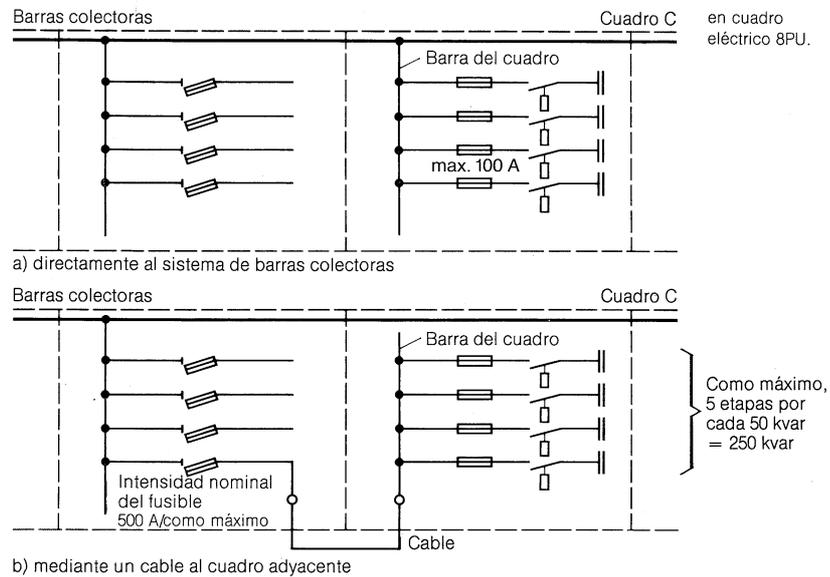


Figura 1.4/30
 Conexión de unidades de regulación de potencia reactiva en cuadros C a la red, integrados en cuadros eléctricos 8PU.

- ▷ Subdivisión de la potencia nominal necesaria de las unidades de regulación de la potencia reactiva entre varias unidades menores. **Elegir unidades de regulación de menor potencia nominal**
- ▷ Si se integran en forma modular varias unidades de regulación de potencia reactiva (véase el capítulo 7) en el cuadro eléctrico, no resultan apenas problemas de selectividad, debido a que la intensidad nominal de los fusibles de los distintos módulos es varias veces menor que la intensidad nominal del fusible preconectado de una de las unidades de regulación de la potencia reactiva dispuesta por separado (figura 1.4/30). **Integración de las unidades de regulación en el cuadro eléctrico**

Si se desea la posibilidad de un aislamiento por desconexión y un fusible preconectado, existe la solución expuesta en la figura 1.4/30 b, de establecer la unión mediante un cable con un seccionador bajo carga con fusible NH (intensidad nominal del fusible 500 A como máximo) del cuadro adyacente.

Aislamiento por desconexión mediante seccionadores bajo carga con fusibles NH

Comparación de selectividad entre un fusible NH de 800 A y un interruptor de potencia de 800 A con disparadores n, como protección contra cortocircuitos de unidades de regulación de potencia reactiva de 400 kvar, dispuestas por separado del cuadro eléctrico

Ejemplo:

2 transformadores en servicio individual y en paralelo:

Potencia nominal $S_N = 1000$ kVA, intensidad nominal = 1445 A a 400 V,

Tensión nominal en cortocircuito $u_z = 6\%$, intensidad de cortocircuito $I_k = 24$ kA.

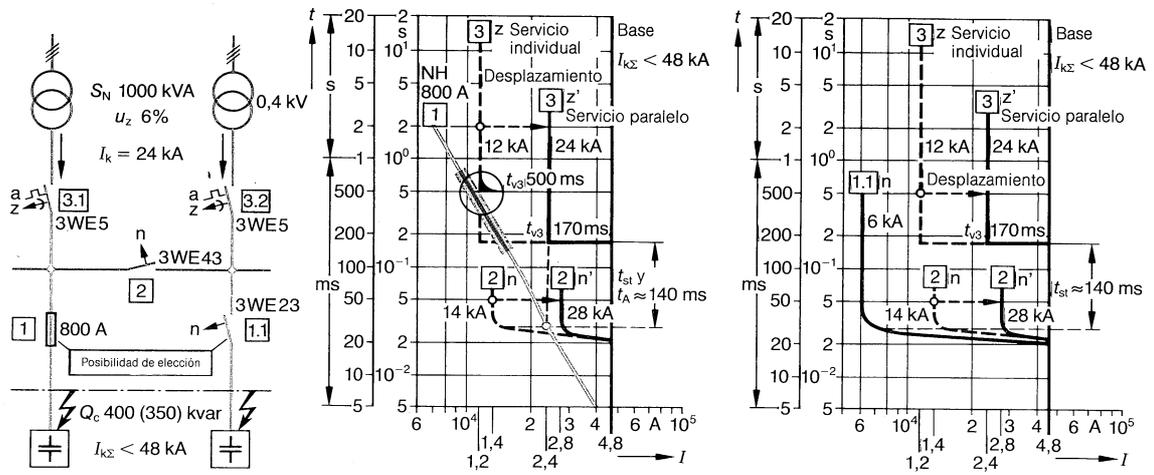
- ☐ Interruptor de acometida 3WE53
Intensidad permanente nominal $I_u = 1600$ A, disparadores az mecánicos, margen de ajuste de los disparadores "z" 6 a 12 kA; ajustados al valor máximo de 12 kA.
- ☐ Interruptor de acoplamiento 3WE43
Intensidad permanente nominal $I_u = 1250$ A, disparadores n mecánicos, ajustados fijos al valor máximo de 14 kA, para evitar disparos en caso de defectos alejados.
- ☐ Fusible NH de 800 A.

Opcional:

- ☐¹ Interruptor de potencia 3WE23
Intensidad permanente nominal $I_u = 800$ A, disparadores n mecánicos, margen de ajuste 3 a 6 kA, se elige 6 kA, unidades de regulación de potencia reactiva 4RY13 ó 4RY23 (véase el capítulo 7), potencia reactiva $Q_c = 400$ (opcionalmente 350) kvar, intensidad nominal de servicio $I_e = 578$ (506) A, protección de las etapas de regulación de 50 kvar con fusibles NH de 125 A.

En la figura 1.4/31 se representa el esquema general válido para este ejemplo. Además, esa figura muestra los diagramas de escalonamiento para la derivación con protección mediante fusible NH y para la derivación con protección mediante interruptor de potencia con disparadores n, con transformadores en servicio individual y paralelo.

1.4 Protección de redes



Esquema general

a) Diagrama de escalonamiento en caso de protección mediante fusible NH, 800 A

b) Diagrama de escalonamiento en caso de protección mediante interruptor de potencia con disparadores "n"

t_A Distancia de seguridad
 t_{st} Tiempo de escalonamiento

t_{v3} Tiempo de retardo del interruptor
 Indicación del máximo ajuste posible de tiempo e intensidad en los disparadores "z" de los interruptores

Figura 1.4/31

Comparación de selectividad entre fusible NH, 800 A, y interruptor de potencia 3WE23-800 A, con disparadores "n" como protección contra cortocircuitos de unidades de regulación de potencia reactiva 4RY dispuestas por separado del cuadro eléctrico 8PU.

El resultado de este ejemplo se resume en la tabla 1.4/19.

Tabla 1.4/19 Resultado de la comparación

Derivación con	Acometidas	con transformadores $S_N = 1000$ kVA en		Evaluación de la selectividad
		servicio individual	servicio paralelo	
□	Fusibles NH, 800 A	no selectivos	selectivos sólo hasta $I_{k\Sigma} < 28$ kA	fuertemente restringida
□.1	Interruptor de potencia 3WE23 — 800 A, con disparadores n	selectivo	selectivo	sin limitación

Condiciones de selectividad con un solo transformador en servicio

Como puede verse en la figura 1.4/31a, resulta, en caso de haber un solo transformador en servicio, incluso para el máximo ajuste posible del tiempo de retardo t_{v3} de los disparadores “z” del interruptor ② a 500 ms (véase la señal roja), que no se alcanza la distancia de seguridad necesaria $t_A > 100$ ms respecto a la característica tiempo de fusión-intensidad del fusible de 800 A ①, y, por lo tanto, no se dispone de selectividad.

Servicio individual de transformadores
Protección mediante fusibles NH

Sin embargo, si en vez de fusibles NH se utilizan interruptores de potencia 3WE ①④ con disparadores “n”, tal como se muestra en la figura 1.4/31b, se dispone de selectividad aún en servicio individual, bastando el relativamente corto tiempo de retardo t_{v3} de 170 ms de los disparadores “z” del interruptor de potencia ③, lo que tiene un efecto de protección de la instalación en caso de defecto.

Protección mediante interruptores de potencia

Condiciones de selectividad con varios transformadores operando en paralelo

En servicio en paralelo con desplazamiento de las características ② y ③ con el factor ≤ 2 , según el eje de intensidades, hacia la derecha (figuras 1.4/31 a y b), resultan las siguientes condiciones de selectividad: para el interruptor de acoplamiento ② con disparadores “n” está limitada la selectividad, alcanzando, en el ejemplo, niveles hasta las corrientes totales de cortocircuito de 28 kA (condicionado por el desplazamiento de las características en 2 x intensidad de respuesta). Si se sobrepasa este valor, se dispara el interruptor de acoplamiento ② y resultan las mismas circunstancias que en caso de servicio individual (véase lo dicho anteriormente).

Servicio en paralelo de transformadores

Si, por el contrario, se equipa el interruptor de acoplamiento ② con disparadores “z”, ajustados a 170 ms, y se escalonan los interruptores de potencia ③ respecto al interruptor de acoplamiento ② en 150 ms, se puede conseguir selectividad no restringida en servicio paralelo (no representado).

Debido a que con servicio individual ya se dispone de selectividad en la derivación del interruptor de potencia ①④, las circunstancias con servicio en paralelo sólo pueden ser mejores.

Protección mediante interruptores de potencia

Basta con disponer disparadores “n” en el interruptor de acoplamiento ②.

1.4.3.2 Selectividad de una acometida en redes interconectadas

Interruptores y relés en redes enmalladas

Interruptor de alimentación sin disparadores de sobreintensidad

En redes enmalladas de baja tensión, así como también en redes radiales interconectadas, se utilizan como interruptores de alimentación los interruptores para redes enmalladas, es decir, interruptores de potencia 3WE sin ningún disparador de sobreintensidad, combinados con relés para redes enmalladas 7RM19 (relé direccional) (figura 1.4/32).

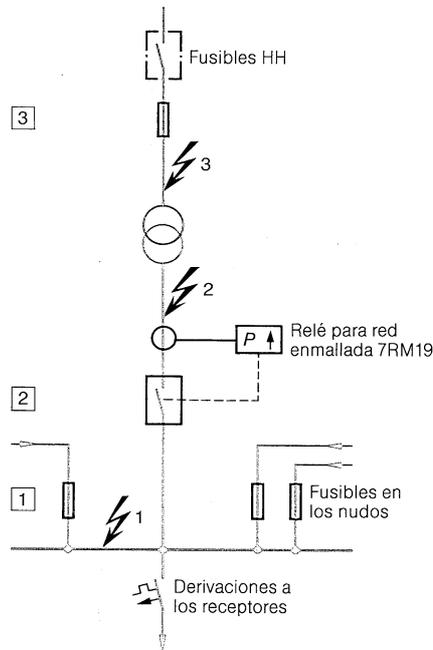
Relés para redes enmalladas

Solamente actúan en caso de inversión de potencia, es decir, cuando se produce un defecto en la derivación del transformador, pero no cuando se producen defectos en la red de baja tensión. Se emite un impulso de activación al disparador de la red enmallada, que consiste en un disparador por corriente de trabajo y una unidad de condensadores dispuesta por separado. La energía acumulada en el condensador basta todavía para desconectar con seguridad el interruptor de la red enmallada, incluso después de algunos minutos de caer la tensión de la red y, por lo tanto, la de mando.

Ventaja de la protección mediante relés para redes enmalladas

Cuando se protegen las derivaciones de transformador mediante relés para redes enmalladas, tal como se indica en la figura 1.4/32, resulta la ventaja, frente a los aparatos de protección de los que se ha hablado hasta ahora, de un escalonamiento más sencillo hasta los receptores, que resulta por la

- ▷ supresión de la etapa de escalonamiento “disparadores z” y por la
- ▷ selectividad adicional de intensidades a consecuencia de las alimentaciones múltiples a través de los fusibles de los nudos de la misma intensidad nominal (véase el capítulo 19.1).



Defecto	1 Fusible NH	2 P1	3 Fusible HH
1	×	—	×
2	○	×	×
3	—	×	×

× aparato de protección que actúa
 — no actúa
 ○ es conveniente la sustitución de fusibles NH fuertemente sobrecargados previamente

Figura 1.4/32 Selectividad en una acometida de una red interconectada mediante interruptores y relés para redes enmalladas

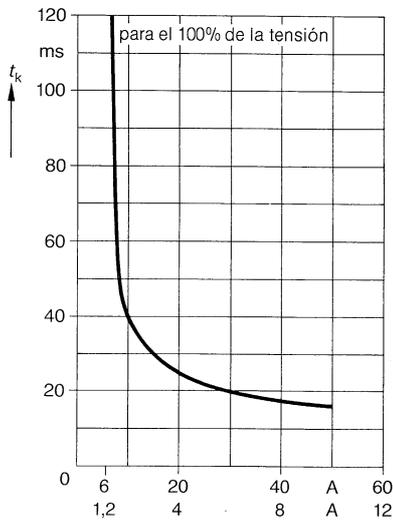


Figura 1.4/33
Característica de disparo del relé para red enmallada 7RM19, ajuste normal a 120% para: Intensidad nominal 5 A a 6 A e intensidad nominal 1 A a 1,2 A

Los relés para redes enmalladas 7RM19 se conectan siempre a transformadores de intensidad de baja tensión .../1 A o .../5 A. El tiempo de operación t_k del relé está retardado en función de la intensidad, como se desprende de la característica de disparo representada en las figuras 1.4/33 y 1.4/36. Los relés para redes enmalladas tienen un margen de ajuste del 40 al 120% de la intensidad nominal de 1 ó 5 A (ajuste normal al 120%).

Conexión, ajuste y característica de disparo del relé para red enmallada

En la figura 1.4/36 se muestra un ejemplo de un diagrama de escalonamiento.

1.4.4 Aparatos de protección para transformadores de distribución (contra defectos internos)

En el capítulo 1.9 se describen los aparatos de indicación y protección para la detección de defectos internos de transformadores:

- ▷ Aparatos para la vigilancia y la protección de transformadores refrigerados por líquidos, tales como protección Buchholz, sensores térmicos, termómetros de contacto, etc.
- ▷ Sistemas de vigilancia de temperatura en transformadores de resina colada GEAFOLE, consistentes en:
 - Sensores de temperatura en el arrollamiento de tensión inferior, así como
 - aparatos de indicación y disparo 3UN8 en el cuadro de alimentación.

Esta protección térmica completa protege el transformador contra calentamientos inadmisibles en casos de altas temperaturas ambientales o sobrecargas. Además permite utilizar la plena potencia del transformador para ciclos de carga cualesquiera sin riesgos para el mismo.

1.4.5 Aparatos de protección para redes de alta tensión

1.4.5.1 Introducción

En las redes de alta tensión se utilizan como aparatos de protección:

Fusibles HH

Fusibles de alta tensión y alta capacidad (HH) (véase el capítulo 1.5.3), casi siempre en combinación con seccionadores bajo carga para la protección contra cortocircuitos de líneas de salida y transformadores, así como en combinación con seccionadores para mediciones de tensión en barras colectoras.

Interruptores de potencia con protección Disparadores primarios

Interruptores de potencia con protección

- ▷ Los disparadores primarios (véase el capítulo 1.5.5), dispuestos directamente en interruptores de potencia y atravesados por la corriente de cortocircuito, constituyen la protección más sencilla. Con disparadores primarios se protegen líneas de salida y transformadores contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito.

Su resistencia a los cortocircuitos depende de la intensidad y del tiempo de disparo (véase el capítulo 1.5.5). Además sólo pueden aplicarse a interruptores de potencia con una intensidad nominal de hasta 630 A, que estén fijamente montados en cuadros eléctricos. Por este motivo los disparadores primarios únicamente se pueden utilizar con ciertas restricciones.

Relés de protección

- ▷ Con relés de protección o combinaciones de relés, conectados a transformadores de intensidad (transformadores de protección), pueden desarrollarse todos los cometidos de protección, independientemente de la intensidad de las corrientes de cortocircuito y de las intensidades de servicio nominales de los interruptores de potencia necesarios.

Normas sobre relés de protección

- ▷ Los relés de protección se fabrican en parte todavía en ejecución convencional (electromecánica); por lo demás, en ejecución estática (electrónica). Los relés de protección convencionales deben satisfacer las determinaciones VDE 0435, debiendo cumplir los estáticos lo establecido en las publicaciones CEI 255. Otras determinaciones según DIN/VDE o DIN/CEI están en preparación.

Diseño de transformadores de protección

- ▷ Las potencias nominales de los transformadores de intensidad son menores si se utilizan relés de protección estáticos que convencionales. Las potencias nominales necesarias son indicadas por los fabricantes junto con los datos técnicos del relé de protección.

Protección de tiempo contra sobreintensidades

- ▷ Esta protección para conexión a transformadores de intensidad, para proteger cables y derivaciones de transformador, puede diseñarse en forma bifásica o trifásica. Para ello hay que tener en cuenta el tratamiento del punto estrella de la red de alta tensión.

La protección de tiempo contra sobreintensidades, en ejecución bifásica, se utiliza cuando el punto estrella esté aislado (libre) y se disponga de un dispositivo de extinción de contactos a tierra; la protección trifásica puede utilizarse en cualquier red con independencia del tratamiento del punto estrella. Cuando el punto estrella esté rígidamente puesto a tierra a través de resistencias óhmicas o inductivas habrá que emplear forzosamente una protección trifásica.

En *redes interconectadas galvánicamente*, la compañía distribuidora de energía facilita la información necesaria sobre el tratamiento del punto estrella.

En *las redes separadas galvánicamente* hay que realizar un estudio para determinar el tratamiento más conveniente del punto estrella.

En interés de una seguridad incondicional en el futuro se recomienda el prever siempre desde un principio la protección de tiempo contra sobreintensidades en forma trifásica, incluso si la red se opera con punto estrella aislado.

En caso de servicio de emergencia con generadores de potencias nominales relativamente pequeñas debe tenerse en cuenta que, en caso de defecto, se deben alcanzar las intensidades de respuesta de los relés de protección diseñados para el servicio normal de la red.

Intensidades de respuesta de los relés en caso de servicio de emergencia de la red

1.4.5.2 Protección de derivaciones de transformador con selectividad general hasta las derivaciones de baja tensión

Las derivaciones del transformador se protegen preferentemente mediante:

- ▷ Fusibles de alta tensión y alta capacidad (HH) combinados con seccionadores bajo carga, cuando se utilicen transformadores con potencias nominales de hasta aproximadamente 1 600 kVA y para una reducida frecuencia de maniobra o
- ▷ interruptores de potencia con protección (véase la página 250 y siguientes) a partir de aproximadamente 800 kVA y para una alta frecuencia de maniobra; además, cuando en el lado de baja tensión se dispongan en serie tres interruptores de potencia 3WE con disparadores z (por ejemplo, según la tabla 1.4/17, condición 1) y no se consiga ninguna selectividad respecto a los fusibles HH superpuestos.

Fusibles HH

Interruptores de potencia con protección

Antes de elegir y fijar la protección deben comprobarse, por lo tanto, las circunstancias esperadas de selectividad.

Protección mediante fusibles HH

Para el dimensionamiento de los fusibles HH, los fabricantes indican para cada potencia nominal del transformador la máxima y mínima intensidad nominal de los fusibles HH (véase la tabla 1.5/6). La mínima intensidad nominal está dimensionada según las intensidades Rush al conectarse los transformadores y adopta un valor entre 1,5 y 2 veces la intensidad nominal del transformador.

Dimensionamiento de los fusibles HH

Para fijar la máxima intensidad nominal debe tenerse en cuenta que, en caso de cortocircuitos en el lado secundario de un transformador o en la zona de las barras colectoras de la instalación, debe sobrepasarse la mínima intensidad de ruptura del fusible $I_{a\min}$. Por regla general resulta para $I_{a\min}$ un valor 4 a 5 veces la intensidad nominal del transformador. Entre los límites mencionados puede elegirse el cartucho fusible según la selectividad deseada.

Mínima intensidad de ruptura $I_{a\min}$

Los fusibles HH deben ofrecer, caso de fallar eventualmente el órgano de protección postconectado, un suficiente margen de reserva, pudiendo verse en la figura 1.4/34 el alcance necesario para tres ejemplos de conexión. El alcance de la protección de reserva es mayor cuanto menor sea la intensidad nominal del fusible.

Protección de reserva con cierto alcance

Distancias de seguridad de las características tiempo de fusión-intensidad de fusibles HH respecto a las características de otros aparatos de protección

Distancias de seguridad

La intensidad nominal de los cartuchos fusibles HH debe elegirse de tal forma que entre la intensidad máxima calculada de la corriente en caso de cortocircuito en la zona de las barras colectoras en el lado de baja tensión (referida al lado de alta tensión) y la intensidad mínima de ruptura $I_{a\min}$ (círculo en la característica tiempo de fusión-intensidad) exista una distancia de seguridad mínima equivalente al 25% de $I_{a\min}$ a I_k del transformador (véanse las figuras 1.4/35 a 1.4/38).

Posteriormente se dan otros detalles sobre distancias de seguridad, por ejemplo, en el caso de escalonamientos según las figuras 1.4/34 b y c.

Escalonamientos de fusibles HH y NH en la alimentación

Escalonamiento con fusibles NH

Ejemplo de un transformador con una potencia nominal de 400 kVA (figura 1.4/35):

Empleo solamente en caso de transformadores con potencias nominales de hasta 400 kVA, utilizando seccionadores bajo carga o seccionadores de motores con fusibles NH (máxima intensidad nominal de 630 A); a partir de 500 kVA se utilizarán interruptores de potencia con disparadores de sobreintensidad.

En la tabla 1.5/6 se establece la correspondencia entre fusibles y transformadores.

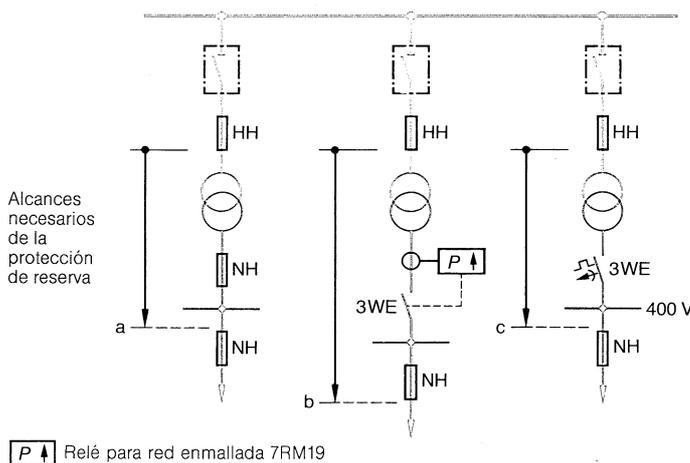
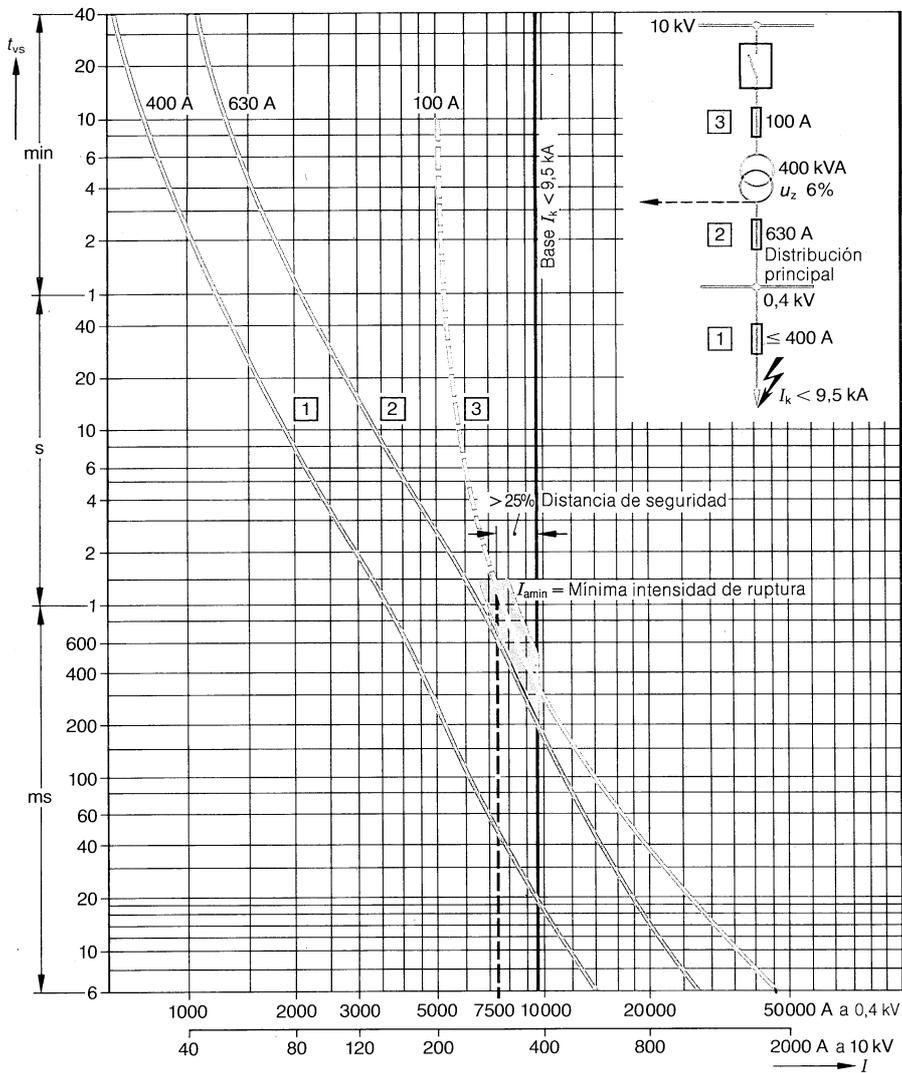


Figura 1.4/34
Alcances necesarios de la protección de reserva de fusibles HH al utilizarse distintos aparatos de protección en el lado de baja tensión

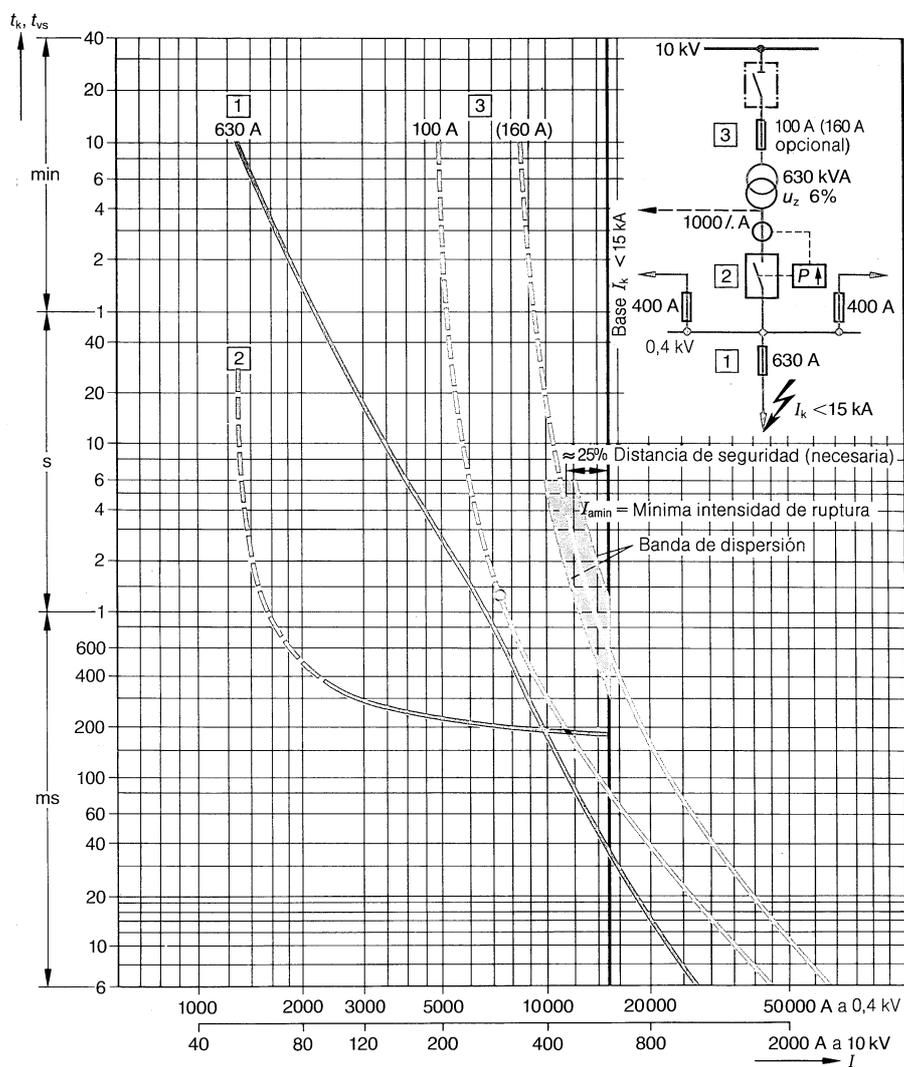
Una tangencia de las características 2 y 3 y un disparo eventual del fusible del seccionador bajo carga en el lado de alta tensión puede tolerarse, porque en caso de producirse un defecto en este área, queda afectada la barra colectora. Fusibles de mayores intensidades nominales (por ejemplo, 160 A como en la figura 1.4/36) no serían apropiados en este caso, porque la mínima intensidad de ruptura I_{amin} es de 12 kA, es decir, muy por encima de la intensidad I_k de la corriente de cortocircuito del transformador.



t_{vs} Tiempo virtual de fusión de los fusibles

Figura 1.4/35 Ejemplo de escalonamiento de fusibles HH y NH en la alimentación

1.4 Protección de redes



- t_k Tiempo de operación del relé para red enmallada [2]
- t_{vs} Tiempo virtual de fusión de los fusibles
- I_k Intensidad de la corriente de cortocircuito para un transformador en servicio individual
- [2] Característica de disparo del relé para red enmallada [P.1], ajustado a $1,2 I_{N \text{ Transformador}} = 1200$ A

Figura 1.4/36
Ejemplo de un escalonamiento de fusibles HH — relé para red enmallada en la alimentación — fusibles NH en la derivación con un transformador de 630 kVA

Escalonamiento de fusibles HH con interruptores para redes enmalladas y fusibles NH postconectados

Tratándose de redes radiales en sistemas interconectados, con varios transformadores y servicio paralelo de las redes, los interruptores de alimentación de baja tensión no se equipan con disparadores de sobreintensidad (az), sino con relés para redes enmalladas 7RM19, dispuestos por separado, que actúan únicamente en caso de inversión de potencia, a fin de simplificar las condiciones de selectividad. Condicionado por la supresión del órgano de escalonamiento “disparador az” debe prolongarse el alcance de la protección de reserva del fusible HH de acuerdo con la figura 1.4/34, caso b. Esto se consigue en el ejemplo de la figura 1.4/36 eligiendo el fusible HH con la menor intensidad nominal.

La aproximación de las características $I_{k\Sigma}$ y $I_{k\Sigma}$ no menoscaba la selectividad debido a que las uniones en anillo actúan, en caso de defecto, también como alimentaciones, de modo que la característica $I_{k\Sigma}$ se desplaza hacia la derecha al repartirse la intensidad total de la corriente de cortocircuito $I_{k\Sigma}$ en la derivación a las tres alimentaciones, mejorándose así las condiciones de selectividad. Se presentan circunstancias semejantes a las de las figuras 1.4/25 y 19.1/9 para fusibles NH en un nudo de la red.

La correspondencia de los fusibles HH se desarrolla igualmente en la tabla 1.5/6.

Elección de la intensidad nominal del fusible HH

Escalonamiento de fusibles HH con interruptores de potencia y fusibles NH e interruptores de potencia postconectados, en un ejemplo con un transformador de 630 kVA

Entre los aparatos de protección de las derivaciones y los de la alimentación, que constituyen una unidad funcional, debe establecerse una selectividad, siendo necesaria una distancia de seguridad de 100 ms, como mínimo, entre la característica de un fusible NH y la de un disparador “z” (figura 1.4/37a).

Con el cartucho fusible NH de 400 A, elegido en el ejemplo, se establece así selectividad (disparadores z mecánicos serían suficientes), cosa que no se conseguiría con cartuchos ≥ 500 A, ni siquiera para el máximo tiempo de retardo posible t_v de 500 ms.

En tales casos sólo se consigue selectividad disponiendo interruptores de potencia, por ejemplo, 3VT o 3WE, a continuación (véase la figura 1.4/37b) o mediante un transformador de potencia considerablemente más alta, cuyo interruptor de potencia permitiría un valor de ajuste más alto en el disparador “z”.

Dado que los aparatos de protección de la alimentación constituyen una unidad funcional, se tolera una limitación de la selectividad en el margen superior de las corrientes de cortocircuito en caso de defectos en el área de las barras colectoras, tal como se representa en la figura con un fusible HH de 100 A.

Si, por el contrario, se exige selectividad, por ejemplo, para diferentes prioridades de maniobra en ambos niveles de tensión o para evitar reacciones en el cuadro eléctrico de alta tensión al sustituir fusibles HH, entonces debe mantenerse sobre la línea base I_k una distancia de seguridad de aproximadamente 100 ms a la línea característica del disparador “z” para la limitación por la izquierda de la banda de dispersión de la característica tiempo de fusión-intensidad del fusible HH.

Según VDE 0670, parte 4, la anchura de la banda de dispersión de los cartuchos fusibles HH puede ser de $\pm 20\%$. Los cartuchos fusibles HH de Siemens tienen una anchura de banda de dispersión de $\pm 10\%$.

Premisas

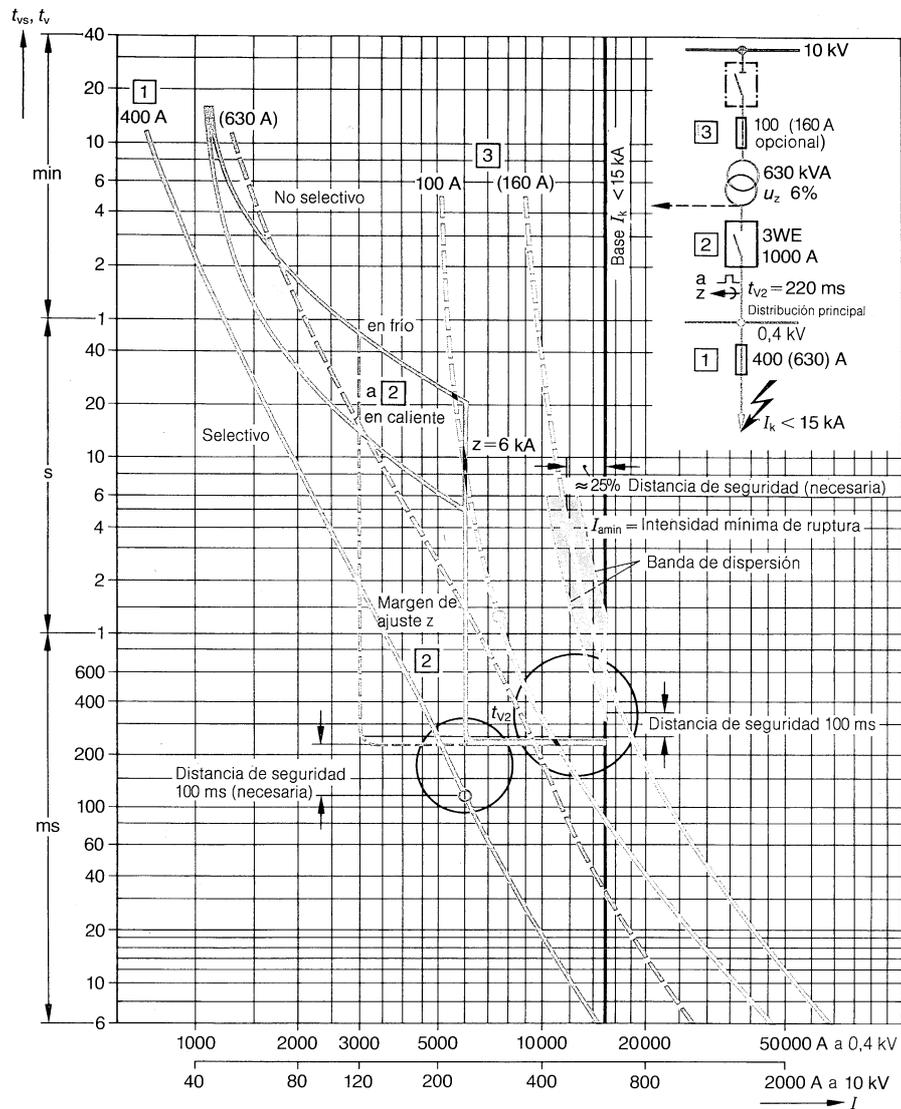
Entre fusibles NH y disparadores “z”

Entre fusibles HH y disparadores “z”

Distancia de seguridad fusible HH/ disparador “z”

Anchura de la banda de dispersión de fusibles HH

1.4 Protección de redes



a con fusibles NH en la derivación t_{vs} Tiempo virtual de fusión de los fusibles
 t_{v2} Tiempo de retardo de los disparadores "z" [2]

Figura 1.4/37

Ejemplo de escalonamiento de fusibles HH [3] con interruptor de potencia [2] y distintos aparatos de protección postconectados, en dos diagramas a y b con un estudio comparativo entre los fusibles NH [1] y el interruptor de potencia [1/1].

Resultado

El cartucho fusible NH mayor admisible es el de 400 A. Si fueran necesarios cartuchos de 500 ó 630 A, deben seleccionarse interruptores de potencia (véase la figura 1.4/34b). Si se seleccionan cartuchos fusibles HH de 100 A, entonces puede tolerarse la desconexión simultánea de los interruptores [2] y [3] en caso de defecto en las barras colectoras.

Protección mediante interruptores de potencia con protección independiente de tiempo contra sobreintensidades (UMZ), en el ejemplo de un transformador de 630 kVA

Escalonamiento con aparatos de protección en el lado de baja tensión

Premisas

Como en el ejemplo anterior (figura 1.4/37), los dos interruptores de alimentación de la figura 1.4/38 constituyen una unidad funcional y deben escalonarse selectivamente respecto a los aparatos de protección del lado de baja tensión.

Si se han dispuesto fusibles NH a continuación, entonces sólo se podrá conseguir selectividad hasta una intensidad nominal máxima determinada del fusible; en el ejemplo, con disparadores “z” mecánicos [2] (margen de ajuste de 3 a 6 kA) hasta ≤ 400 A [1]; en caso de disparadores z electrónicos hasta ≤ 425 A, debido al margen de ajuste ampliado hasta 8 kA.

En caso de dotar las derivaciones con diferentes aparatos, una distancia de seguridad de 100 ms, como mínimo, al mayor cartucho fusible NH [1] admisible, es determinante para el ajuste del disparador “z”. Tratándose de disparadores “z” mecánicos ajustados al máximo valor de 6 kA resulta para la menor distancia de seguridad admisible de 100 ms un tiempo de retardo t_{v2} de 220 ms. Con ello se da la situación de partida para todos los demás escalonamientos hacia arriba y hacia abajo en el diagrama.

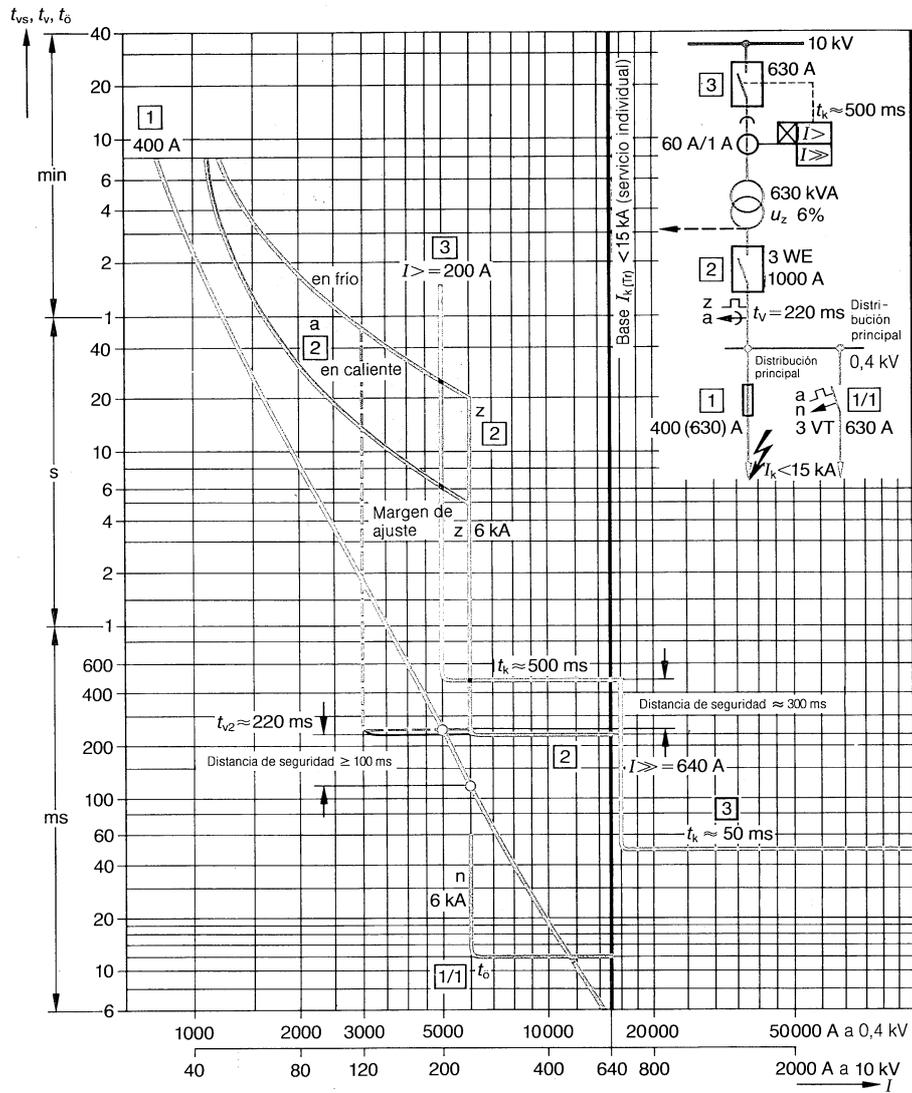
Debido a que con fusibles de mayores intensidades nominales (véase la figura 1.4/37) no se consigue selectividad, se seleccionan interruptores de potencia para escalonamiento de tiempo o, si fuera posible, de intensidad.

Suponiendo que el cálculo de las corrientes de cortocircuito vaya a permitir un escalonamiento selectivo de intensidades, se ha elegido un interruptor de protección de distribuciones 3VT72-630 A [17] con disparadores “an”.

Puede aceptarse la intersección de las características [2] y [3] en la zona central de cortocircuito, debido a que:

- ▷ La protección del transformador contra sobrecarga, que se produce prácticamente en un rango de 1 a 1,3 veces la intensidad nominal del transformador, está garantizada por el disparador a del interruptor de potencia de baja tensión [2] a;
- ▷ se establece una distancia de seguridad ≥ 150 ms entre el valor de respuesta del disparo “I>” de la protección UMZ y la característica del fusible NH [1], existiendo, por lo tanto, selectividad.

Cuanto mayor sea la potencia nominal del transformador y, acorde con ello, el margen de ajuste del disparador “z”, tanto más fácilmente podrá desplazarse la característica [3] “I>” hacia la izquierda de la característica [2] “z”, con lo que se consigue, adicionalmente, una determinada protección de reserva con respecto al disparador “a” del interruptor [2].



- t_{δ} Tiempo de apertura del interruptor [1/1]
- t_{v2} Tiempo de retardo del disparador "z" [2]
- t_{vs} Tiempo de fusión de los fusibles [1]
- t_k Tiempo de operación de la protección UMZ [3]

Para mayor claridad no se ha representado la característica a del interruptor [1/1]

Figura 1.4/38

Ejemplo de un escalonamiento de un interruptor de potencia con protección UMZ [3], un interruptor de potencia 3WE33, 1000 A, con disparadores "az" [2] y derivaciones post-conectadas, por ejemplo, fusible NH de 400 A [1] e interruptor de protección de la distribución 3VT72-630 A [1/1] en una derivación con transformador de 630 kVA

1.4 Protección de redes

Protección UMZ estática (electrónica)

Como protección de tiempo contra sobreintensidad (UMZ) se utilizan hoy en día casi exclusivamente aparatos electrónicos. Estos tienen mayores márgenes de ajuste, una mayor y más uniforme exactitud de tiempo y equipos integrados de indicación. La protección UMZ se emplea casi siempre en ejecución de caja 7SJ72 con los siguientes márgenes de ajuste:

Tabla 1.4/20
Márgenes de ajuste de la protección de tiempo contra sobreintensidades 7SJ72, estática e independiente

Márgenes de ajuste para sensores de intensidad $I>$, $I\gg$ y temporizadores

Intensidad del secundario del transformador	Sensor de intensidad $I>$ ¹⁾	Sensor de intensidad $I\gg$ ²⁾	Temporizador t para excitación $I>$
... /1 A	0,8 a 5,5 A	2 a 25,5 A	0,2 a 6,5 s en escalones de 0,1 s
... /5 A	4 a 27,5 A	10 a 127,5 A	

¹⁾ ajustable en escalones de $0,1 I_N$

²⁾ ajustable en escalones de $0,5 I_N$

I_N intensidad nominal de la protección (1 A ó 5 A)

Elección de transformadores de intensidad para la protección UMZ

Para seleccionar los transformadores de intensidad para las protecciones UMZ debe considerarse lo siguiente: (el ejemplo considerado a continuación se ha representado en la figura 1.4/38)

Dada la intensidad nominal en el lado de tensión superior de 36,4 A en el transformador de 630 kVA, la situación de la característica $\square I>$ para 200 A sobre la abscisa correspondiente a 10 kV y los grandes márgenes de ajuste, podrían elegirse transformadores de intensidad de 40 a 200 A. Para ello deberán considerarse los mayores costes de inversión que implican los transformadores para menores intensidades nominales en el primario. Si, por ejemplo, se elige un transformador de intensidad de 60 A/1 A, deben ajustarse los sensores de intensidad como sigue:

Ajuste de los sensores de intensidad $I>$, $I\gg$ y temporizador t

Sensor de intensidad $I>$: Temporizador t para excitación $I>$:

$$\text{Ajustar a } \frac{200 \text{ A}}{60 \text{ A/1 A}} = 3,3 \text{ A} \quad 0,5 \text{ s}$$

Sensor de intensidad $I\gg$:

El sensor de intensidad $I\gg$ sólo debe actuar en casos de defectos en el lado de tensión superior (lo más rápidamente posible).

La intensidad de respuesta es aproximadamente $I_{kT} \cdot 1,05$ a $1,20$ (distancia de seguridad respecto a I_{kT})

$$I_{kT} = \frac{I_{NT} \cdot 100}{u_z} = \frac{36,4 \cdot 100}{6} = 606,6 \text{ A}$$

$$I_{kT} \cdot 1,055 = 640 \text{ A}$$

$$\text{Ajustar a } \frac{640 \text{ A}}{60 \text{ A/1 A}} \approx 10,7 \text{ A} (\cong 17,6 \cdot I_{NT})$$

1.4.5.3 Protección de líneas en redes radiales

Para proteger redes sencillas con acometida unilateral, así como igualmente derivaciones con transformador, se emplean protecciones *independientes* de tiempo contra sobrecorrientes (protección UMZ).

Sin embargo, sólo es necesaria la protección UMZ ($I >$) de una sola etapa, escalonada hacia el punto de alimentación con tiempos de operación crecientes t_k según la figura 1.4/39. Como tiempo de escalonamiento bastan, en protecciones electrónicas, 0,3 s. Debido a que los escalonamientos de este tipo podrían dar lugar a largos tiempos de disparo total t_b , en caso de producirse un defecto próximo, por ejemplo, entre las estaciones A y B, por regla general no se conectan en estas líneas más de dos estaciones en serie, tal como se muestra en el ejemplo de la figura 1.4/40.

Escalonamientos de tiempo con protección de tiempo contra sobrecorrientes (UMZ)

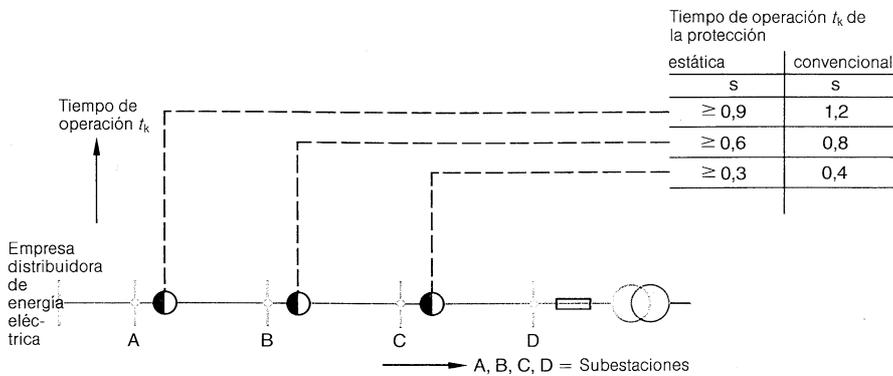


Figura 1.4/39 Escalonamiento de tiempo con protección independiente de tiempo contra sobrecorrientes de una sola etapa ($I >$) ● (UMZ)¹⁾

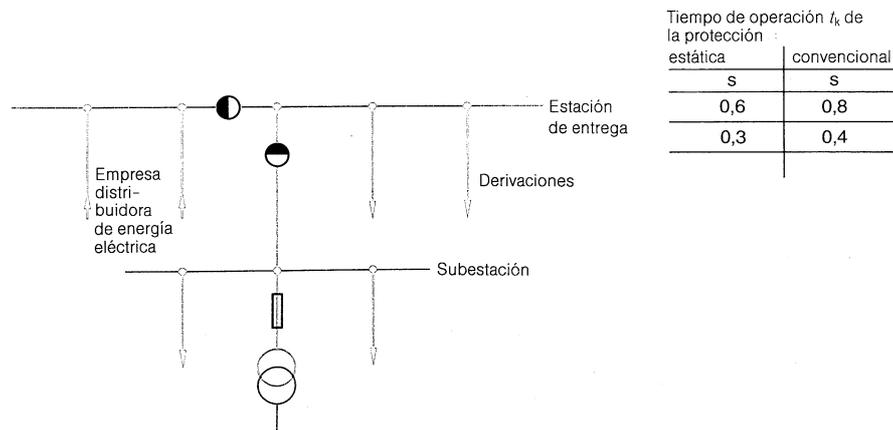


Figura 1.4/40 Ejemplo de aplicación de protecciones independientes de tiempo contra sobrecorrientes de una sola etapa ($I >$) ● (UMZ)¹⁾

¹⁾ Si las derivaciones con transformador van equipadas con protección UMZ (de dos etapas), entonces se incrementan los tiempos de operación t_k mencionados previamente en 0,1 s

Si se protegen derivaciones con transformadores en las subestaciones, como se muestra en la figura 1.4/40, con fusibles HH, entonces puede ajustarse la protección estática UMZ en la derivación de las estaciones de entrega a 0,3 s y la que se dispone en la estación de entrega a 0,6 s.

Si, por el contrario, las derivaciones con transformadores se dotan con protección UMZ, entonces los tiempos de disparo mencionados anteriormente deben ajustarse a valores 0,1 s más altos, lo que está condicionado por el tiempo de desconexión del interruptor de potencia (60 a 75 ms según el tipo de interruptor) en el lado de tensión inferior del transformador.

En la figura 1.4./41 puede verse cómo pueden conseguirse tiempos más cortos de desconexión en caso de defectos en la estación de entrega.

Protección rápida de barras colectoras con protección independiente (UMZ) mediante enclavamiento

Aplicación

En cuadros eléctricos con una sola alimentación o alimentaciones paralelas, en los que no sea posible la inversión de potencia, puede complementarse la protección electrónica (UMZ) de una etapa ($I >$) en el punto de entrega, según se muestra en la figura 1.4/41 y sin grandes costes adicionales, para así constituir una protección rápida de las barras colectoras.

El complemento consiste en un temporizador adicional t_0 , ajustado a 100 ms aproximadamente, y en la línea de enclavamiento, sobre la que actúan los sensores de intensidad $I >$ de la protección UMZ en las derivaciones.

Este principio de conexión se utiliza preferentemente cuando se establecen tiempos cortos de consigna para la protección UMZ en la estación de entrega.

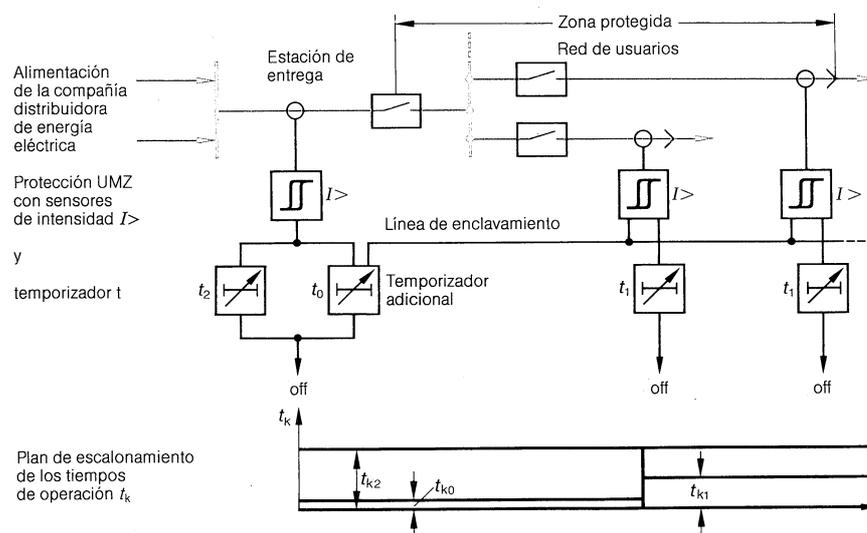


Figura 1.4/41
Esquema de principio de la protección de las barras colectoras mediante una protección UMZ con enclavamiento

En caso de escalonamiento normal del tiempo resultan largos tiempos de operación t_{k2} para los cortocircuitos en las barras colectoras según figura 1.4/41.

Modo de operación

Bajo la condición de que en el caso de un defecto en las barras colectoras no se produzca inversión de potencia o, a causa de pequeños motores sólo se produzca ésta durante un tiempo no significativo, puede dispararse el interruptor de entrega con el tiempo más corto t_{k0} .

En el caso de defectos en la red de usuarios se bloquea el temporizador t_o a través de la línea de enclavamiento del sensor de intensidad $I >$ en las derivaciones, que hubiera actuado.

Si falla eventualmente un interruptor de potencia en las derivaciones, cuya protección dispara en un tiempo t_{k1} , actuaría la protección UMZ en la estación de entrega como reserva, con el tiempo normal de operación t_{k2} .

1.4.5.4 Protección de líneas de alimentación (cables paralelos)

En los tramos largos de líneas con varias acometidas y en las redes enmalladas (principalmente en redes de las compañías distribuidoras de energía eléctrica) se utiliza la protección a distancia. Su funcionamiento se basa en el principio de medición de la resistencia en el bucle de cortocircuito.

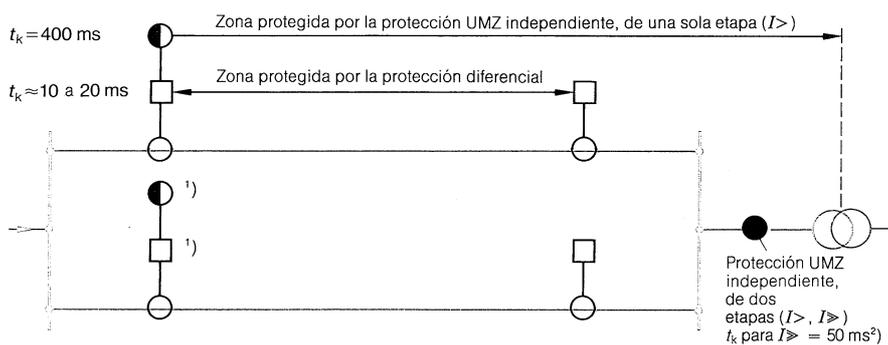
Protección diferencial de la línea

En tramos cortos de líneas (principalmente en instalaciones) se utilizan, sin embargo, preferentemente una protección diferencial de la línea y una protección UMZ independiente, de una etapa, si entre las estaciones se dispone de un tendido de cables de control y auxiliares.

Aplicación en cables de control existentes

La protección diferencial asume la protección del tramo de línea entre las estaciones; la protección UMZ independiente, de una etapa ($I >$), la protección contra defectos que se produzcan fuera de este área (figura 1.4/42).

Areas protegidas



t_k Tiempos de operación (para protección estática)

- 1) Zonas protegidas como anteriormente
- 2) Retardo necesario para puentear de la intensidad Rush

Figura 1.4/42 Protección diferencial □ en líneas de alimentación (cables paralelos)

1.4 Protección de redes

La protección diferencial de líneas actúa según el principio de la comparación de intensidades con tiempos de operación extraordinariamente cortos (aproximadamente de 10 ms a 20 ms). La intensidad se mide en los extremos de la zona protegida.

Intensidades de respuesta

En servicio de emergencia de la red con potencias nominales de los generadores relativamente pequeñas debe tenerse en cuenta que se alcancen las intensidades de respuesta elegidas para los aparatos de protección.

Existen aparatos de protección con intensidad de respuesta fija de $2 I_N$ y otros con un margen ajustable de 1 a $2,5 I_N$.

Vigilancia de hilos de protección

Los aparatos de vigilancia de hilos de protección, con indicación automática, que garantizan un funcionamiento seguro y continuo de los hilos de los cables de control y auxiliares, complementan la protección diferencial de líneas en distintas ejecuciones convencionales y estáticas (electrónicas).

Protección del cuadro eléctrico según el método de los interruptores de presión

Para proteger los cuadros eléctricos de los efectos de los arcos pueden incorporarse interruptores de presión en los cuadros blindados, que reaccionan en caso de incrementarse la presión y disparan los interruptores de potencia preconectados en la instalación (véase el capítulo 1.7). Combinados con la protección diferencial de líneas, de la que se ha hablado antes, se consigue así una protección completa para la totalidad de la red con tiempos de disparo totales $t_g < 100$ ms.

Combinación de protección independiente de tiempo contra sobreintensidades y protección direccional contra sobreintensidades

Protección de tiempo contra sobreintensidades de una sola etapa

Si no existen cables de control entre las estaciones, se utiliza una protección \ominus independiente de tiempo contra sobreintensidades, de una sola etapa ($I >$) al principio de la línea y una protección direccional contra sobreintensidades $\Delta \uparrow$ al final de ésta.

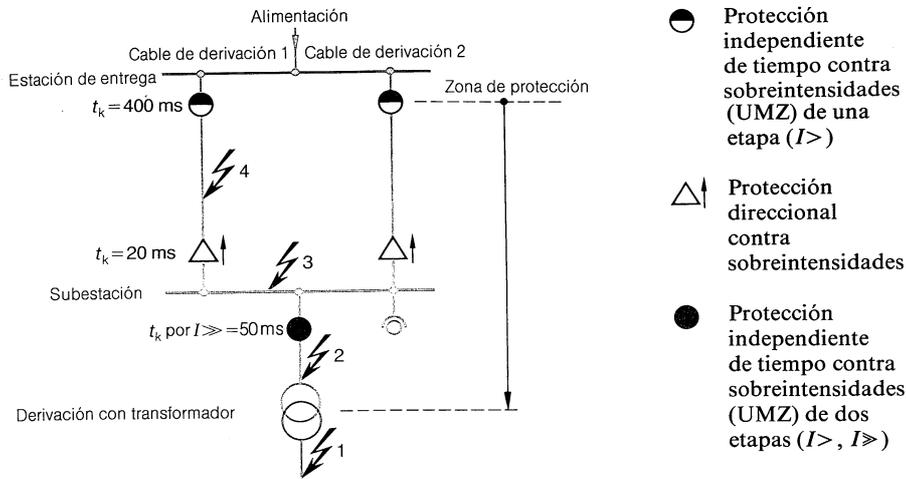
Protección direccional contra sobreintensidades

Esta protección dispone de un elemento direccional, que, una vez excitada la protección, sólo permite el disparo, si la sobreintensidad circula en el sentido marcado por las flechas en la figura 1.4/43 (sentido de la potencia circulando hacia el punto de defecto).

Para la conexión de la protección direccional contra sobreintensidades se requieren en la subestación transformadores de tensión.

En la derivación con transformador se utiliza una protección UMZ de dos etapas.

De la tabla 1.4/21 se desprenden los modos de operación de los aparatos de protección en los casos de defecto según la figura 1.4/43.



t_k Tiempos de operación (para protección estática)

Figura 1.4/43
Protección de líneas de alimentación mediante protecciones independientes UMZ ● de una sola etapa ($I >$) y protecciones direccionales contra sobreintensidades $\Delta \uparrow$

Tabla 1.4/21 Funcionamiento en caso de defecto

Defectos según la figura 1.4/43	Protección ● UMZ de una etapa ($I >$) en la		Protección direccional contra sobreintensidades $\Delta \uparrow$ en la		Protección ● UMZ de dos etapas ($I >$, $I \gg$) en la derivación con transformador	
	derivación 1	derivación 2	derivación 1	derivación 2	Etapa $I >$	Etapa $I \gg$
1	Sólo actúa como protección de reserva respecto a la etapa $I \gg$ de la protección ● UMZ en la derivación con transformador		Sólo excita, no dispara		Disparo tras un tiempo de operación t_k (según se requiera)	No dispara, puesto que el ajuste $I \gg > I_{k-Trafo}$
2					Actúa como reserva de la etapa $I \gg$	Disparo después de 50 ms
3	Disparo después de				—	—
4	400 ms	Excitación, sin disparo	Disparo después de 20 ms			

1.4.5.5 Protección de líneas en anillo

Protección bajo condiciones limitadas de seguridad del abastecimiento

Si no se imponen grandes exigencias a la seguridad de abastecimiento se prevén interruptores de potencia con protección únicamente en los puntos de alimentación de una línea en anillo, mientras que en la línea en anillo en las subestaciones se disponen seccionadores bajo carga (figura 1.4/44).

Servicio abierto de la línea en anillo

En muchas ocasiones se opera la línea en anillo en régimen abierto, por ejemplo, en la subestación B4, para limitar una posible perturbación a una sola mitad del anillo.

Sólo después de aislar la parte perturbada puede establecerse de nuevo el servicio.

La protección en A1 y A2 es, al mismo tiempo, una protección de reserva por si falla un interruptor o una protección en las derivaciones con transformador de las subestaciones (B1 a B6).

Protección bajo elevadas condiciones de seguridad del abastecimiento Servicio de la línea en anillo en régimen cerrado

Si, por motivos de servicio, no es admisible que falle ninguna subestación al producirse algún defecto en la línea en anillo, hay que equipar las subestaciones del bucle con interruptores de potencia, transformadores de intensidad y dispositivos de protección apropiados, y la línea en anillo tiene que permanecer cerrada. Si la estación de entrega dispone de un acoplamiento longitudinal, entonces deberá operar éste igualmente en posición cerrada.

Para proteger líneas en anillo con tramos preponderantemente cortos, es especialmente adecuada la protección diferencial. Si se utiliza ésta en conexión normal, hay que prever en los dos lados de cada tramo interruptores de potencia y transformadores de intensidad.

Protección diferencial de líneas en conexión normal

La figura 1.4/45 muestra de manera simplificada una línea en anillo dividida en tramos, con la alimentación en los puntos A (estación de entrega). B, C y D son subestaciones.

Al producirse un defecto en el tramo comprendido entre dos subestaciones, se desconecta únicamente dicho tramo de la línea en anillo, sin retardo y de forma selectiva, a través de la protección diferencial de la línea que actúa sobre el interruptor de potencia.

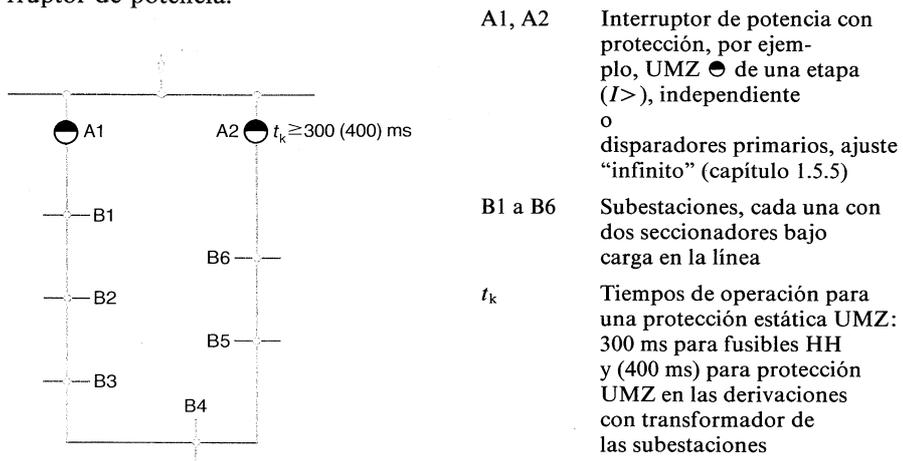
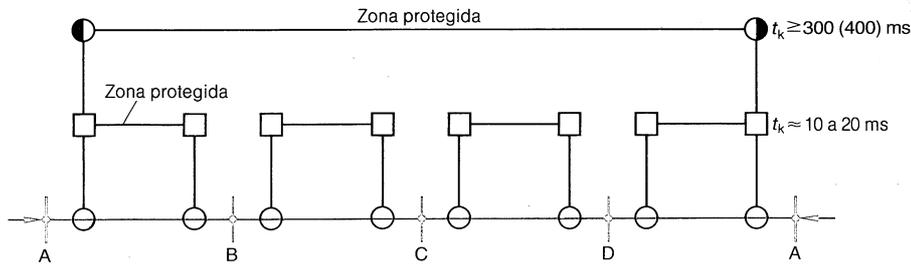


Figura 1.4/44 Protección de una línea en anillo bajo condiciones limitadas de seguridad del abastecimiento



- Protección independiente de tiempo contra sobrecorrientes, de una etapa ($I >$) (protección de reserva)
- A Estación de entrega
- B, C, D subestaciones
- Transformadores de intensidad e interruptores de potencia
- t_k Tiempos de operación para protección estática

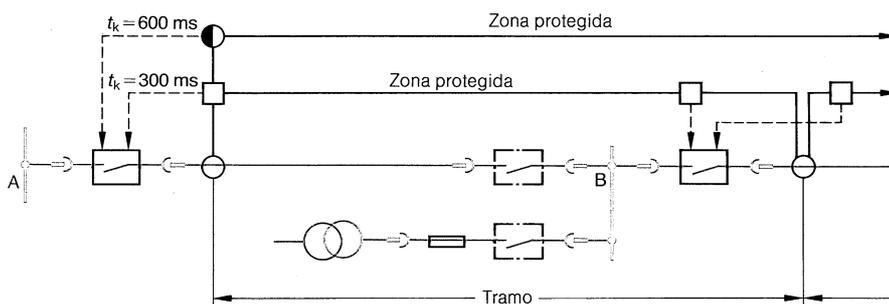
Figura 1.4/45
 Protección de una línea en anillo bajo elevadas condiciones de seguridad del abastecimiento mediante protección diferencial de la línea □ en conexión normal

Las subestaciones quedan bajo la protección independiente de tiempo contra sobrecorrientes, de una etapa ($I >$), dispuesta en los puntos de alimentación, que sirve al mismo tiempo de reserva para la protección diferencial de la línea.

Si se admite el fallo de una subestación junto con el correspondiente tramo defectuoso, al producirse un defecto en la línea en anillo, se emplea la protección diferencial en conexión extendida.

Protección diferencial de líneas en conexión extendida

En este caso se establece una correlación directa entre cada subestación y cada tramo de la línea. Como se indica en la figura 1.4/46, en cada tramo se dispone



- Protección independiente de tiempo contra sobrecorrientes, de una etapa ($I >$) (protección de reserva)
- A Estación de entrega, B subestación
- t_k Tiempos de operación para protección estática

Figura 1.4/46
 Protección de un tramo mediante protección diferencial de líneas □ en conexión extendida

1.4 Protección de redes

sólo un interruptor de potencia y un grupo de transformadores de intensidad. El segundo interruptor de potencia se sustituye por un seccionador bajo carga. De esta forma se reducen los costes correspondientes a los aparatos de maniobra y a los transformadores de intensidad.

Ajuste de la protección diferencial de líneas en conexión extendida

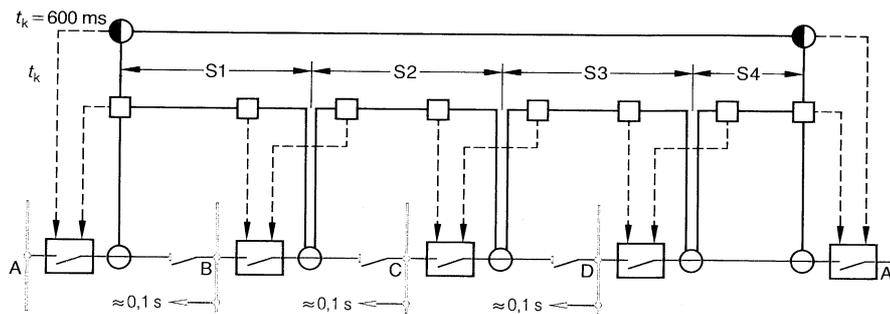
Según la disposición mostrada en la figura 1.4/46, la corriente del transformador se toma dentro de la zona protegida y constituye una corriente de defecto para la protección diferencial. En este tipo de conexión hay que considerar el número y las magnitudes nominales de los transformadores, puesto que al reconectar un tramo de la línea, la suma de todos los impulsos de la corriente de cierre (corrientes Rush) puede ser tan grande que represente una corriente de defecto suficiente como para que reaccione la protección diferencial. Por este motivo hay que elegir el ajuste de esta última con la consiguiente insensibilidad ($2 \cdot I_{N(\text{transformador})}$). — Esto debe tenerse en cuenta en el diseño de la instalación central de abastecimiento de energía eléctrica.

La ventaja que implica la reducción de la inversión en aparatos de maniobra y transformadores de intensidad en varias subestaciones va unida al inconveniente de la necesidad de un disparo retardado de la protección diferencial de la línea, para garantizar la selectividad entre la protección de la derivación con transformador y la de los tramos de la línea. Caso de disponer interruptores de potencia con protección en las derivaciones con transformador, se incrementan los tiempos de operación t_k mencionados en la figura en 400 ó 700 ms.

Protección de los cuadros eléctricos

Si se protegen los cuadros eléctricos según el método de los interruptores de presión, entonces en caso de defecto se disparan únicamente los interruptores de potencia del tramo afectado a través de un circuito de activación. El tiempo de operación t_k puede reducirse así de 300 ms a < 100 ms.

Equipo de aparatos en caso de preverse una protección diferencial en conexión extendida (circuito economizador)



A Estación de entrega; B, C, D subestaciones
 S1 a S3 Zonas protegidas para protección en conexión extendida, $t_k = 300$ ms
 S4 Zona protegida para protección en conexión normal, $t_k \approx 10$ a 20 ms
 t_k Tiempo de operación de la protección estática

Figura 1.4/47
 Equipos de aparatos en caso de preverse una protección diferencial en conexión extendida en una línea en anillo (circuito economizador)

1.5 Aparatos de alta tensión

1.5.1 Elección de los aparatos

Los aparatos se eligen de tal forma que soporten las solicitaciones a que quedan sometidos en el lugar de montaje, según su finalidad.

Selección según magnitudes eléctricas características

Al seleccionar los aparatos de maniobra hay que tener en cuenta las magnitudes características eléctricas señaladas con una cruz (tabla 1.5/1).

Tabla 1.5/1 Selección según magnitudes eléctricas características

	Capacidad de aislamiento	Tensión nominal	Intensidad nominal (intensidad nominal de servicio)	Impulso nominal de corriente	Capacidad de ruptura Intensidad nominal de ruptura	Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito	Intensidad nominal de cierre (intensidad nominal de cierre en cortocircuito)
Interruptor de potencia	×	×	×			×	×
Seccionador bajo carga	×	×	×		×		×
Contactador al vacío	×	×	×	×	×		
Seccionador	×		×	×			
Interruptor de puesta a tierra	×			×			
Interruptor de puesta a tierra con poder de cierre	×	×					×
Base para fusibles	×		×	×			
Cartucho fusible		×	×			×	

1.5 Aparatos de alta tensión

Selección según cometidos

Además de los datos nominales deben fijarse para la selección de los aparatos de maniobra también las funciones a desempeñar por ellos durante el servicio, para garantizar que se utilice en cada caso el aparato óptimo. La tabla 1.5/2 proporciona un cuadro general de las funciones más importantes en operación normal y en caso de perturbaciones, y los aparatos de maniobra que deben aplicarse en cada caso.

Tabla 1.5/2 Selección según cometidos

Servicio	Maniobra	Número de orden	Casos de maniobra	Problema principal	Aparato de maniobra (se indica con una cruz el empleo más apropiado)						
					Interrup-tor de potencia	Sec-cionador bajo carga	Con-tactor	Sec-cionador	Interrup-tor de puesta a tierra	Interrup-tor de puesta a tierra con poder de cierre	Fusi-ble
Normal	Desconexión en circuitos inductivos	1	Transformadores en vacío (puesta a tierra del neutro)	Sobretensiones por ruptura de pequeñas intensidades	×	×	×	—	—	—	—
		2	Transformadores en carga	—	×	×	×	—	—	—	—
		3	Transformadores sobrecargados	—	×	×	×	—	—	—	—
		4	Transformadores en Rush	Desconexión de hasta $10 \cdot I_N$ para $\cos \varphi = 0,15$ y sobretensiones por ruptura de corriente	×	—	×	—	—	—	—
		5	Motores en servicio	—	×	×	×	—	—	—	—
		6	Motores en arranque	Desconectar $6 \cdot I_N$ para $\cos \varphi = 0,2$ o alta tensión de restablecimiento por tensión residual en el motor	×	×	×	—	—	—	—
	Conexión y desconexión de circuitos capacitivos	7	Desconectar baterías de condensadores	Alta tensión transitoria de restablecimiento	×	×	×	—	—	—	—
		8	Cables en vacío	Alta tensión transitoria de restablecimiento	×	×	—	—	—	—	—
		9	Líneas aéreas en vacío	Alta tensión transitoria de restablecimiento	×	×	—	—	—	—	—
		10	Instalaciones de control omnidireccional	Alta tensión transitoria de restablecimiento	×	—	—	—	—	—	—
		11	Conexión y desconexión en paralelo de baterías de condensadores	Alto valor y elevada pendiente de la corriente de cierre	×	—	—	—	—	—	—

1.5 Aparatos de alta tensión

Tabla 1.5/2 (continuación)

Servicio	Maniobra	Número de orden	Casos de maniobra	Problema principal	Aparato de maniobra (se indica con una cruz el empleo más apropiado)						
					Interrup-tor de po-tencia	Sec-ciona-dor bajo carga	Con-tactor	Sec-ciona-dor	Inte-rrup-tor de pues-ta a tie-rra	Interrup-tor de puesta a tierra con poder de cierre	Fusi-ble
Nor-mal	Otros casos de servicio	12	Apertura de conexiones en anillo	—	×	×	—	—	—	—	—
		13	Conmutación entre barras colectoras en carga variable	—	—	×	—	×	—	—	—
		14	Poner a tierra y en cortocircuito	—	×	—	—	—	×	×	—
Pertur-bado	Conectar en corto-circuito	15	Conectar	Impulso de corriente de corto-circuito durante el cierre	×	×	—	—	—	—	—
	Desconectar en corto-circuito	16	Cortocircuito en bornes	Corriente plena de cortocircuito Dos rupturas, un cierre, en aprox 300 ms Desconectar con elevada pendiente inicial de la tensión transitoria de restablecimiento	×	—	—	—	—	—	×
		17	Interrupción breve		×	—	—	—	—	—	—
		18	Cortocircuito detrás de la bobina de reactancia		×	—	—	—	—	—	—
		19	Cortocircuito detrás del transformador		×	—	—	—	—	—	×
20	Motores bloqueados	Desconectar $6 \cdot I_N$ para $\cos \varphi = 0,2$	×	×	×	—	—	—	×		
Otros casos de pertur-bación		21	Desconexión de protección (seccionamiento bajo carga)	—	—	×	—	—	—	—	—
		22	Conectar y desconectar bajo contacto a tierra	Alta tensión transitoria de restablecimiento	×	×	—	—	—	—	—
		23	Transformador con contacto entre espiras	Desconectar con elevada pendiente inicial de la tensión transitoria de restablecimiento.	×	—	—	—	—	—	×
		24	Poner en corto-circuito bajo tensión	Para fusibles, intensidades entre I_N e I_{amin} Impulso de corriente de corto-circuito durante el cierre	×	×	—	—	—	×	—

1.5.2 Seccionadores, interruptores de puesta a tierra e interruptores de puesta a tierra con poder de cierre

Seccionadores	Establecen un tramo de aislamiento cuando están abiertos. Se utilizan para independizar instalaciones o partes de ellas (véase VDE 0670 parte 2).
Maniobra sin corriente	Los seccionadores son apropiados para maniobrar casi sin corriente. Bajo este concepto se entiende, por ejemplo, la conexión y desconexión de las corrientes de carga de barras colectoras, cables muy cortos o corrientes de los transformadores de tensión.
Maniobra de corrientes	Las corrientes eléctricas se pueden maniobrar si no se establece una diferencia considerable de tensiones, por ejemplo, al conmutar entre barras colectoras de distinta carga, conectadas en paralelo.
Interruptores de puesta a tierra Puesta en cortocircuito de medios de servicio	Los interruptores de puesta a tierra sirven para poner a tierra y en cortocircuito medios de servicio y partes de la instalación que estén aislados. Los interruptores de puesta a tierra se combinan generalmente con seccionadores para formar una unidad. Entre los seccionadores y los interruptores de puesta a tierra se dispone frecuentemente un enclavamiento alternativo, que, sin embargo, no exime de la obligación de comprobar la ausencia de tensión antes de efectuar la puesta a tierra.
Enclavamiento con seccionadores	
Interruptores de puesta a tierra con capacidad de cierre	Los interruptores de puesta a tierra con poder de cierre son apropiados también para poner a tierra y en cortocircuito habiendo tensión aplicada.
Normas	Tanto los seccionadores y los interruptores de puesta a tierra, como los interruptores de puesta a tierra con poder de cierre, de Siemens, satisfacen los requisitos de las determinaciones VDE 0670 parte 2 y VDE 0111, así como la publicación CEI 129.

Tabla 1.5/3
Resistencia frente a los cortocircuitos de los seccionadores, interruptores de puesta a tierra e interruptores de puesta a tierra con poder de cierre de Siemens

Resistencia a los cortocircuitos

Intensidad nominal I_N A	Resistencia a los cortocircuitos en estado de conexión	
	Impulso de la corriente de cortocircuito $I_s^{1)}$ (valor de pico) kA	Intensidad nominal de breve duración I_{th} (valor eficaz) para un tiempo de carga $t = 1 \text{ s}^2)$ kA
400	40	16
630	50 ³⁾ 80 ³⁾	20 ³⁾ 31,5 ³⁾
1250	80 ³⁾ 125 ³⁾ 160 ³⁾	31,5 ³⁾ 50 ³⁾ 63 ³⁾

¹⁾ Para los interruptores de puesta a tierra con poder de cierre, estos valores valen también para la capacidad de cierre.

²⁾ Para calcular las intensidades admisibles de breve duración para otros tiempos de carga t comprendidos entre 1 y 4 s hay que multiplicar los valores I_{th} indicados en la tabla por $1/\sqrt{t}$.

³⁾ Puede suministrarse opcionalmente.

Selección

Los interruptores han de estar en condiciones de conducir no solamente la corriente de intensidad nominal, sino también las corrientes de cortocircuito que puedan establecerse en el lugar de montaje (véase el capítulo 1.3).

Los interruptores de puesta a tierra con poder de cierre son, además, apropiados para la conexión y desconexión de corrientes de cortocircuito. La tabla 1.5/3 presenta un extracto de la resistencia contra cortocircuitos de los seccionadores, interruptores de puesta a tierra e interruptores de puesta a tierra con poder de cierre de Siemens.

Accionamientos

Los seccionadores, interruptores de puesta a tierra e interruptores de puesta a tierra con poder de cierre se ejecutan, a elección, con los accionamientos que se citan en la tabla 1.5/4.

Cuando los seccionadores están provistos de accionamientos motorizados o neumáticos, el interruptor de puesta a tierra incorporado se acciona casi siempre manualmente. Los seccionadores e interruptores de puesta a tierra pueden suministrarse también provistos de un dispositivo de enclavamiento recíproco.

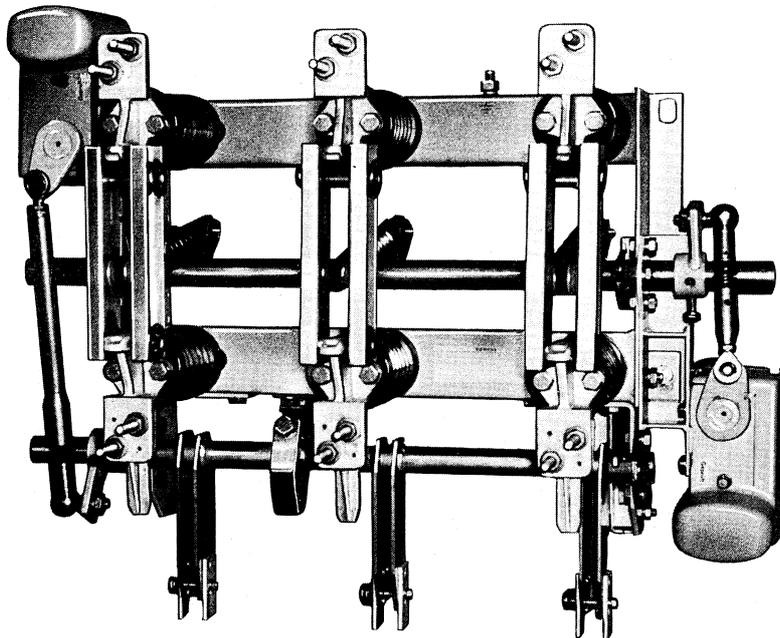


Figura 1.5/1

Seccionador con interruptore de puesta a tierra incorporados, accionado por motor; tensiones nominales y aislamiento 12 kV lista 2 según VDE 0670 parte 2; intensidad nominal 1250 A, intensidad nominal de choque 80 kA

1.5 Aparatos de alta tensión

Tabla 1.5/4 Accionamientos

Tipo de accionamiento	Ejecución	Aplicación
Accionamiento manual	Con palanca para: Accionamiento con estribo Accionamiento con palanca insertable Accionamiento con barra de maniobra	En instalaciones pequeñas
	Con un extremo libre del eje para el accionamiento en el cuadro (véase el capítulo 1.5.7)	También en grandes instalaciones, por ejemplo, con barras colectoras dobles
Accionamiento por motor	Con motor universal para corriente continua de 60, 110 ó 220 V, o alterna de 220 V, 50 Hz	En instalaciones grandes, por ejemplo, con barras colectoras dobles
Accionamiento neumático	Con émbolo doble, para una presión de servicio de 5000 hPa	

1.5.3 Cartuchos fusibles de alta tensión y alta capacidad (HH)

Protección de aparatos e instalaciones contra cortocircuitos

Los fusibles HH protegen los aparatos y las partes de la instalación contra los efectos dinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito. Se aplican, por ejemplo, delante de transformadores, cables de derivación y condensadores.

Un fusible HH está compuesto por la base — a veces provista de un indicador de estado — y el cartucho. Los fusibles HH también pueden montarse en seccionadores bajo carga.

Determinaciones y normas

Para los fusibles HH (bases y cartuchos) rige la determinación VDE 0670 parte 4. Los fusibles HH de Siemens satisfacen, además, las recomendaciones CEI, publicación 282.

Base del fusible

Las bases de los fusibles se suministran en ejecución unipolar y tripolar. Las bases tripolares están compuestas por tres bases unipolares montadas sobre un bastidor común.

En la figura 1.5/2 se muestra la constitución de una base unipolar con cartucho fusible e indicador de estado adosado.

Indicador de estado

El indicador de estado está dispuesto sobre la base del fusible y señala mecánica y/o eléctricamente a través de interruptores auxiliares, la reacción del cartucho fusible.

Cartucho fusible

Al actuar un fusible HH sale un vástago percutor de la cara frontal designada del cartucho, con el que puede accionarse mecánicamente el indicador de estado o el dispositivo de disparo de un seccionador bajo carga.

Si se emplean cartuchos fusibles HH de intensidad nominal adecuada, las grandes corrientes de cortocircuito no llegan a alcanzar el valor de pico, sino que su intensidad queda limitada eficazmente en la parte creciente de su primera semionda, evitándose así los efectos perjudiciales de la corriente de cortocircuito sobre las partes de la instalación. De esta forma es posible montar aparatos de maniobra de baja capacidad de ruptura en redes con alta potencia de cortocircuito, si se preconectan fusibles HH.

Limitación de la corriente

Mediante las características de limitación de la corriente se puede comprobar si las partes de la instalación y los aparatos de maniobra postconectados quedan suficientemente protegidos. Con ayuda de dichas líneas características se calculan las corrientes máximas de paso I_D en función de la intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna I_k'' y la intensidad nominal del fusible I_N . La intensidad de la corriente de paso viene dada por el máximo valor instantáneo de la corriente limitada.

Características de limitación de la corriente

Ejemplo (marcado en rojo en la figura 1.5/3):

Se han montado cartuchos de $I_N = 40$ A;

intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna $I_k'' = 40$ kA;

intensidad de paso $I_D = 7,3$ kA.

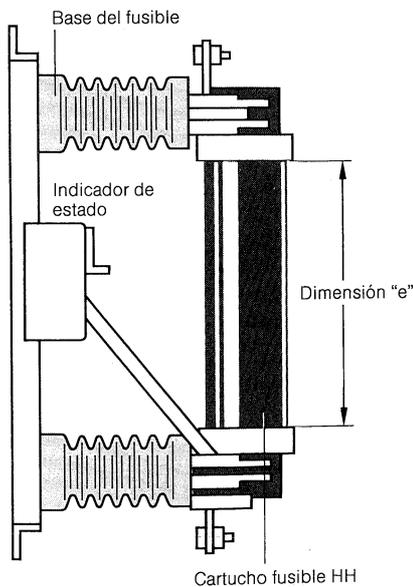


Figura 1.5/2 Croquis de una base con un cartucho fusible HH

1.5 Aparatos de alta tensión

Características del tiempo de fusión

Las características del tiempo de fusión son necesarias para seleccionar los cartuchos fusibles HH que se han de colocar delante de transformadores, por ejemplo, al hacer un escalonamiento con interruptores de protección de baja tensión o cartuchos fusibles NH (véase el capítulo 1.4.5), así como al seleccionar fusibles HH para motores de alta tensión.

Las características tiempo de fusión-intensidad muestran la dependencia existente entre el tiempo de fusión t_s y la intensidad permanente de cortocircuito I_k en el punto de montaje. Rigen para cartuchos fusibles HH con tensiones nominales de hasta 36 kV.

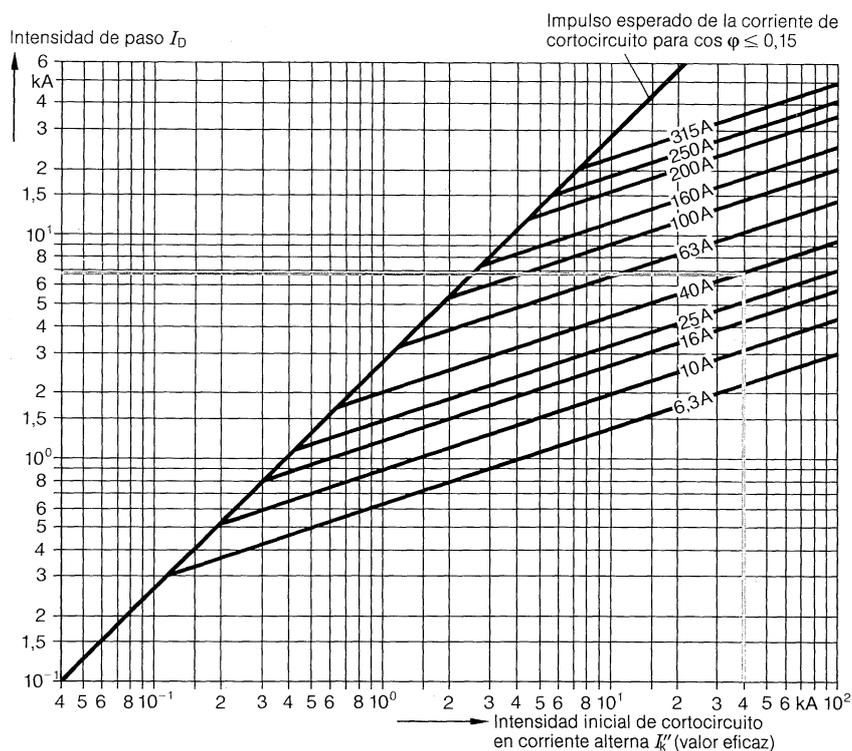


Figura 1.5/3
Características de limitación de la corriente de los cartuchos fusibles HH de Siemens para todas las tensiones nominales de hasta 36 kV

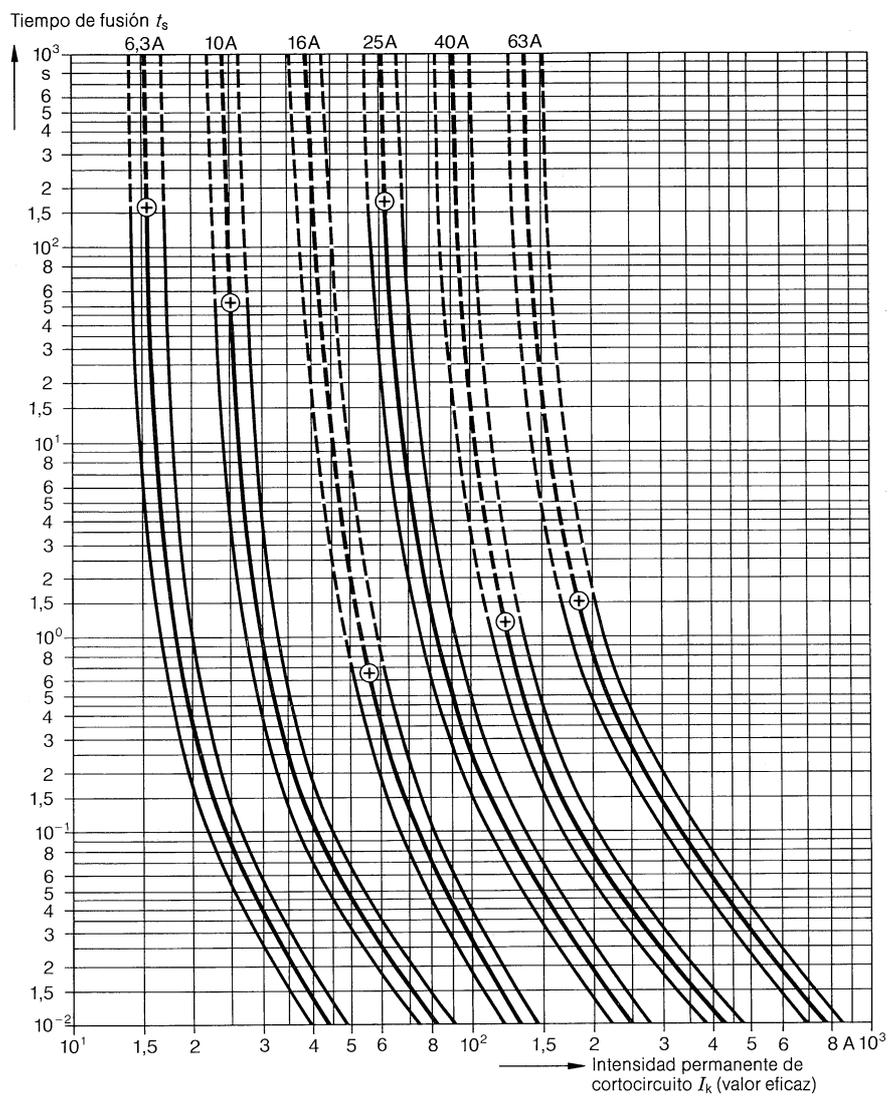
1.5 Aparatos de alta tensión

Tabla 1.5/5 Datos técnicos de los cartuchos fusiles HH de Siemens

Tensión nominal U_{Nu}/U_{No} ¹⁾ kV	Intensidad nominal I_N A	Dimensión "e" mm	Colores identificativos del anillo	Intensidad nominal de ruptura I_a para $\cos \varphi = 0,15$ kA_{eff}	Capacidad nominal de ruptura		Intensidad mínima de ruptura I_{amin} A	
					S_{Na} a U_{Nu} MVA	a U_{No} MVA		
3/3,6	6,3	192	Verde	80	400	500	15	
	10	192	Rojo	80	400	500	25	
	16	192	Gris	80	400	500	56	
	25	192	Amarillo	80	400	500	62	
	40	192	Lila	80	400	500	120	
	63	192	Marrón	80	400	500	189	
	100	192	Rojo	80	400	500	300	
	160	292	Gris	63	330	400	400	
	200	292	Azul	63	330	400	500	
	250	292	Amarillo	63	330	400	750	
	6/7,2	6,3	192	Verde	80	800	1000	15
		10	192	Rojo	80	800	1000	25
16		192	Gris	80	800	1000	56	
25		192	Amarillo	80	800	1000	62	
40		192	Lila	80	800	1000	120	
63		192	Marrón	80	800	1000	189	
100		192	Rojo	80	800	1000	300	
160		442	Gris	63	650	800	400	
200		442	Azul	63	650	800	500	
250		442	Amarillo	63	650	800	875	
315		442	Negro	63	650	800	1260	
10/12		6,3	292	Verde	63	1100	1300	15
	10	292	Rojo	63	1100	1300	25	
	16	292	Gris	63	1100	1300	56	
	25	292	Amarillo	63	1100	1300	62	
	40	292	Lila	63	1100	1300	120	
	63	292	Marrón	63	1100	1300	189	
	100	292	Rojo	63	1100	1300	300	
	160	537	Gris	40	690	830	480	
	200	537	Azul	40	690	830	500	
	20/24	6,3	442	Verde	40	1400	1600	15
		10	442	Rojo	40	1400	1600	25
		16	442	Gris	40	1400	1600	56
25		442	Amarillo	40	1400	1600	62	
40		442	Lila	40	1400	1600	120	
63		442	Marrón	40	1400	1600	189	
100		537	Rojo	31,5	1100	1300	350	
30/36		6,3	537	Verde	31,5	1600	2000	15
		10	537	Rojo	31,5	1600	2000	25
		16	537	Gris	31,5	1600	2000	56
		25	537	Amarillo	31,5	1600	2000	62
		40	537	Lila	31,5	1600	2000	120

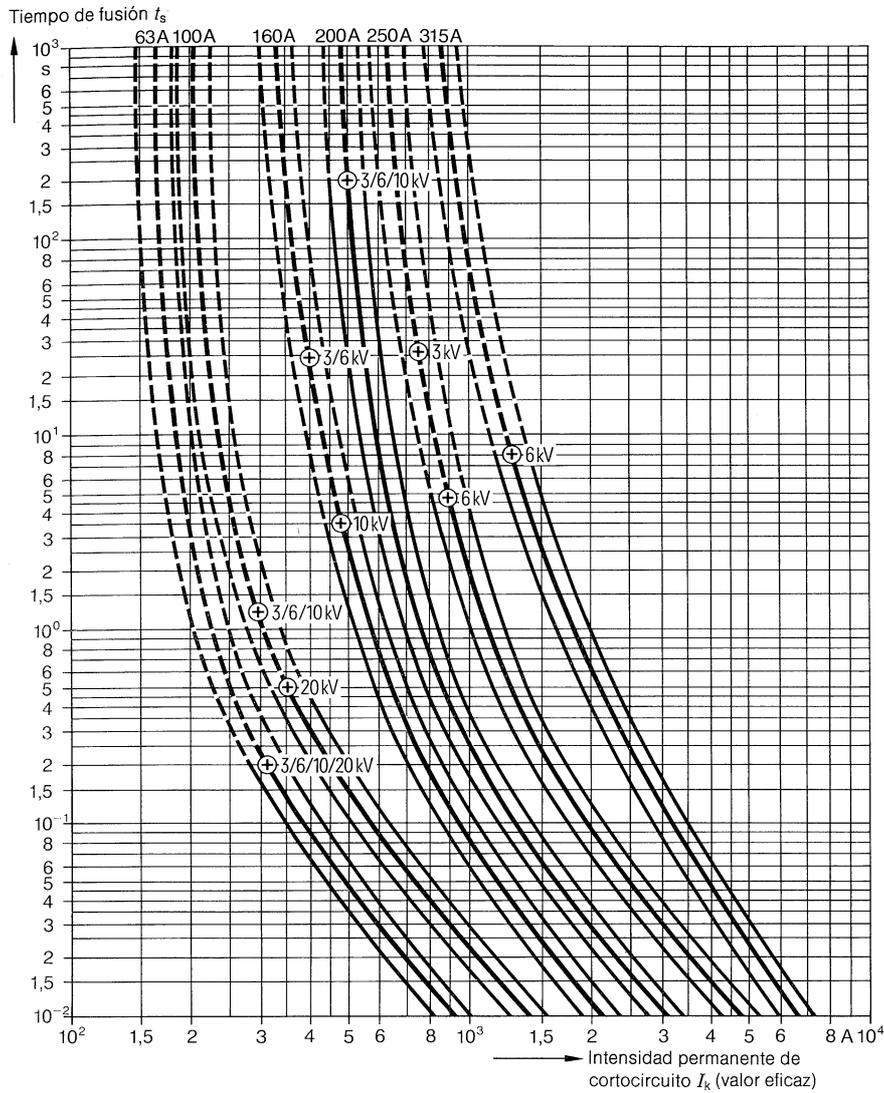
¹⁾ U_{Nu} tensión nominal inferior
 U_{No} tensión nominal superior

1.5 Aparatos de alta tensión



\oplus intensidad mínima de ruptura I_{amin} del cartucho fusible HH para 3, 6, 10 y 20 kV

Figura 1.5/4
Características medias tiempo de fusión-intensidad de los cartuchos fusibles HH, 3GA,
con intensidades nominales I_N de 6,3 a 63 A (banda de dispersión $\pm 10\%$ de la intensidad)

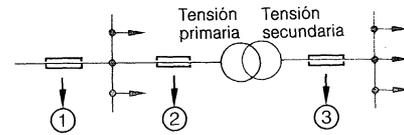


- ⊕ mínima intensidad de ruptura I_{amin} del cartucho fusible HH para la tensión nominal indicada
- * Característica válida solamente para 3GA1 416

Figura 1.5/5
 Características medias tiempo de fusión-intensidad de los cartuchos fusibles HH, 3GA, con intensidades nominales I_N de 63* a 315 A (margen de dispersión aproximado $\pm 10\%$ de la intensidad)

1.5 Aparatos de alta tensión

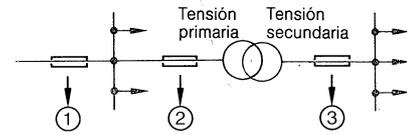
Tabla 1.5/6
Selección de cartuchos fusibles HH para la protección de transformadores con una tensión inferior de 400 V (comprobar la selectividad)



Transformador (tensión inferior 400 V)				Grupo de conexión	Intensidad nominal mínima/máxima de los fusibles HH		Coordinación selectiva de los fusibles HH		Coordinación selec- tiva de los fusi- bles HH respecto a los fusibles NH	
Potencia nominal	Inten- sidad en el primario	Inten- sidad en el secun- dario	Tensión relativa de corto- circuito		A	A	① Fusible HH de rango superior	② Fusible HH de rango inferior	② Fusi- bles HH	③ Fusi- bles NH
S_N kVA	I_1 A	I_2 A	u_z %							
Tensión superior del transformador 6/7,2 kV										
50	4,8	72	4	Yyn5	25	25	63	25	25	80
75	7,2	108	4		25	40	100	40	40	125
100	9,6	144	4		40	63	100	40	63	160
125	12	180	4		40	63	160	63	63	200
160	15,4	230	4		63	100	160	63	100	250
200	19,2	290	4	Yyn5	63	160	200	100	160	315
250	24	360	4	Dyn5	63	160	200	100	160	400
	24	360	6		40	100	200	100	100	400
315	30,3	455	4		63	200	250	160	200	500
	30,3	455	6		63	160	250	160	160	500
400	38,4	576	4		100	250	315	200	250	630
	38,4	576	6		63	200	315	200	200	630
500	48	720	4		100	250	—	250	250	800
	48	720	6		63	200	—	—	200	800
630	61	910	4		100	315	—	—	315	1000
	61	910	6		100	250	—	—	250	1000
800	77	1160	6	100	250	—	—	250	—	
1000	97	1440	6	160	315	—	—	315	—	
1250	120	1800	6	160	315	—	—	315	—	
1600	155	2300	6	Dyn5	160	315	—	315	—	
Tensión superior del transformador 10/12 kV										
50	2,9	72	4	Yyn5	16	16	40	16	16	80
75	4,3	108	4		16	25	63	25	25	125
100	5,8	144	4		25	40	63	25	40	160
125	7,2	180	4		40	40	100	40	40	200
160	9,3	230	4		40	63	160	63	63	250
200	11,5	290	4	Yyn5	40	63	160	63	315	
250	14,5	360	4	Dyn5	40	100	200	100	100	400
	14,5	360	6		25	63	—	—	63	400
315	18,3	455	4		40	100	200	100	100	500
	18,3	455	6		25	63	—	—	63	500
400	23,1	576	4		63	160	—	160	160	630
	23,1	576	6		40	100	—	—	100	630
500	29	720	4		63	200	—	160	200	800
	29	720	6		63	100	—	—	100	800
630	36,4	910	4		63	200	—	200	200	1000
	36,4	910	6		63	160	—	—	160	1000
800	46,2	1160	6	63	200	—	—	200	—	
1000	58	1440	6	100	200	—	—	200	—	
1250	72	1800	6	100	200	—	—	200	—	
1600	93	2300	6	Dyn5	160	200	—	200	—	

1.5 Aparatos de alta tensión

Tabla 1.5/6 (continuación)



Transformador (tensión inferior 400 V)					Intensidad nominal mínima/máxima de los fusibles HH		Coordinación selectiva de los fusibles HH		Coordinación selectiva de los fusibles HH respecto a los fusibles NH		
Potencia nominal	Intensidad en el primario	Intensidad en el secundario	Tensión relativa de cortocircuito	Grupo de conexión			① Fusible HH de rango superior	② Fusible HH de rango inferior	② Fusibles HH	③ Fusibles NH	
S_N kVA	I_1 A	I_2 A	u_z %		A	A	A	A	A	A	
Tensión superior del transformador 20/24 kV											
50	1,5	72	4	Yyn5	10	10	25	10	10	80	
75	2,2	108	4		10	10	40	10	10	125	
100	2,9	144	4		16	16	40	16	16	160	
125	3,6	180	4		16	25	63	25	25	200	
160	4,7	230	4		16	25	63	25	25	250	
200	5,8	290	4	Yyn5	25	40	100	40	40	315	
250	7,3	360	4	Dyn5	16	40	100	40	40	400	
	7,3	360	6		16	25	—	—	25	400	
315	9,2	455	4		25	63	—	63	63	500	
	9,2	455	6		16	40	—	—	40	500	
400	11,6	576	4		25	63	—	63	63	630	
	11,6	576	6		16	40	—	40	40	630	
500	14,5	720	4		25	100	—	100	100	800	
	14,5	720	6		25	63	—	63	63	800	
630	18,2	910	4		40	100	—	100	100	1000	
	18,2	910	6		25	63	—	—	63	1000	
800	23,1	1160	6	40	100	—	—	100	—		
1000	29	1440	6	40	100	—	—	100	—		
1250	36	1800	6	63	100	—	—	100	—		
1600	46,5	2300	6	Dyn5	63	100	—	—	100	—	
Tensión superior del transformador 30/36 kV											
50	1	72	4	Yyn5	6,3	6,3	16	6,3	6,3	80	
75	1,4	108	4		10	10	40	10	10	125	
100	1,9	144	4		10	10	40	10	10	160	
125	2,4	180	4		16	16	—	16	16	200	
160	3,1	230	4		16	16	—	—	16	250	
200	3,9	290	4	Yyn5	16	25	—	25	25	315	
250	4,8	360	6	Dyn5	10	25	—	—	25	400	
315	6,1	455	6		16	25	—	—	25	500	
400	7,7	576	6		16	40	—	—	40	630	
500	9,6	720	6		16	40	—	—	40	800	
630	12,2	910	6		16	40	—	—	40	1000	
800	15,5	1160	6		25	40	—	—	40	—	
1000	19,2	1440	6		25	40	—	—	40	—	
1250	24,1	1800	6		40	40	—	—	40	—	
1600	30,8	2300	6		Dyn5	40	40	—	—	40	—

1.5 Aparatos de alta tensión

Selección

Los cartuchos fusibles HH se seleccionan:

Para cables: Según la intensidad máxima admisible permanente (véase el capítulo 2.2). Debe tenerse en cuenta la selectividad respecto a los cartuchos fusibles postconectados.

Para transformadores: Según la potencia nominal, si no se han de cumplir otras condiciones relativas a la selectividad. El impulso de la corriente de cierre del transformador se ha considerado ya en la tabla 1.5/6. La correspondencia selectiva de los cartuchos fusibles HH entre sí y con los cartuchos fusibles NH puede efectuarse según la tabla 1.5/6. Si es preciso utilizar interruptores de protección con disparadores electromagnéticos de sobreintensidad de retardo breve (véase el capítulo 1.4.2), hay que tener en cuenta las indicaciones hechas en el capítulo 1.4.5.

Tenazas para fusibles

Para insertar y extraer los cartuchos fusibles es conveniente emplear tenazas de un solo brazo. Sus mordazas de sujeción están diseñadas de tal manera, que se pueden emplear para cartuchos fusibles de todos los tamaños.



Figura 1.5/6 Tenazas para fusibles de un solo brazo

1.5.4 Seccionadores bajo carga

Los seccionadores bajo carga (figura 1.5/7) son interruptores en carga, que, después de la desconexión, establecen un tramo de seccionamiento visible. Son apropiados para los siguientes cometidos, cuando es reducida la frecuencia de maniobra:

Aplicación

Red no perturbada

Conexión y desconexión de corrientes de carga ($\cos \varphi \geq 0,7$) de intensidad menor o igual a la nominal;

conexión y desconexión de transformadores con o sin carga;

conexión y desconexión de líneas en anillo;

conexión y desconexión de motores;

conexión y desconexión de baterías de condensadores de hasta 40 A, así como de cables y líneas aéreas en vacío;

empleo a modo de seccionadores de protección, por lo que se puede prescindir de otros seccionadores y de los dispositivos de enclavamiento.

Red perturbada

Conexión en cortocircuito;

desconexión de corrientes de contacto a tierra;

seccionamiento tripolar de la red una vez desconectadas las corrientes de cortocircuito por la acción de los fusibles HH;

motores bloqueados.

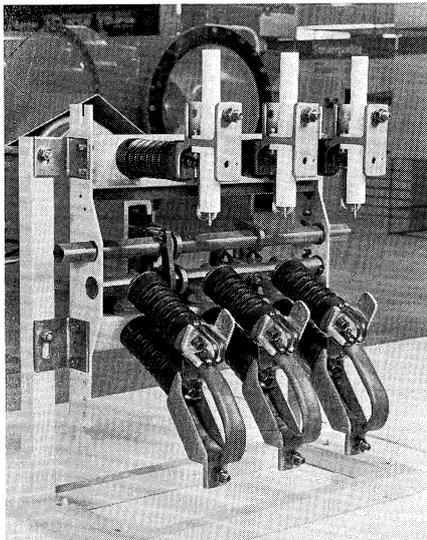


Figura 1.5/7
Seccionador bajo carga 3CF — 12 kV tipo
aislador pivotante (desconectado)

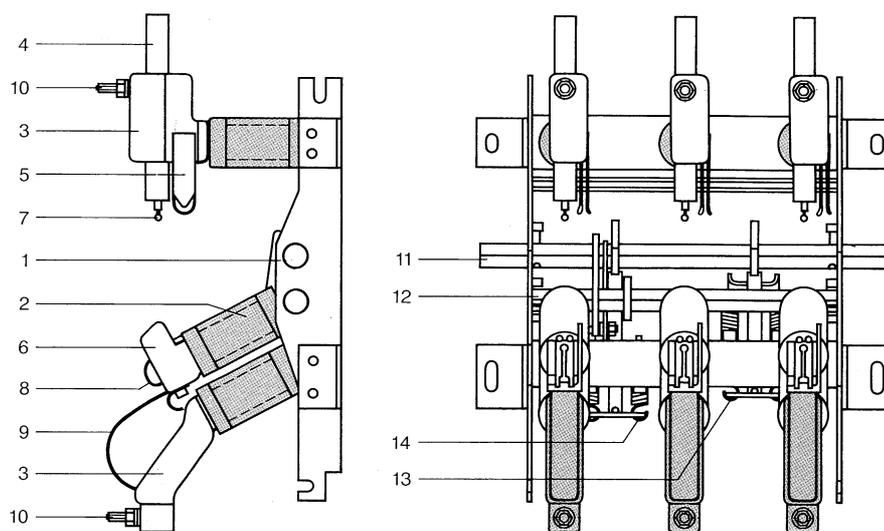
1.5 Aparatos de alta tensión

Determinaciones Los seccionadores bajo carga de Siemens son de aplicación múltiple según VDE 0670, parte 3, y según las recomendaciones de las publicaciones CEI 265 y 420.

Constitución En la figura 1.5/8 se muestra la constitución de un seccionador bajo carga tipo aislador pivotante.

Los polos del seccionador están sujetos al bastidor (1) mediante aisladores rizados de apoyo de resina colada (2). También el brazo basculante del contacto principal móvil (6) sobre el eje (12) está ejecutado en forma de aislador rizado de apoyo de resina colada. La vía principal de corriente entre los terminales (10), dispuestos en las cajas de fundición de aluminio (3), transcurre a través del contacto principal fijo (5), el móvil (6) y el conductor flexible (9).

Arco de ruptura El arco de ruptura se establece en una cámara de extinción (4), constituida por un pistón y un cilindro, donde se extingue por la acción segura de un gas de extinción autogenerado. Mediante el vástago auxiliar (7), conectado en paralelo a la vía principal de corriente y que se libera después de la extinción, una vez interrumpida la corriente, se interrumpe el circuito principal en ausencia de corriente. Como se muestra en la figura 1.5/9, simultáneamente se establece un tramo visible de aislamiento en aire.



- | | |
|------------------------------------|---|
| 1 Bastidor | 8 Contacto auxiliar |
| 2 Aislador rizado de resina colada | 9 Conductor flexible |
| 3 Cuerpo de fundición de aluminio | 10 Terminales |
| 4 Cámara de extinción | 11 Eje tensor |
| 5 Contacto principal fijo | 12 Eje actuador |
| 6 Contacto principal móvil | 13 Conjunto de muelles para el cierre |
| 7 Vástago auxiliar | 14 Conjunto de muelles para la apertura |

Figura 1.5/8
Constitución de un seccionador bajo carga tipo aislador pivotante (desconectado)

El arco de cierre se establece entre el contacto principal fijo y el móvil. Aun en caso de conectar en cortocircuito no se reduce la capacidad de carga de corriente de los contactos móviles durante el cierre.

Arco de cierre

Los seccionadores bajo carga de Siemens pueden montarse en cualquier posición. La posición normal es "con la cámara de extinción en la parte superior", como se indica en la figura 1.5/8.

Montaje

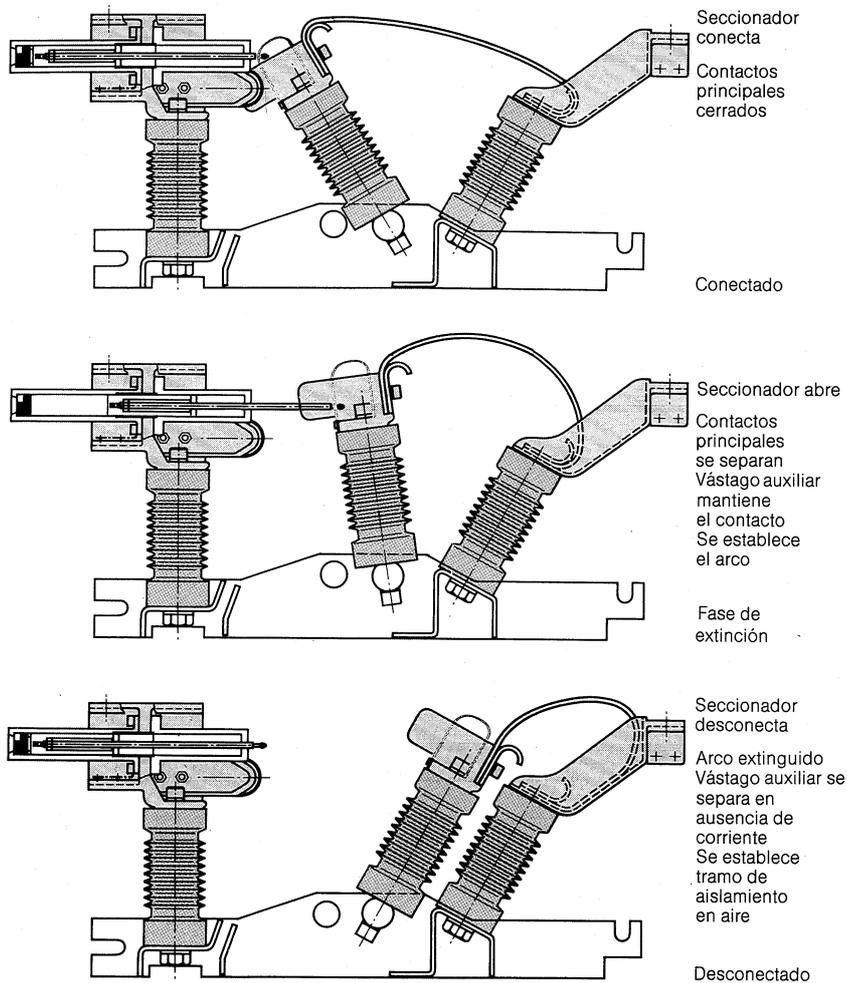


Figura 1.5/9
Proceso de maniobra del seccionador bajo carga tipo aislador pivotante

Montaje de fusibles

En el lado contrario al de la cámara de extinción del seccionador se montan fusibles HH como protección de las derivaciones, por ejemplo, transformadores, contra cortocircuito. La disposición de los fusibles por encima o por debajo del seccionador se logra girando éste en 180°. Debido a que los soportes de los fusibles, provistos de aisladores rizados de apoyo, se montan sobre un travesaño separado del seccionador, resulta una limitación de tipos para los seccionadores bajo carga con fusibles adosados, según las diferentes longitudes de éstos (figura 1.5/10).

Además conviene limitar el montaje de fusibles HH en los seccionadores bajo carga de 400 A, puesto que sólo se fabrican cartuchos fusibles HH con una intensidad nominal de hasta 315 A.

Seccionador bajo carga con interruptor de puesta a tierra

El seccionador bajo carga también se suministra con un interruptor de puesta a tierra incorporado. En los seccionadores provistos de fusibles HH, dicho interruptor puede disponerse delante o detrás del fusible.

El eje del interruptor de puesta a tierra puede enclavarse mecánicamente con el del seccionador para evitar maniobras erróneas.

Equipado con un dispositivo adicional de conexión rápida, constituye un interruptor de puesta a tierra con poder de cierre (véase el capítulo 1.5.2).

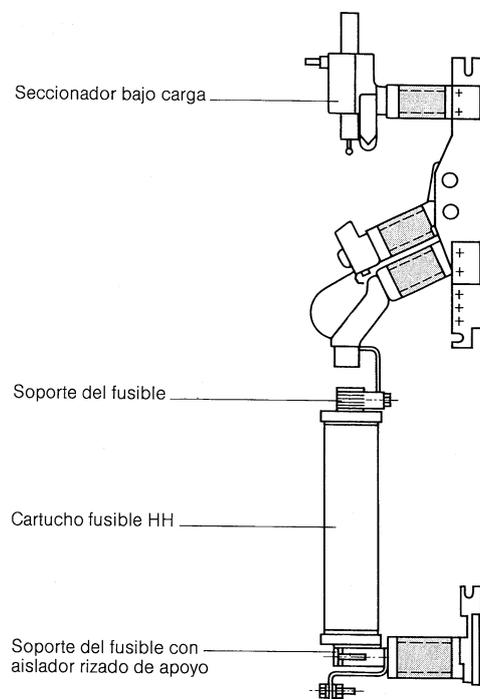


Figura 1.5/10
Seccionador bajo carga con
cartuchos fusibles HH adosados

Tabla 1.5/7 Datos técnicos de los seccionadores bajo carga

Tensión nominal		Intensidad nominal I_N A	Intensidad nominal de cierre I_{eN} kA	Intensidad nominal de breve duración (para 1 s) I_{th} kA
inferior U_{Nu} kV	superior U_{No} kV			
6	7,2	400	40	16
		630	60	24
10	12	400	40	16
		630	50	24
20	24	400	40	16
		630	40	16

Según la secuencia de prueba indicada en la tabla 6 A de las determinaciones VDE 0670, parte 3, para seccionadores bajo carga de aplicación múltiple, resultan para los seccionadores bajo carga de Siemens las capacidades de ruptura expuestas en la tabla 1.5/8, para los valores específicos de las corrientes de ruptura.

Capacidad de ruptura

Los dispositivos de extinción han de reemplazarse después de un número determinado de ciclos de maniobra, que depende de la corriente de ruptura bajo carga I_{aL} (véase la figura 1.5/11).

Sustitución del dispositivo de extinción

Ejemplo (marcado en rojo en la figura 1.5/11)

Para una corriente de ruptura bajo carga $I_{aL} = 100$ A hay que reemplazar los dispositivos de extinción, por ejemplo, de un seccionador bajo carga de 630 A de intensidad nominal y 10/12 kV de tensión nominal, después de aproximadamente 100 ciclos de maniobra.

Tabla 1.5/8

Capacidad de ruptura como seccionador bajo carga de aplicación múltiple según VDE 0670, parte 3, tabla 6 A

Corrientes específicas de ruptura	$\cos \varphi$	Número de ciclos de maniobra ¹⁾ n	Corrientes de ruptura para la intensidad nominal del seccionador	
			400 A A	630 A A
Intensidad nominal de ruptura I_{aN}	0,7	20	400	630 ²⁾
Intensidad de ruptura bajo carga $I_{aL 200}$	0,7	200	63	63
Intensidad de ruptura inductiva $I_{aT 20}$	0,15	20	20	20
Intensidad de ruptura capacitiva $I_{aC 20}$	0,15	20	40	40
Intensidad de ruptura en anillo $I_{aR 20}$ $0,3 \cdot U_{No}$	0,3	20	400	630

¹⁾ Un ciclo equivale a una operación de cierre y otra de apertura

²⁾ Para los seccionadores de 20/24 kV se reduce a 400 A con $n = 20$, 630 A con $n = 5$

1.5 Aparatos de alta tensión

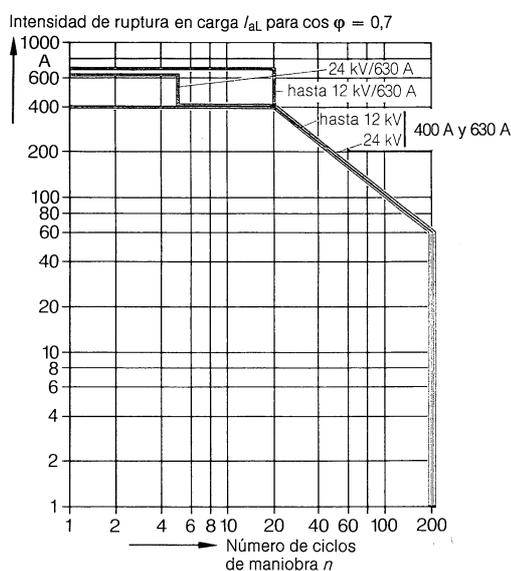


Figura 1.5/11
Interdependencia entre los ciclos de maniobra n y la intensidad de ruptura en carga I_{al} para un $\cos \varphi = 0,7$

Accionamientos

Fundamentalmente mediante los accionamientos se consigue en los seccionadores bajo carga de Siemens una operación rápida de cierre o apertura, siendo, por tanto, independientes de la velocidad de servicio. Para la desconexión después de haber reaccionado los fusibles HH eventualmente incorporados, o para la operación por control remoto a través de disparadores por corriente de trabajo, se dispone adicionalmente un accionamiento acumulador de ruptura.

Tabla 1.5/9 Operación de los seccionadores bajo carga de Siemens

Energía de accionamiento	Ejecución	Aplicación	
Manual	Para el seccionador bajo carga y el interruptor de puesta a tierra adosado	Con extremo libre del eje para accionamiento en el cuadro (véase el capítulo 1.5.7)	Principalmente en instalaciones pequeñas y medianas
		Con palanca para: Accionamiento por estribo Accionamiento por palanca insertable Accionamiento con barra de maniobra (sólo posible estando abierta la puerta del cuadro)	Para completar pequeñas instalaciones ya existentes
Eléctrica	Sólo para seccionadores bajo carga, pero no para interruptores de puesta a tierra	Accionamiento por motor (en el eje del seccionador) para corriente continua de 24, 48, 60, 110 ó 220 V, o alterna de 100, 110, 220 V, 50 Hz	Principalmente en instalaciones medianas y en caso de control remoto

1.5.5 Interruptores de potencia

Siemens fabrica interruptores de potencia según dos principios diferentes de extinción. Junto a los acreditados interruptores de escaso contenido en aceite (interruptores T) se utilizan de forma creciente interruptores de vacío (interruptores V). Estos se caracterizan especialmente por su sencillo mantenimiento.

Ejecución

Ambas ejecuciones tienen reducidas dimensiones y son, por ello, especialmente apropiadas para su incorporación en cuadros eléctricos compactos.

Los interruptores satisfacen la publicación CEI 56, la norma VDE 0670, partes 101 a 108 y otras normas nacionales.

Determinaciones

La tabla 1.5/10 contiene una selección del programa completo de interruptores de potencia más usuales en instalaciones eléctricas con los más importantes datos nominales (véanse otros criterios de selección en el capítulo 1.5.1).

Ambos interruptores (interruptor T e interruptor V) pueden suministrarse con accionamiento manual o motorizado.

Accionamientos

Los accionamientos son de acumulación por muelle. En estado conectado se dispone de energía acumulada para una secuencia “desconexión-conexión-desconexión”.

En caso de accionamientos motorizados, los muelles de conexión se tensan automáticamente después de una operación de conexión. Caso de fallar la alimentación de corriente puede tensarse el muelle también manualmente como en los accionamientos manuales.

Tensado de los muelles

Tabla 1.5/10

Programa de suministro y datos técnicos de los interruptores de potencia de Siemens

Tensión nominal kV	Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito kA	Intensidad nominal del interruptor			
		630 A	1250 A	1600 A	2000 A
7,2	25	x	x	x	x
	40	x	x	x	x
12	12,5	x	x	x	—
	20	x	x	x	x
	25	x	x	x	x
	31,5	x	x	x	x
24	8	x	x	—	—
	10	x	x	—	—
	12,5	x	x	x	—
	16	x	x	—	—
	20	x	x	—	x
36	12,5	—	x	—	x
	16	—	x	—	x
	25	—	x	—	x

1.5 Aparatos de alta tensión

El muelle de desconexión se tensa generalmente durante el proceso de conexión, de forma que el interruptor cerrado está en cualquier momento (incluso en caso de fallar la energía auxiliar) dispuesto para la desconexión.

- Módulos** Los accionamientos manuales de acumulación constituidos por módulos pueden ampliarse posteriormente de forma sencilla a operación por motor. Igualmente fácil es incorporar posteriormente disparadores, bloqueo de conexión, finales de carrera, etc.
- Interruptores T** Son interruptores de potencia de bajo contenido en aceite para instalaciones en interiores. Todos los interruptores T tienen fundamentalmente la misma constitución, estando los tres polos del interruptor fijados a la caja de accionamiento mediante aisladores rizados de resina colada (en la figura 1.5/12 se muestra este tipo de ejecución).
- Extinción del arco** Al desconectar arcos de corriente alterna se aprovecha el paso natural de ésta por 0. La tarea principal del dispositivo de extinción consiste en desionizar el tramo de maniobra al pasar por 0 la corriente y, por tanto, restablecer rápidamente la resistencia dieléctrica, para evitar que se forme de nuevo el arco, sobre todo en la operación de apertura de circuitos capacitivos. Por otra parte, la extinción del arco no debe efectuarse de tal manera que al abrir circuitos inductivos se establezcan sobretensiones excesivas debidas a la interrupción de la corriente antes del paso natural por 0. Durante la extinción se han de mantener la potencia y la energía del arco lo más bajas posible, para reducir la sollicitación de la cámara y prolongar la duración de los contactos. Como es conocido, la potencia del arco se incrementa mediante intensa refrigeración y alargamiento artificial del mismo.
- Aunque todas estas exigencias son en parte contradictorias, el interruptor T las satisface de forma óptima por la perfecta combinación de un flujo de aceite independiente y uno dependiente de la intensidad. Para interrumpir pequeñas corrientes es importante una cierta circulación forzada de aceite (figura 1.5/13 b). Esta circulación de aceite independiente de la corriente es generada por el movimiento descendente del vástago (2) durante el proceso de desconexión. El aceite,

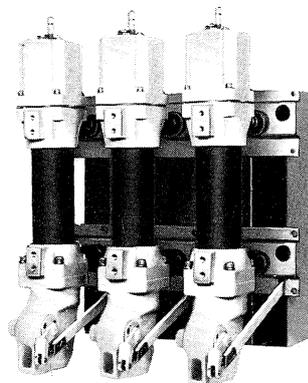
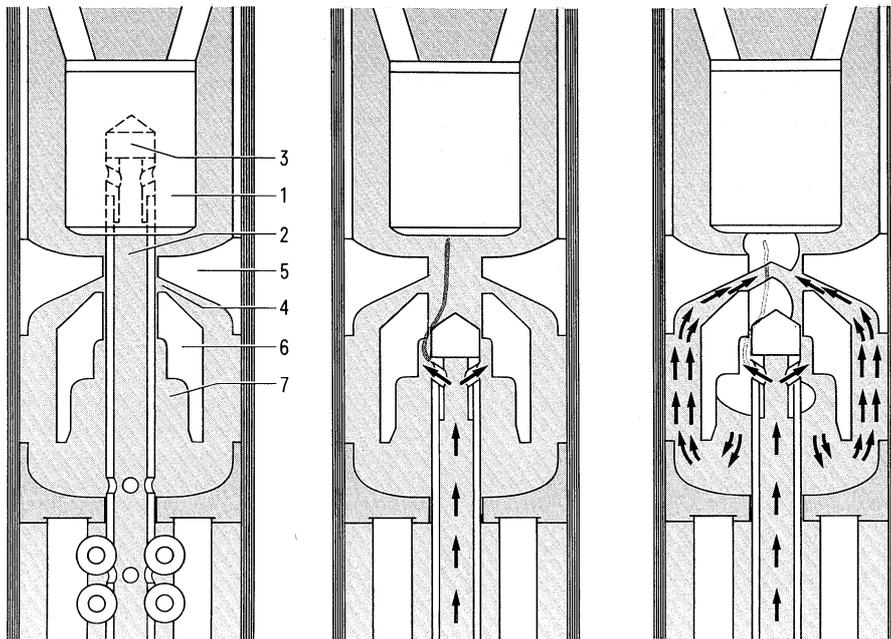


Figura 1.5/12
Interruptor de potencia de escaso
contenido en aceite (interruptor T)



a)
Interruptor
cerrado

b)
Interrupción
de pequeñas
corrientes

c)
Interrupción
de grandes
corrientes

- | | | | |
|---|----------------------------|---|-------------------------------|
| 1 | Contacto fijo | 5 | Cubierta de la cámara |
| 2 | Vástago móvil | 6 | Pieza inferior de la cámara |
| 3 | Punta de material aislante | 7 | Recinto inferior de la cámara |
| 4 | Tobera anular | | |

Figura 1.5/13
Extinción del arco en un interruptor de bajo contenido en aceite (interruptor T)

desplazado durante este proceso del carter dispuesto por debajo de la cámara de extinción, circula a través del vástago hueco (2), actuando directamente sobre el punto de origen del arco en el vástago.

Para interrumpir corrientes de mayor intensidad se utiliza adicionalmente el flujo de aceite generado por la propia corriente del arco (figura 1.5/13 c). En cuanto el arco, que tiene su origen debajo de la punta de material aislante (3), se encuentra en la pieza interna inferior (6) de la cámara, se genera en el recinto inferior de la cámara (7) una burbuja de gas, que puede expandirse únicamente hacia abajo. Durante esta expansión fuerza al aceite existente a pasar por el canal anular (4) formado por la cubierta (5) y la pieza interna (6) de la cámara.

Los gases generados durante la maniobra en el recinto superior de la cámara circulan alrededor del contacto fijo (1) hacia la cabeza del interruptor. El volumen de aire existente en la cabeza del interruptor sirve para absorber el incremento de presión que se establece durante este proceso. La mayor parte de los gases y vapores de aceite que se han generado pasan de nuevo a la fase líquida.

1.5 Aparatos de alta tensión

La sobrepresión creada en escasos milisegundos durante la existencia del arco se reduce a través de bocas de ventilación durante algunos minutos sin que se pierda aceite por dichas bocas.

La disposición concreta se determinó exactamente mediante ensayos para establecer la sección de circulación y el ángulo de incidencia más favorables. La circulación de aceite a través del canal anular actúa en la fase decisiva del desplazamiento del vástago, después de alcanzar la distancia mínima de extinción. El flujo se orienta de tal forma que incide sobre el arco por todos lados sin alargarlo, con un potente chorro radial.

Manteniendo en pequeños valores la potencia y la energía del arco se reduce la sollicitación del polo del interruptor y se prolonga la vida del contacto.

Interruptor de vacío

El interruptor V, 3AF, (igualmente para interiores) consta de tres tubos de vacío, sus correspondientes soportes y el accionamiento mecánico. La forma esbelta de los tubos de vacío permite incorporar el interruptor en cuadros eléctricos existentes (figura 1.5/14).

Así, por ejemplo, en la instalación de carros de maniobra 8B.1, blindada con chapa de acero (véase el capítulo 1.7), pueden intercambiarse carros con interruptores T de bajo contenido en aceite con los de los interruptores de vacío.

Extinción del arco

Al abrirse los contactos, la corriente a interrumpir induce una descarga de arco de vapores metálicos (figura 1.5/15). A través de este plasma de vapores metálicos circula la corriente hasta su siguiente paso por 0. El arco se extingue al paso por 0 de la corriente, condensándose el vapor metálico conductor sobre las superficies metálicas en el curso de escasos microsegundos; el tramo de maniobra retorna así muy rápidamente a su condición original.

Para evitar un sobrecalentamiento local de los contactos al interrumpir corrientes de grandes intensidades, se ejecutan aquellos de tal forma que el arco no permanece fijo sobre uno de los puntos de la superficie del contacto, sino que se mantiene en movimiento por su propio campo magnético.

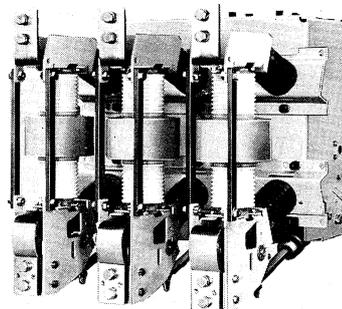


Figura 1.5/14 Interruptor de vacío

Para mantener la descarga por arco de vapores metálicos es necesaria una determinada intensidad mínima. Si no se alcanza esta intensidad mínima, se interrumpe antes del paso natural por 0 de la corriente. Para evitar sobretensiones inadmisibles al conectar y desconectar circuitos inductivos, debe limitarse la intensidad de ruptura a los mínimos valores posibles.

La utilización de un material especial de contacto en los interruptores de vacío de Siemens permite que la intensidad de ruptura sea de solamente 4 a 5 A. De este modo se establecen solamente pequeñas sobretensiones incluso al desconectar transformadores en vacío.

Por el rápido restablecimiento del tramo de maniobra a sus condiciones originales se extingue el arco también con total seguridad incluso si la separación de los contactos tiene lugar inmediatamente antes del paso por 0 de la corriente. La duración máxima del arco es, por lo tanto, en el último polo de extinción, de 11 ms como máximo.

En interruptores de corriente alterna, el propósito esencial del dispositivo de extinción consiste en desionizar el tramo de maniobra inmediatamente después del paso por 0 de la corriente.

En todos los principios tradicionales de extinción significa esto que el arco se refrigera incluso antes de alcanzar la distancia mínima de extinción y el paso siguiente por 0 de la corriente. Debido a ello se incrementa fuertemente y de forma no deseada la potencia del arco. Por el contrario, en el interruptor de vacío no se refrigera el arco. El plasma de vapores metálicos tiene una conductividad alta de la que resulta una tensión de encendido extremadamente baja, del orden de solamente 20 a 200 V. Por este motivo y por la corta duración del arco es muy reducido el balance energético en el tramo de maniobra. Ello explica la alta duración eléctrica; por ejemplo, la intensidad nominal de ruptura en cortocircuito puede interrumpirse 100 veces y la intensidad nominal del interruptor 20 000 veces.

Prolongada vida eléctrica

Debido a las muy bajas presiones en los tubos en estado estacionario de aproximadamente 10^{-6} hPa se requieren distancias entre contactos de unos 10 a 20 mm solamente para conseguir una elevada resistencia dieléctrica.

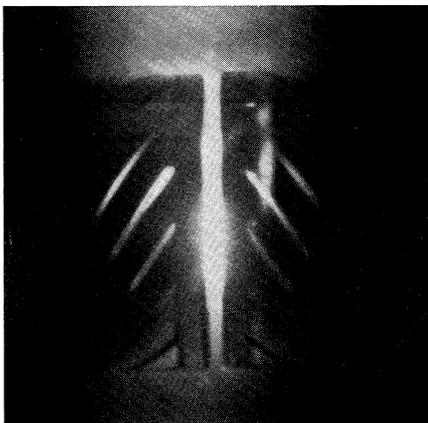


Figura 1.5/15
Arco contraído de 25 kA

1.5 Aparatos de alta tensión

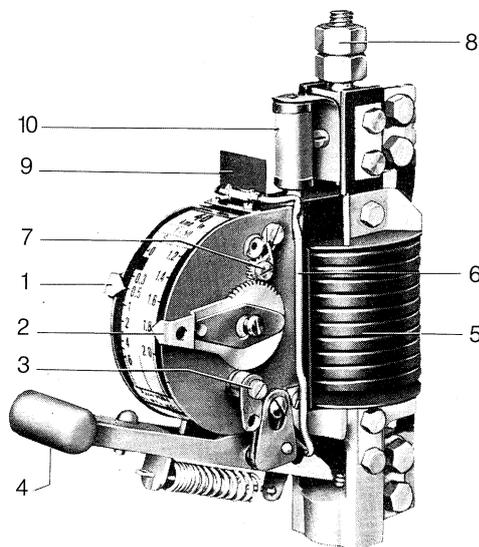
Operación de los interruptores de potencia	Los interruptores pueden conectarse y desconectarse tanto localmente como por operación a distancia. Para la operación local no es necesaria energía auxiliar. Para la operación a distancia se equipan los interruptores con electroimanes para el cierre y con disparadores primarios o secundarios para la apertura.
Electroimán de cierre	Sirve para liberar el muelle de conexión tensado, cerrando así el interruptor por vía eléctrica. Puede fabricarse para corriente alterna o continua. Una vez efectuada la conexión se desconecta el electroimán de cierre dentro del interruptor.
Disparador secundario	<p>Es misión del disparador secundario (disparador auxiliar), el amplificar el impulso de disparo que ha recibido de forma eléctrica o mecánica, y transmitirlo al correspondiente dispositivo de liberación, desencadenando así la desconexión del interruptor.</p> <p>Los disparadores secundarios se construyen para operar por corriente de trabajo, de reposo y por corriente de transformador.</p>
Disparador secundario por corriente de trabajo	Se utilizan para el disparo automático de interruptores de potencia mediante los correspondientes relés de protección y para un disparo arbitrario mediante operación eléctrica y mecánica. Están diseñados para su conexión a una tensión auxiliar (en corriente continua o alterna), pero pueden conectarse en casos especiales también a un transformador de tensión para operación arbitraria.
Disparador secundario por corriente de reposo	<p>Sirve para el disparo automático de interruptores de potencia en caso de caída inadmisibles de la tensión de operación del circuito del interruptor. Por ello se conectan casi siempre a transformadores de tensión. Sin embargo, pueden preverse también para operaciones con tensión en corriente continua.</p> <p>La actuación arbitraria del disparador por corriente de reposo se desencadena mediante un contacto de apertura en el circuito de disparo. Si dispara poniendo en cortocircuito la bobina del electroimán, las resistencias incorporadas limitan la corriente de cortocircuito.</p>
Disparadores secundarios conectados a transformadores	Se utilizan para el disparo automático de interruptores de potencia en casos de cortocircuito y sobreintensidad y para el disparo arbitrario por operación mecánica. Para el empleo de estos disparadores se requieren, además de los transformadores de intensidad en el circuito del interruptor, transformadores auxiliares de ajuste.
Disparadores primarios	<p>Algunos interruptores pueden suministrarse con dos o tres disparadores primarios incorporados (figura 1.5/16). Los disparadores son atravesados por la plena corriente de servicio, no siendo necesaria una tensión auxiliar. En casos de sobreintensidad y cortocircuito actúan los disparadores primarios desconectando el interruptor por vía mecánica a través de un disparador secundario.</p> <p>Después del disparo, la palanca retorna automáticamente a su posición de reposo, por lo que el disparador se encuentra de nuevo en disposición de operar. Para el ajuste de la intensidad de respuesta, el tiempo de disparo y el disparo rápido en caso de cortocircuito durante la operación debe utilizarse una barra de ajuste.</p>
Modo de operación	Al sobrepasarse la intensidad ajustada es atraída la armadura del electroimán; la palanca se desplaza entonces algo en el sentido de disparo, liberándose el motor temporizado, que está retenido en operación normal, actuando el reductor del mecanismo temporizador.

Una vez transcurrido el tiempo de disparo ajustado se vuelve bruscamente hacia abajo la palanca del disparo, provocando a través de unas barras articuladas el disparo mecánico del interruptor de potencia. Para el disparo rápido por cortocircuito se libera sin retardo la palanca. El disparo rápido por cortocircuito se anula ajustando la intensidad de cortocircuito a "infinito".

Además de los disparadores primarios pueden montarse también relés térmicos en el circuito principal que sirven casi exclusivamente como protección contra sobrecargas.

En este caso pueden ajustarse el tiempo de disparo, la intensidad de respuesta y el disparo rápido en caso de cortocircuito, independientemente unos de otros. Si la intensidad sobrepasa el valor $3 \text{ a } 6 \cdot I_N$, fijado a través del ajuste de la intensidad de cortocircuito (3 en la figura 1.5/16), se produce un disparo rápido. El interruptor se dispara sin retardo independientemente del tiempo ajustado.

Disparo retardado mixto



- 1 Indicador para el ajuste del tiempo de operación
- 2 Indicador para el ajuste de la intensidad de respuesta
- 3 Palanca con escala para el ajuste del disparo rápido por cortocircuito
- 4 Palanca de disparo
- 5 Bobina
- 6 Varillaje de articulación para el indicador
- 7 Freno para los indicadores 1 y 2
- 8 Terminal para las líneas de acometida
- 9 Indicador (en posición de indicación)
- 10 Resistencia de protección

Figura 1.5/16
Disparador primario

1.5 Aparatos de alta tensión

Disparo retardado independiente	<p>En este tipo de disparo son ajustables de forma independiente la intensidad de respuesta y el tiempo de disparo, estando, sin embargo, bloqueado el disparo rápido por cortocircuito.</p> <p>El disparador primario actúa al sobrepasarse la intensidad ajustada, disparando después del tiempo ajustado.</p>
Mantenimiento de los interruptores T	<p>Los interruptores T requieren un escaso mantenimiento a intervalos de 5 años o después de 10 000 ciclos mecánicos de maniobra, o después de un determinado número de desconexiones en función de la intensidad de la corriente de ruptura. La alta vida eléctrica se consigue por la reducida energía del arco y el escaso desgaste de los contactos que resulta de ello.</p> <p>Los accionamientos están diseñados de tal modo que sólo es necesaria su revisión general después de 10 000 ciclos mecánicos de operación.</p> <p>Las piezas de desgaste de las columnas polares están dispuestas fácilmente accesibles. Las partes internas de las cámaras de extinción con los contactos pueden ser extraídas del polo del interruptor con pocas manipulaciones, incluso por personal no instruido. Para ello no es necesario soltar las conexiones; al controlar o intercambiar los contactos puede permanecer el aceite en el interruptor.</p> <p>Los distintos elementos de los accionamientos sólo deben lubricarse o engrasarse. No necesita sustituirse ninguna pieza.</p>
Mantenimiento de los interruptores V	<p>El mantenimiento de estos interruptores puede dividirse en dos tipos de inspección:</p>
Inspección menor	<p>La inspección menor se realiza después de 10 000 ciclos de operación o de un tiempo de 10 años. Requiere poco tiempo y puede efectuarse por el propio personal del cliente.</p> <p>Únicamente se ha de lubricar el accionamiento — los tubos de vacío y los soportes no requieren mantenimiento. Si quiere comprobarse el estado de los contactos basta con observar las marcas sobre los tubos.</p>
Inspección mayor	<p>Para efectuar esta inspección en profundidad deben sustituirse los tubos. Esto es necesario después de 30 000 ciclos mecánicos de operación, o después de 100 operaciones con la intensidad nominal de ruptura en cortocircuito o de 20 000 operaciones con la intensidad nominal del interruptor.</p> <p>La vida mecánica del interruptor es de 60 000 ciclos de operación.</p>

1.5.6 Contactores de vacío para tensiones nominales de 1,2 a 12 kV

Son apropiados para la conexión y desconexión operacional de consumidores de corriente alterna, tales como motores trifásicos de rotor en cortocircuito, motores trifásicos de rotor de anillos rozantes, hornos eléctricos, condensadores, transformadores y resistencias.

Sobresalen por las siguientes características:

- ▷ Pequeño volumen,
- ▷ absolutamente libres de soldaduras (debido a ello, disponibilidad inmediata para maniobras después de cortocircuitos y apropiados para conectar y desconectar condensadores de hasta 300 A de intensidad nominal),
- ▷ prolongada vida eléctrica,
- ▷ libre de mantenimiento,
- ▷ montaje vertical u horizontal; fácil incorporación por ello en distintos tipos de cuadros eléctricos,
- ▷ suministrables con engatillamiento mecánico (el contactor permanece cerrado sin requerir corriente de mantenimiento).

En combinaciones de contactores de inversión sólo es necesario un contactor para cada sentido de giro, si se utilizan fusibles HH para la protección contra cortocircuitos.

Si la protección contra cortocircuitos se efectúa mediante interruptores de potencia se requieren, para un servicio de inversión libre de perturbaciones, dos contactores en serie para cada sentido de giro del motor.

Tabla 1.5/11 Programa de suministro y datos técnicos

Tensión nominal	kV	1,2	3,6	3,6	7,2	12
Tensión de prueba en corriente alterna	kV	5	10	20	20	28
Intensidad nominal de servicio	A	315	315	400	400	400
Intensidad nominal de breve duración (valor eficaz) durante 1 s	kA	7	7	7	7	7
Capacidad de maniobra límite	A	4000	4000	5000	5000	4000
Potencia máxima nominal de los motores trifásicos a maniobrar	kW	350	1200	1600	3200	6500
Vida útil mecánica	Ciclos	$3 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^6$
Vida útil eléctrica de los tubos de vacío a la intensidad de servicio nominal	Ciclos	$1 \cdot 10^6$				

1.5 Aparatos de alta tensión

Determinaciones Los contactores de vacío satisfacen las determinaciones para aparatos de maniobra de baja tensión VDE 0660 parte 1/8.69 y, en lo referente a las tensiones de prueba, las determinaciones para aparatos de maniobra de corriente alterna para tensiones de más de 1 kV, VDE 0670 parte 102.

Además satisfacen las recomendaciones de la publicación CEI 470-1974, BS 775-2 y AS 1029-1971.

Forma constructiva La figura 1.5/17 muestra la forma constructiva de los contactores de vacío para 3,6 y 7,2 kV; la figura 1.5/18 para 12 kV de tensión nominal. La parte de alta tensión con los tubos de vacío y los terminales se separa claramente de la parte de baja tensión, es decir, del accionamiento (figura 1.5/19). Cada tubo está dispuesto de forma aislada en una carcasa de material aislante abierta por su parte delantera. La parte de baja tensión se encuentra en una carcasa cerrada, de forma que el aparato es muy robusto contra influencias externas.

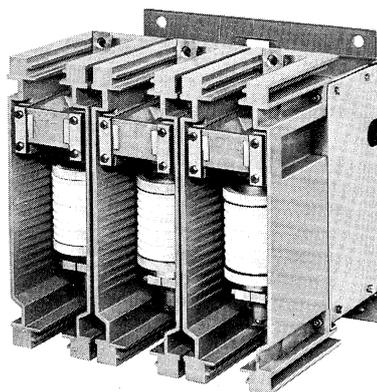


Figura 1.5/17
Contactor de vacío 3TL5
para 3,6 y 7,2 kV

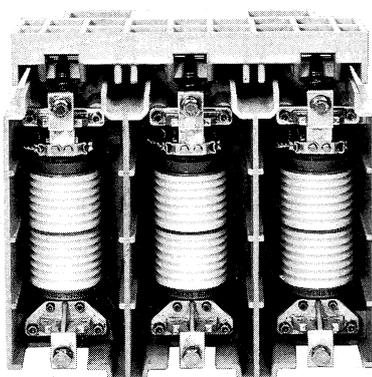


Figura 1.5/18
Contactor de vacío 3TL7
para 12 kV

La figura 1.5/19 muestra la constitución de los contactores de tensiones nominales de hasta 7,2 kV. La parte de alta tensión consta de tres vías de corriente iguales. **Constitución**

Cada vía de corriente consta de los siguientes elementos:

- ▷ Carcasa (1) de poliéster reforzado con fibra de vidrio
- ▷ Tubo de vacío (2)
- ▷ Cabeza de varillaje articulado (3)
- ▷ Pieza de fijación superior (4)
- ▷ Terminal superior (5)
- ▷ Conductor flexible (6)
- ▷ Angular inferior de fijación (7)
- ▷ Terminal inferior (8)

La parte de baja tensión consta de los siguientes elementos esenciales:

- ▷ Caja de accionamiento (9)
- ▷ Muelles de tracción (10)
- ▷ Armadura del electroimán (11)
- ▷ Bobina del electroimán (12)

Mediante la palanca de accionamiento (13) se transmite el movimiento desde la parte de baja tensión a la parte de alta tensión.

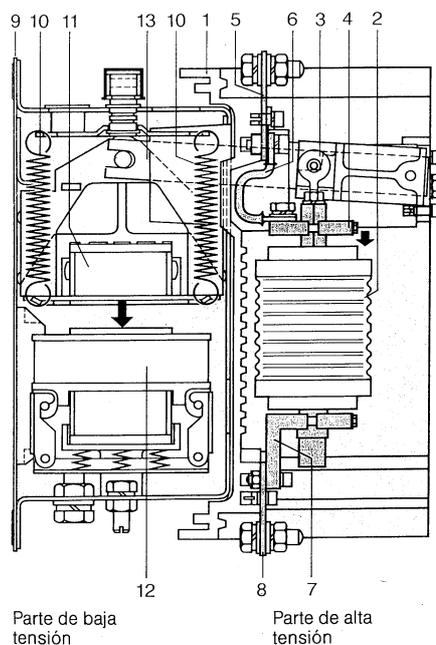


Figura 1.5/19
Constitución de un contactor de vacío

Modo de operación En los contactores de vacío de Siemens, la fuerza de contacto es aportada principalmente por la presión externa del aire. Una configuración apropiada del sistema de muelles mantiene los tubos abiertos cuando está desconectado el accionamiento por electroimán. Una vez conectada la bobina, el accionamiento trabaja contra dichos muelles, liberando el cierre de los contactos a través de la palanca de maniobra. La presión del aire determina la fuerza de cierre de los contactos y, por lo tanto, también la fuerza necesaria de apertura a aportar por el sistema de muelles. La fuerza de los muelles puede adaptarse de forma sencilla a diferentes presiones del aire en función de la altura del emplazamiento.

Los contactores de vacío de Siemens pueden operarse en posición vertical, horizontal o invertida, adaptándose igualmente la tensión de los muelles del sistema de accionamiento a cada posición de montaje. El campo de aplicación de estos contactores puede ampliarse posteriormente mediante la incorporación de un módulo de engatillamiento. Mediante éste se evita, por ejemplo, la caída del contactor al fallar la tensión.

Extinción del arco Al abrir los contactos, la corriente a desconectar induce una descarga de arco en vapor metálico. A través del plasma de vapor metálico que se establece por la descarga fluye la corriente hasta su siguiente paso por 0. El arco se extingue cuando la corriente se hace 0, condensándose el vapor metálico conductor de nuevo sobre las superficies metálicas en el curso de escasos microsegundos; de este modo se establecen muy rápidamente las condiciones originales del tramo de maniobra.

Para mantener la descarga por arco en vapor metálico se requiere una intensidad mínima determinada. Si no se alcanza dicha intensidad mínima, la corriente se interrumpe antes de su paso natural por 0. Para evitar sobretensiones inadmisibles al conectar y desconectar circuitos inductivos, debe limitarse la corriente de ruptura a los mínimos valores posibles.

Mediante la aplicación de un material especial de contacto, la corriente de ruptura tiene en los contactores de vacío de Siemens una intensidad de solamente 4 a 5 A. De este modo se establecen sólo pequeñas sobretensiones, incluso en el caso de desconectar transformadores no sometidos a carga.

Mediante el rápido restablecimiento del tramo de maniobra a sus condiciones originales se extingue el arco también de forma segura, aunque la separación de los contactos se efectúe inmediatamente antes del paso por 0 de la corriente. La duración máxima del arco será, por lo tanto, en el polo de última extinción, de 11 ms como máximo.

Debido a que la tensión de encendido del arco se encuentra entre 20 y 40 V solamente, esto, junto con las breves duraciones del arco mencionadas anteriormente, determina el que las energías de arco sean extremadamente pequeñas. Ello explica la muy prolongada vida eléctrica de los contactores de vacío Siemens.

Protección contra cortocircuitos y sobrecargas

Una protección excelente de los aparatos se obtiene combinando contactores de vacío con disparadores electrónicos de sobreintensidad y fusibles. En la región de las pequeñas corrientes de cortocircuito, en las que los fusibles no responden con la suficiente rapidez, las corrientes son maniobradas de forma segura por los contactores de vacío.

Las fuerzas de soldadura se reducen tanto por la aplicación de un material de contacto apropiado, que los pequeños puentes de soldadura que se forman en caso de cortocircuito sufren una fácil rotura por el accionamiento acelerado. En

la práctica pueden considerarse por ello los contactores de vacío como libres de soldadura. Esto es válido incluso cuando se utilizan interruptores de potencia modernos en vez de fusibles HH, preconnectados al contactor de vacío.

1.5.7 Accionamientos y protección contra errores de maniobra

Accionamientos

Para operar los aparatos utilizados en cuadros eléctricos se emplean accionamientos manuales o motorizados.

Entre los accionamientos de los aparatos de maniobra se distinguen fundamentalmente aquéllos que forman parte del aparato, es decir, los que pertenecen al mismo desde el punto de vista funcional, por ejemplo, los accionamientos de resorte o de acumulación, y los que pertenecen al cuadro, tales como los accionamientos manuales para seccionadores, interruptores de puesta a tierra y seccionadores bajo carga.

El apartado siguiente se ocupa del segundo tipo de accionamientos. Los que forman parte funcional del aparato de maniobra se han descrito ya al tratar los aparatos de maniobra de alta tensión (véanse los capítulos 1.5.2 y 1.5.4 a 1.5.6).

Accionamientos dispuestos en el cuadro

Accionamientos manuales para seccionadores, interruptores de puesta a tierra, interruptores de puesta a tierra con poder de cierre y seccionadores bajo carga

En los cuadros eléctricos Siemens se prefiere el accionamiento por eje en seccionadores, interruptores de puesta a tierra, interruptores de puesta a tierra con poder de cierre y seccionadores bajo carga. También se pueden utilizar otros accionamientos, tales como los de palanca de inserción, estribo o barras de maniobra.

Tipos

Accionamiento por eje

Los accionamientos de eje se ejecutan a modo de accionamiento directo o articulado. Ambos tipos se pueden poner en acción desde el lado anterior del cuadro estando cerrada la puerta.

Ejecuciones

La llave se puede extraer únicamente en las posiciones extremas. De esta forma se efectúan forzosamente maniobras completas.

Operación

1.5 Aparatos de alta tensión

Accionamiento directo

En este caso, el eje de accionamiento se encuentra a la misma altura que el eje del interruptor, formando continuamente un ángulo recto con éste.

Accionamiento articulado

En este caso, el eje de accionamiento se encuentra a distinto nivel que el del interruptor. Tras el corto eje de accionamiento se encuentra el bloque de desviación, del que parte el eje de acoplamiento unido al del interruptor a través de una articulación esférica. El eje de acoplamiento puede adoptar cualquier posición formando ángulos de hasta 90° con la vertical.

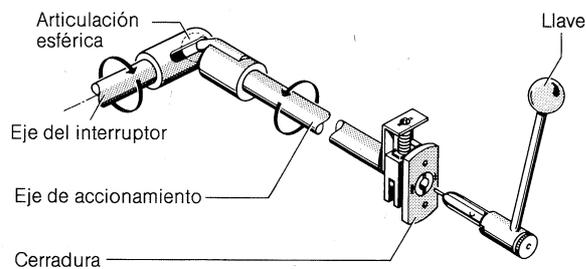


Figura 1.5/20 Accionamiento directo

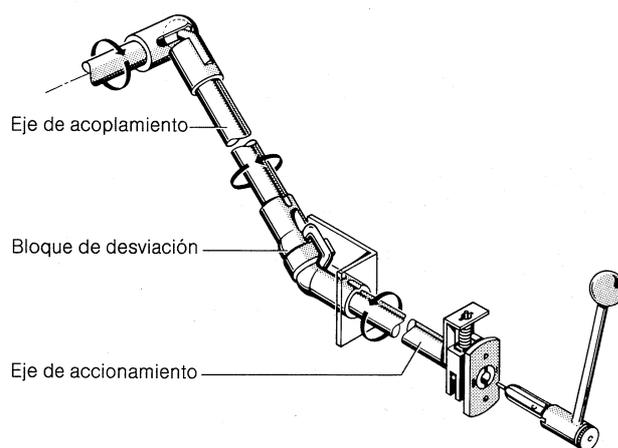


Figura 1.5/21 Accionamiento articulado

Características especiales del accionamiento por eje

Independientemente de la posición de montaje del interruptor, con el accionamiento por eje se conecta en el sentido de las agujas del reloj, y se desconecta en sentido opuesto (véase DIN 43 602).

El movimiento queda limitado en las posiciones extremas por un tope. En dichas posiciones, el accionamiento queda asegurado con un dispositivo de autobloqueo contra las fuerzas que actúan sobre el eje del interruptor (incluso estando insertada la llave).

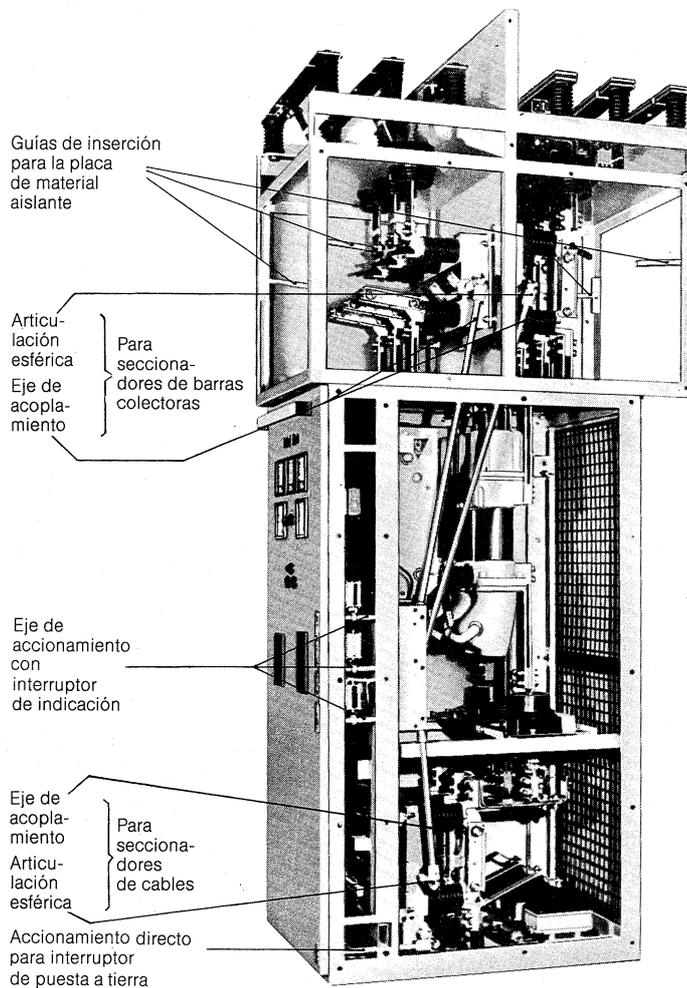


Figura 1.5/22

Tres seccionadores con accionamiento articulado y un interruptor de puesta a tierra con accionamiento directo en un cuadro

	<p>Si está abierta la puerta se impide la posibilidad de maniobrar involuntariamente con el eje de accionamiento después de extraer la llave, mediante un bloqueo del eje o enclavamiento.</p>
Reducción angular	<p>Debido a la reducción angular no lineal de 180° en el accionamiento a 90° en el aparato, se aplica el par de giro máximo al principio y al final del movimiento del interruptor. De esta forma se reduce la fuerza que hay que aplicar, en comparación con otros tipos de accionamiento.</p>
Altura de accionamiento	<p>Mediante los dispositivos de desviación y ejes de acoplamiento es posible disponer el eje de accionamiento a la altura más favorable. Los accionamientos directos no se deben disponer a una altura superior a 1900 mm.</p>
Interruptores auxiliares para los seccionadores normales y bajo carga	<p>Los interruptores auxiliares (de indicación) se pueden disponer en el interruptor o en el eje de accionamiento. Para garantizar la maniobra correcta de una derivación con varios aparatos, se han de cumplir las condiciones relativas a la indicación de posición de los interruptores auxiliares, según VDE 0670, parte 2, párrafo 17 b. De acuerdo con ello, sólo puede indicarse la posición cuando las cuchillas de los seccionadores hayan alcanzado las posiciones extremas o se alcancen con seguridad inmediatamente después de la indicación, si se efectúa el accionamiento en la debida forma.</p> <p>Ya que el amplio ángulo de accionamiento permite un ajuste fiable de los interruptores auxiliares, para pequeños ángulos de maniobra en la proximidad de las posiciones extremas, en los cuadros eléctricos Siemens se disponen dichos interruptores auxiliares preferentemente sobre el eje de accionamiento, inmediatamente detrás del cojinete. En los cuadros con armario de servicio (véase el capítulo 1.7) es posible vigilar incluso durante el servicio los interruptores auxiliares dispuestos sobre el eje de accionamiento.</p>
Interruptores auxiliares para seccionadores bajo carga con acumulador de desconexión	<p>En los seccionadores bajo carga con acumulador de desconexión hay que disponer el interruptor auxiliar sobre el eje del seccionador, puesto que al disparar éste no existe sincronismo entre su eje y el eje de accionamiento, que permanece en la posición de conexión. Antes de una nueva conexión hay que llevar el eje de accionamiento mediante la llave a la posición de desconexión.</p>
Tabiques separadores	<p>Para pasar los ejes de accionamiento a través de tabiques separadores no es preciso efectuar orificios rasgados (ranuras), por lo que no queda afectada la protección contra contactos involuntarios.</p>
Protección contra maniobras erróneas	<p>En los accionamientos por eje se puede prever una protección contra maniobras erróneas mediante piezas adicionales (enclavamientos).</p>
Espacio necesario	<p>Todas las piezas de accionamiento y adicionales para los enclavamientos caben detrás de la pieza angular de 50 mm de anchura de un cuadro.</p>

Protección contra maniobras erróneas

Maniobras erróneas Los accidentes y las perturbaciones de servicio en los cuadros eléctricos se deben, en la mayoría de los casos, a maniobras erróneas.

Entre éstas pueden mencionarse:

Maniobra de un seccionador estando éste bajo carga.

Maniobra de un interruptor de potencia o un seccionador bajo carga cuando los seccionadores correspondientes no se encuentren en las posiciones finales de conexión o desconexión, sino en una posición intermedia, denominada "de perturbación".

Debido a que los carros de maniobra tienen funciones de seccionador, esto es válido también para la introducción y extracción del carro con el interruptor de potencia o el seccionador bajo carga conectados.

Al efectuarse maniobras erróneas se establece un arco que deteriora el aparato de maniobra. Según el diseño de la instalación, pueden originarse daños personales y materiales de considerable alcance.

Consecuencias

Maniobras erróneas se evitan utilizando una protección adecuada. Por este motivo, las instalaciones de nueva construcción provistas de aparatos fijos, deberían equiparse con el correspondiente dispositivo de protección contra maniobras erróneas.

Servicio exento de peligro

Las instalaciones de carro de maniobra Siemens (véase el capítulo 1.7) se suministran únicamente incluyendo dicha protección. Están dotadas de enclavamientos para los carros de maniobra según las determinaciones VDE 0670, parte 6.

La protección contra maniobras erróneas ha de cumplir los siguientes cometidos:

Registro y procesamiento del estado de todos los aparatos participantes en la maniobra;

impedir todas las maniobras inadmisibles;

señalización del estado de maniobra de los aparatos a proteger, mediante los correspondientes indicadores de posición.

Cometidos de la protección contra maniobras erróneas

Los dispositivos electroneumáticos y eléctricos de protección contra maniobras erróneas han de cumplir además tareas especiales:

Trasmisión de las órdenes emitidas desde la sala de control o localmente a los accionamientos, manteniendo las condiciones de enclavamiento.

La protección contra maniobras erróneas no controla la ausencia de tensión de un tramo de cable o línea que se haya de conectar a tierra. Antes de la puesta a tierra hay que asegurarse de la ausencia de tensión.

Interruptores de puesta a tierra

Protección contra maniobras erróneas en instalaciones con aparatos fijos

Los enclavamientos de derivaciones son los existentes dentro de un cuadro.

Enclavamientos de derivaciones
Enclavamientos de la instalación

Los enclavamientos de la instalación, también denominados enclavamientos externos, son los existentes entre los interruptores de distintas derivaciones y las secciones de las barras colectoras.

Se distingue entre enclavamientos mecánicos, eléctricos, electromagnéticos y electroneumáticos. La protección contra maniobras erróneas puede basarse en dichos tipos de enclavamiento.

Tipos de enclavamiento

Protección contra maniobras erróneas en instalaciones con carros de maniobra

En las instalaciones provistas de carro de maniobra, las derivaciones se enclavan mediante dispositivos mecánicos, algunos de los cuales van dispuestos en la parte fija del cuadro y los restantes en el carro. Estos dispositivos fuerzan la secuencia correcta de las operaciones.

Protección mecánica

1.5 Aparatos de alta tensión

Tabla 1.5/12

Protección contra maniobras erróneas en aparatos aislados o combinados, dispuestos en instalaciones con barras colectoras simples o múltiples

Tipo de protección contra maniobras erróneas en caso de		Si el accionamiento de los aparatos es		
enclavamiento de derivaciones	enclavamiento de la instalación	manual (por eje)	por motor	neumático ¹⁾
M	EM	×		
M	EM	×	×	
E	E		×	
EP	EP			×

¹⁾ Sólo para seccionadores

M: Protección mecánica contra maniobras erróneas

En el accionamiento por eje hay piezas adicionales que enclavan mecánicamente.

EM: Protección electromagnética contra maniobras erróneas

En el accionamiento por eje hay piezas adicionales que enclavan de forma mecánica y electromagnética; además, interruptores auxiliares; aparato de acometida a la red, opcional, de 60, 110, 220 V_~ ó 110, 220 V_~. En el caso de enclavamiento de la instalación hay que disponer adicionalmente un cerrojo magnético en el accionamiento por eje y un bloqueo de conexión en el interruptor de potencia.

E: Protección eléctrica contra maniobras erróneas

EP: Protección electroneumática contra maniobras erróneas

La protección eléctrica y la electroneumática se ejecutan en forma de aparatos completos, que se incorporan en los armarios de servicio de los cuadros.

Enclavamiento del conector de baja tensión

Los cables de control dispuestos entre el carro y la parte fija del cuadro se unen a través de un conector (véase el capítulo 1.7). Mediante un enclavamiento se garantiza que el carro únicamente se pueda desplazar de la posición de prueba (que, al mismo tiempo, es la de seccionamiento), a la de servicio estando acoplado el conector. En las posiciones intermedias y en la de servicio queda bloqueado por el carro el acceso a dicho conector.

Mientras no se suelte el conector, una cadena impide que el carro se desplace más allá de la posición de seccionamiento.

Enclavamiento del carro de maniobra

Mediante un bloqueo mecánico de conexión, que depende de la posición del dispositivo de traslación del carro, el interruptor de potencia se puede operar únicamente en la posición de prueba y en la de servicio. Estando conectado el interruptor de potencia no es posible desplazar el carro entre la posición de prueba y la de servicio.

Enclavamientos entre el carro de maniobra y el interruptor de puesta a tierra

Los cuadros disponen generalmente de interruptores de puesta a tierra. Independientemente de la posición del interruptor de potencia, un enclavamiento mecánico garantiza que el interruptor de puesta a tierra sólo pueda accionarse cuando el carro se encuentre en la posición de prueba o se haya extraído. Estando conectado el interruptor de puesta a tierra no es posible trasladar el carro de la posición de prueba a la de servicio. La palanca del interruptor de puesta a tierra se puede extraer únicamente cuando este último se encuentre claramente en las posiciones finales de conexión o desconexión, enclavándose el eje de accionamiento del interruptor de puesta a tierra.

El escudo frontal del carro que cubre el accionamiento del interruptor de puesta a tierra estando el carro en la posición de servicio, constituye otro enclavamiento.

Para el carro de medida sólo son necesarios los enclavamientos del conector de baja tensión, debido a que puede interrumpirse la reducida corriente por el primario del transformador de tensión al extraerse el carro.

**Enclavamiento del
carro de medida**

En los enclavamientos de la instalación puede bloquearse el accionamiento del interruptor de la siguiente manera:

Separando el circuito de control del accionamiento por motor o mediante un bloqueo electromagnético de maniobra a través de un final de carrera en el dispositivo de traslación.

**Protección
eléctrica contra
maniobras erróneas**

1.6 Transformadores de medida

1.6.1 Conceptos generales y normas aplicables

Transformadores de medida	Los transformadores de medida son medios de servicio eléctricos que transforman magnitudes eléctricas primarias — intensidades y tensiones — en otras secundarias del mismo tipo, apropiadas para los aparatos conectados — instrumentos de medida, contadores, relés de protección y otros —.																		
Arrollamiento primario	El arrollamiento primario es al que se aplica la intensidad o tensión a medir.																		
Arrollamiento secundario	El arrollamiento secundario es al que se conectan los instrumentos de medida, contadores, relés de protección y otros aparatos semejantes.																		
Clase	La clase es la designación breve aplicable a valores límite, dentro de los cuales deben quedar los errores de medida, cuando ésta se efectúa bajo las condiciones previstas (por ejemplo, clase 0,5).																		
Carga nominal	Es la relativa a transformadores de intensidad o tensión, a la que se refieren las determinaciones sobre límites de error para un factor de potencia $\cos \varphi = 0,8$.																		
Carga de servicio	Viene dada, en transformadores de intensidad, por la impedancia en ohmios y el factor de potencia de carga $\cos \beta$, y en los de tensión, por la admitancia del circuito secundario, expresada en siemens y el factor de potencia de carga $\cos \beta$.																		
Potencia nominal	En los transformadores de intensidad es el producto resultante de multiplicar la carga nominal por el cuadrado de la intensidad nominal por el secundario, y en los de tensión, el producto resultante de multiplicar la carga nominal por el cuadrado de la tensión nominal en el secundario. La potencia nominal se indica en VA en la placa de características.																		
Frecuencia nominal	Es la frecuencia para la que está diseñado el transformador. Se indica en Hz en la placa de características.																		
Relación de transformación nominal K_N	En el caso de transformadores de intensidad es $I_{1N} : I_{2N}$, y en los de tensión, $U_{1N} : U_{2N}$. Indicación: fracción no simplificada, por ejemplo, 100/5 A, 6000/100 V.																		
Condiciones de servicio	Los transformadores son apropiados para su empleo bajo las siguientes condiciones: <table border="0" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td colspan="2"><i>Temperatura ambiente</i></td> </tr> <tr> <td>Temperatura máxima</td> <td style="text-align: right;">40 °C</td> </tr> <tr> <td>Valor máximo de la media en 24 horas</td> <td style="text-align: right;">35 °C</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><i>Temperatura mínima</i></td> </tr> <tr> <td>Transformadores para interiores</td> <td style="text-align: right;">– 5 °C</td> </tr> <tr> <td>Transformadores para intemperie</td> <td style="text-align: right;">– 25 °C</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> <i>Humedad relativa del aire</i></td> </tr> <tr> <td>Transformadores para interiores</td> <td style="text-align: right;">hasta 70%</td> </tr> <tr> <td>Transformadores para intemperie</td> <td style="text-align: right;">hasta 100%</td> </tr> </table>	<i>Temperatura ambiente</i>		Temperatura máxima	40 °C	Valor máximo de la media en 24 horas	35 °C	<i>Temperatura mínima</i>		Transformadores para interiores	– 5 °C	Transformadores para intemperie	– 25 °C	 <i>Humedad relativa del aire</i>		Transformadores para interiores	hasta 70%	Transformadores para intemperie	hasta 100%
<i>Temperatura ambiente</i>																			
Temperatura máxima	40 °C																		
Valor máximo de la media en 24 horas	35 °C																		
<i>Temperatura mínima</i>																			
Transformadores para interiores	– 5 °C																		
Transformadores para intemperie	– 25 °C																		
 <i>Humedad relativa del aire</i>																			
Transformadores para interiores	hasta 70%																		
Transformadores para intemperie	hasta 100%																		

Si se utilizan transformadores en interiores con elevada humedad del aire e incluso formación ocasional de rocío, por ejemplo, en los trópicos, se han de utilizar, en el caso de tensiones > 1 kV, transformadores en ejecución tropical (FW 24 según DIN 50016).

La capacidad de aislamiento de los transformadores se comprueba mediante los siguientes ensayos:

Capacidad de aislamiento

Prueba con tensión de choque (prueba de tipo)

Prueba con tensión en corriente alterna

Prueba del arrollamiento (ensayo de rutina) en transformadores para intemperie incluso bajo lluvia (prueba de tipo),
Prueba de espiras (ensayo de rutina).

Prueba con tensión en corriente alterna

Las tensiones de prueba establecidas para estos ensayos se desprenden de la tabla 1.6/1.

La prueba del arrollamiento se efectúa en transformadores de tensión con tensión en corriente alterna (50 Hz). En el caso de transformadores aislados unipolarmente se prueba el arrollamiento con 2 kV respecto a tierra. Para la prueba de espiras se utiliza tensión alterna de mayor frecuencia.

En los ensayos de la tensión de choque se prueba el aislamiento externo del transformador con las tensiones correspondientes al nivel inferior de choque, y el aislamiento interno, con las correspondientes al nivel superior.

Ensayo con tensión de choque

Ensayo de descarga parcial

Se efectúa en transformadores inductivos con aislamiento sólido para tensiones de servicio a partir de $U_m = 3,6$ kV, a modo de ensayo rutinario.

Ensayo de descarga parcial

Tabla 1.6/1
Tensiones de prueba y niveles de aislamiento para transformadores de medida según VDE 0414

Máxima tensión permanente admisible de servicio U_m del medio de servicio	Tensión nominal alterna soportable (valor eficaz) para la		Tensión nominal de choque soportable 1,2/50 μ s	
	Prueba de espiras de transformadores de tensión: grupo de aislamiento D	Prueba de arrollamientos de transformadores de intensidad y transformadores de tensión de polos aislados: grupo de aislamiento F	Onda completa	Onda parcial
kV	kV	kV	kV	kV
0,6	2	3	—	—
12	3,5	10	—	—
12	28	35	75	85
24	50	55	125	145
36	70	75	170	195
52	95	105	250	290

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/2
Valores límite de la tensión de perturbación en pruebas de descargas parciales

Transformador de intensidad con aislamiento sólido a partir de	Valores límite de la tensión de perturbación de descarga parcial			Transformador de tensión con aislamiento sólido a partir de	Valores límite de la tensión de perturbación de descarga parcial		
$U_m = 3,6 \text{ kV}$	160 μV	60 μV	10 μV	$U_m = 3,6 \text{ kV}$	160 μV	60 μV	10 μV
	A las tensiones de prueba de descarga parcial				A las tensiones de prueba de descarga parcial		
	1,3 U_m	1,1 U_m	0,65 U_m	Unipolar	$1,5 \cdot \sqrt{3} U_N$	$1,3 \cdot \sqrt{3} U_N$	$0,75 \cdot \sqrt{3} U_N$
				Bipolar	$1,5 U_N$	—	$1,3 U_N$

Para comprobar el aislamiento en los transformadores de intensidad y de tensión es necesario efectuar, además de las pruebas mencionadas anteriormente, pruebas de descarga parcial con tensiones de prueba según la tabla 1.6/2. Como descarga parcial se entiende cada descarga eléctrica débil y de corta duración que se establece en un elemento a ensayar bajo los efectos de la tensión aplicada. Las descargas se producen en cuanto en un punto se sobrepase la tensión de descarga parcial del medio aislante. Intensidades de campo relativamente altas se establecen en aristas agudas y en puntas de piezas metálicas o en caso de burbujas o inclusiones gaseosas en aislantes sólidos o líquidos. Las descargas parciales actúan como emisores de alta frecuencia, generando una mezcla de las más diferentes frecuencias. Además se transforman energías térmicas y químicas. Debido a ello puede quedar afectada la calidad del aislamiento. La medición de descargas parciales permite enjuiciar la homogeneidad del material aislante y proporciona información sobre inclusiones inadmisibles de aire.

Normas, prescripciones, determinaciones

Los transformadores de medida para cuadros eléctricos satisfacen en Alemania a las determinaciones VDE 0414 "Determinaciones referentes a transformadores de medida", así como VDE 0111 "Coordinación de aislamiento para medios de servicio en redes de corriente trifásica de más de 1 kV". A continuación se indican las normas vigentes en los distintos países.

Alemania	VDE 0414 Determinaciones referentes a transformadores de medida
Internacional	CEI-Publ. 185—1966 Transformadores de intensidad CEI-Publ. 186—1969 e CEI-Publ. 186A—1970 Transformadores de tensión
Bélgica	NBN 134—1962
Estados Unidos	ANSI C57.13—1968
Francia	C42—501—1973 y C42—502—1972
Inglaterra	BS 3938 y 3941—1973
Italia	CEI13—1/1942
Suecia	SEN 270811—1970

1.6.2 Conceptos y determinaciones aplicables a transformadores de intensidad

Son transformadores de baja potencia, cuyos primarios están intercalados en la línea, mientras que los arrollamientos secundarios quedan prácticamente en cortocircuito a través de los aparatos de medida, contadores, relés o reguladores conectados. Estos transformadores separan los circuitos de medida y protección de la tensión del primario, protegiendo los aparatos contra sobrecargas de acuerdo con el comportamiento de los transformadores frente a sobreintensidades.

Los transformadores de intensidad a partir de 3,6 kV pueden tener varios arrollamientos secundarios con núcleos totalmente separados magnéticamente con las mismas o diferentes curvas características. Pueden, por ejemplo, disponer de dos núcleos de medida de diferente precisión o ser ejecutados también con núcleos de medida y protección con distintos factores nominales de sobreintensidad.

La intensidad nominal del primario o secundario es el valor de la intensidad del primario o del secundario indicado en la placa de características (valor eficaz en A).

Intensidad nominal
 I_N

Valores usuales de las intensidades nominales del primario en A son:

5; 10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75

y sus múltiplos de 10.

En consideración a la abertura de la ventana de los transformadores de intensidad de baja tensión debería coincidir la intensidad nominal del primario del transformador de intensidad con la del aparato de maniobra.

A tener en cuenta en los transformadores de intensidad de baja tensión

Valores usuales para las intensidades nominales del secundario en amperios son: 5 y 1.

La intensidad nominal térmica permanente (valor eficaz en A) es 1,2 veces y, en caso de transformadores de intensidad de rango extendido (*extended*), 1,5 ó 2 veces la intensidad nominal, por ejemplo, ext. 150% ó ext. 200%.

Intensidad nominal térmica permanente

Es el valor de la intensidad en el primario de 1 s de duración, indicado en la placa de características, cuyos efectos térmicos pueden ser soportados por el transformador de intensidad con el arrollamiento secundario en cortocircuito, sin sufrir daños (valor eficaz en kA).

Intensidad nominal térmica de breve duración I_{th}

Es el valor de la amplitud de la primera onda de la intensidad, cuyos efectos mecánicos pueden ser soportados por un transformador de intensidad con el arrollamiento secundario en cortocircuito, sin sufrir daños (valor de pico en kA).

Intensidad dinámica nominal I_{dyn}

Los transformadores de intensidad para fines de medida se prevén para la conexión de instrumentos, contadores y aparatos análogos, y los de protección para la conexión de equipos de protección.

Cometidos de medida y protección

En transformadores de intensidad para fines de medida (identificación con la letra M), la clase indica el límite del error porcentual de la intensidad para la intensidad nominal; en transformadores de intensidad para fines de protección (identificación con la letra P) el límite porcentual de error total para la intensidad límite nominal de error en el primario.

Clase

1.6 Transformadores de medida

Factor de sobre-intensidad nominal, intensidad nominal límite de error

El factor nominal de sobreintensidad es un número establecido por el que debe multiplicarse la intensidad nominal del primario para obtener la intensidad nominal límite de error (véase también la página 306, errores en caso de sobreintensidad).

Errores y límites de error

Error de intensidad F_i de un transformador de intensidad, para una intensidad dada del primario, es la diferencia porcentual entre la intensidad secundaria multiplicada por la relación de transformación nominal y la intensidad primaria. El error de intensidad se calcula con signo positivo cuando el valor real de la intensidad secundaria es mayor que el valor teórico.

Error de intensidad F_i

El error de intensidad de un transformador de intensidad viene dado por:

$$F_i = 100 \cdot \frac{I_2 \cdot K_N - I_1}{I_1} \text{ en } \% .$$

F_i Error de intensidad en %

I_1 Intensidad primaria en A

I_2 Intensidad secundaria en A

K_N Relación de transformación nominal

Tabla 1.6/3

Error de intensidad admisible y error de desfase de transformadores de intensidad según VDE 0414

a) Límites de error de los transformadores de intensidad utilizados para fines de medida

Clase	Error de intensidad $\pm F_i$ (en %) para ... $\times I_N$							Error de desfase $\pm \delta_i$ en minutos, para ... $\times I_N$						
	2,0 ¹⁾	1,2	1,0	0,5	0,2	0,1	0,05	2,0 ¹⁾	1,2	1,0	0,5	0,2	0,1	0,05
0,1	—	0,1	0,1	—	0,2	0,25	—	—	5	5	—	8	10	—
0,2	—	0,2	0,2	—	0,35	0,5	—	—	10	10	—	15	20	—
0,5	—	0,5	0,5	—	0,75	1,0	—	—	30	30	—	45	60	—
1	—	1,0	1,0	—	1,5	2,0	—	—	60	60	—	90	120	—
3	—	3,0	—	3,0	—	—	—	—	120	—	120	—	—	—
0,1 ext. ...	0,1	—	0,1	—	0,2	0,25	0,4	5	—	5	—	8	10	15
0,2 ext. ...	0,2	—	0,2	—	0,35	0,5	0,75	10	—	10	—	15	20	30
0,5 ext. ...	0,5	—	0,5	—	0,75	1,0	1,5	30	—	30	—	45	60	90
1 ext. ...	1,0	—	1,0	—	1,5	2,0	—	60	—	60	—	90	120	—
3 ext. ...	3,0	—	—	3,0	—	—	—	120	—	—	120	—	—	—

¹⁾ para ext. 200%

b) Límites de error de los transformadores de intensidad utilizados para fines de protección

Clase	Error de intensidad $\pm F_i$ (en %) para ... $\times I_N$				Error de desfase $\pm \delta_i$ (en minutos) para ... $\times I_N$			
	1,0	0,5	0,2	0,1	1,0	0,5	0,2	0,1
5P ...; 5P ... ext. ...	1,0	—	1,5	2,0	60	—	90	120
10P ...; 10P ... ext. ...	3,0	3,0	—	—	120	120	—	—

Error total F_g para intensidad nominal límite de error y para carga nominal:

5P ...; 5P ... ext. ... — 5%
10P ...; 10P ... ext. ... — 10%

Error de desfase δ_i de un transformador de intensidad es la diferencia de fase entre la intensidad del secundario y la del primario; los sentidos de partida se han establecido de tal forma, que en caso de ausencia de errores en el transformador resulte una diferencia de 0° . El error de desfase δ_i se indica en minutos y se considera positivo cuando la magnitud secundaria anteceda a la primaria.

Error de desfase δ_i

Cada transformador de intensidad, al que se le haya asignado una clase, debe cumplir con los límites de error indicados para su clase.

El error total F_g es para la intensidad nominal límite de error y para la carga nominal de -15% .

Error total F_g

Los valores límite de errores de intensidad y errores de desfase deben mantenerse para la frecuencia nominal y para las fracciones de carga nominal indicadas en la tabla 1.6/4.

En Alemania sólo pueden utilizarse en servicio público transformadores para contratos de suministro de energía eléctrica (para facturación) si están certificados oficialmente por un laboratorio eléctrico según las disposiciones legales (disposiciones sobre calibración) (o calibrados por un servicio oficial) y dotados del correspondiente sello oficial (marca o placa), así como de un sello de seguridad (precinto). La vigencia de esta certificación no caduca.

Certificación de transformadores de medida

Tabla 1.6/4

Fracciones de carga nominal para las que deben cumplirse los límites de error de los transformadores de intensidad

Clase	Potencia nominal VA	Fracción de la carga nominal	Factor de potencia de carga $\cos \beta$
0,1	1 a 2,5	1/1 y 1/2	1
0,2	> 2,5	1/1 y 1/4	0,8
0,5			
1			
3	1 a 2,5	1/1 y 1/2	1
	> 2,5	1/1 y 1/2	0,8
0,1 ext. ...	1 a 2,5	1/1 y 1/2	1
0,2 ext. ...	> 2,5	1/1 y 1/4	0,8
0,5 ext. ...			
1 ext. ...			
3 ext. ...	1 a 2,5	1/1 y 1/2	1
	> 2,5	1/1 y 1/2	0,8
5P ...	1 a 2,5	1/1 y 1/2	1
5P ... ext. ...	> 2,5	1/1 y 1/4	0,8
10P ...	1 a 2,5	1/1 y 1/2	1
10P ... ext. ...	> 2,5	1/1 y 1/2	0,8

1.6 Transformadores de medida

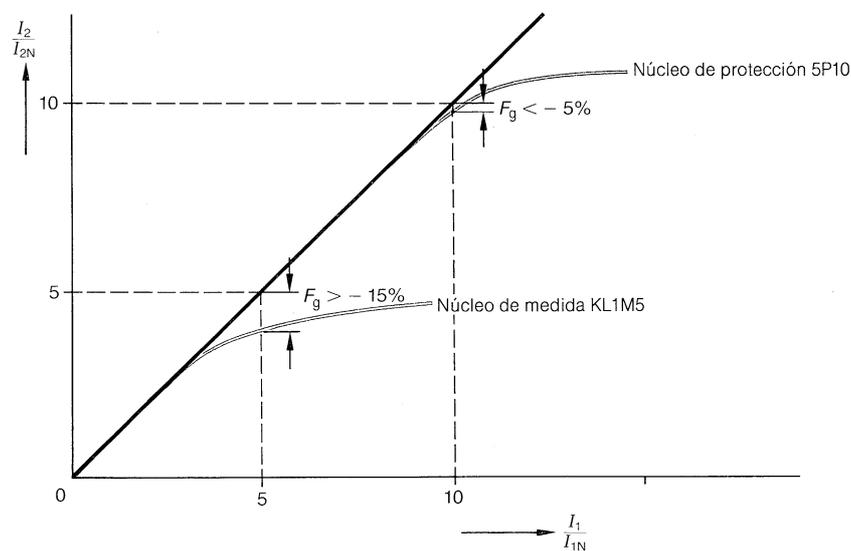
Errores en caso de sobreintensidad

Los núcleos de medida y los núcleos de protección se comportan de distinta manera en caso de sobreintensidad.

Tratándose de núcleos de medida, para factores nominales de sobreintensidad M5 ó M10, debe obtenerse, al multiplicarse por la intensidad nominal, un error total de -15% , para proteger aparatos conectados contra sobrecargas.

Para la conexión de relés de protección, los transformadores deben presentar sólo errores de transformación limitados, incluso en casos de sobreintensidades. Por este motivo se establecen las clases de protección de forma tal que la intensidad en el secundario crezca proporcionalmente a la del primario hasta una sobreintensidad determinada. Para la intensidad nominal límite de error en el primario y para la carga nominal, el error total será -5% (5P) ó -10% (10P).

El factor nominal de sobreintensidad da información sobre el comportamiento del transformador en caso de sobreintensidad. Tratándose de núcleos de cómputo y de medida para la conexión de contadores y aparatos de medida se desea el mínimo factor nominal de sobreintensidad posible (M5 ó M10) para proteger los aparatos conectados. Dada la alta precisión de medida exigida al mismo tiempo, la utilización de materiales normales para los núcleos conlleva un elevado factor nominal de sobreintensidad, por lo que en este caso es necesaria la utilización de materiales especiales. Si se desean aprovechar las buenas características de los núcleos de cómputo y medida así obtenidas, no debe elegirse la potencia nominal de estos núcleos significativamente mayor que la correspondiente al consumo de los aparatos conectados, incluyendo las líneas de interconexión (figura 1.6/1).



I_1 Intensidad en el primario I_{1N} Intensidad nominal en el primario
 I_2 Intensidad en el secundario I_{2N} Intensidad nominal en el secundario

Figura 1.6/1
Comportamiento frente a sobreintensidades de los transformadores de intensidad para la carga nominal

Factor de sobreintensidad en función de la potencia conectada

Los transformadores de intensidad no deben sobredimensionarse ni bajo el punto de vista de la intensidad nominal ni bajo el de la potencia nominal, tanto por razones económicas como técnicas. Si la potencia conectada difiere de la potencia nominal del transformador, el factor de sobreintensidad varía en la siguiente forma:

**Carga nominal,
carga de servicio**

$$n' = n \cdot \frac{S_N + S_E}{S + S_E}$$

n' Factor de sobreintensidad real

n Factor de sobreintensidad nominal

S_N Potencia nominal, en VA

S_E Consumo propio del transformador, en VA (aproximadamente un 10% de S_N)

S Potencia realmente conectada, en VA

Ejemplo:

Transformador de intensidad 1000/1/1A, $I_{th} = 25$ kA, $U_m = 12$ kV

1^{er} Núcleo: 10 VA; núcleo de medida 1M5

2^o Núcleo: 15 VA; núcleo de protección 5P10

Potencia realmente conectada:

1^{er} Núcleo: Amperímetro de aproximadamente 4 VA

2^o Núcleo: Protección mecánica temporizada contra sobreintensidades de aproximadamente 22 VA

Núcleo de medida:

El factor de sobreintensidad real que se presenta durante el servicio resulta:

$$n' = 5 \cdot \frac{10 \text{ VA} + 1,0 \text{ VA}}{4 \text{ VA} + 1,0 \text{ VA}} = 11.$$

El factor real de sobreintensidad es aproximadamente el doble del factor nominal de sobreintensidad.

Como puede verse en la figura 1.6/2, el aparato de medida conectado no queda ya suficientemente protegido contra los efectos de las corriente de cortocircuito.

Medidas auxiliares

Elegir potencias menores del transformador o, si ello no es posible: someter a carga artificialmente el transformador.

Núcleo de protección:

El factor de sobreintensidad real que se presenta durante el servicio resulta:

$$n' = 10 \cdot \frac{15 \text{ VA} + 1,5 \text{ VA}}{22 \text{ VA} + 1,5 \text{ VA}} = 6,5.$$

El factor real de sobreintensidad es aproximadamente la mitad del factor nominal de sobreintensidad.

Como se desprende de la figura 1.6/2, la señal de intensidad no se transmite correctamente. Esto puede tener por consecuencia el que no haya respuesta o se desencadene un disparo erróneo del aparato de protección.

1.6 Transformadores de medida

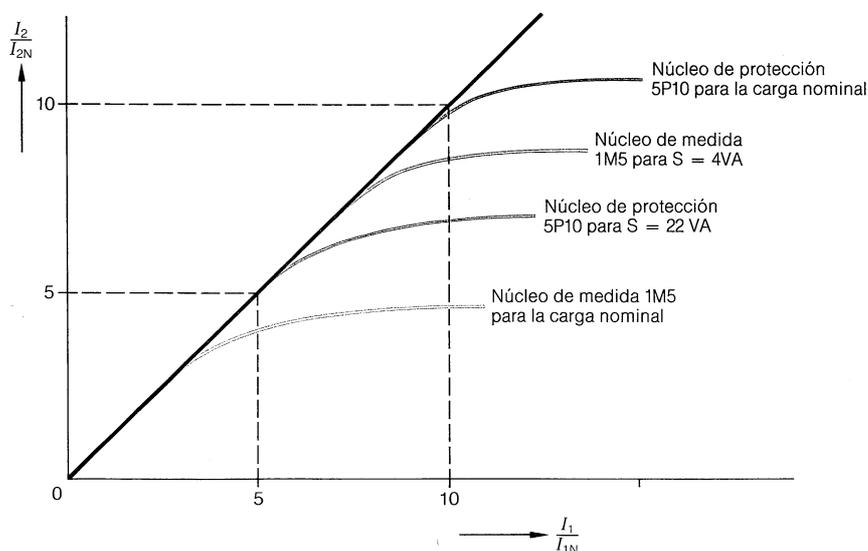


Figura 1.6/2
Comportamiento frente a sobrecargas de núcleos de medida y protección de un transformador de intensidad en función de la potencia conectada: núcleo de medida 4 VA, núcleo de protección 22 VA

Si la potencia realmente conectada es mayor que la nominal, entonces el transformador de intensidad no podrá cumplir ya las condiciones para mantener los límites de error y la exactitud de su clase.

Medidas auxiliares

Elegir transformadores de mayor potencia.

La potencia nominal del transformador de intensidad debería adaptarse siempre, por este motivo, a la potencia realmente necesaria.

Rango de medición	Los transformadores de intensidad pueden ser de rango normal, de rango extendido y de doble rango.
Rango normal	Los transformadores de intensidad de rango normal pueden operarse permanentemente con $1,2 \cdot I_N$ y mantienen los límites de error de su clase en un margen de $0,1$ a $1,2 \cdot I_N$.
Rango extendido	Los transformadores de intensidad con rango extendido del 200% (ext. 200%) pueden operarse permanentemente con $2 \cdot I_N$ y mantienen el límite de error de su clase en un margen de $0,05$ a $2,0 \cdot I_N$. Los límites que correspondan son aplicables a ext. 150%. Para ello se diseñan el primario y el secundario para 2 veces y 1,5 veces la intensidad nominal. En concordancia con esto pueden modificarse, bajo determinadas circunstancias, el tamaño y las conexiones del primario.

En las distribuciones de baja tensión se diseñan las secciones de los conductores de acuerdo con la intensidad de servicio nominal. Por ello no es razonable el emplear transformadores que puedan ser operados permanentemente con 1,5 veces o 2 veces la intensidad nominal.

Los transformadores de intensidad de doble rango se ejecutan para dos relaciones nominales de transformación con la misma relación numérica sin conmutación, para intensidades nominales en el secundario de 5 y 1 A (por ejemplo, 50/5 A y 10/1 A). Para la misma carga nominal (impedancia en ohmios) satisfacen las exigencias de la clase 0,5 en el rango normal de 5 A y de la clase 0,5 ext. en el rango extendido de 1 A. Con respecto al rango de 5 A resulta en consecuencia un rango de medida de 0,01 a $1,2 \cdot I_N$.

Doble rango

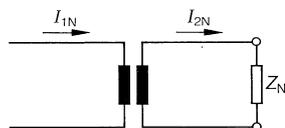
La potencia nominal S_N de un transformador de intensidad es la potencia aparente en VA para una intensidad nominal del secundario I_{2N} y una carga nominal Z_N (figura 1.6/3).

Potencia nominal

Los transformadores de intensidad tienen las siguientes potencias nominales preferentes:

1; 1,5; 2; 2,5; 5; 10; 15; 30; 60 VA

$$S_N = Z_N \cdot I_{2N}^2$$



S_N Potencia nominal, en VA

Z_N Carga nominal, en Ω

I_{2N} Intensidad nominal del secundario, en A

Figura 1.6/3 Potencia nominal de un transformador de intensidad

La potencia realmente conectada a un transformador de intensidad resulta de la suma de todas las potencias individuales, incluidas las pérdidas en las líneas, en VA. Se puede calcular con suficiente exactitud sumando las potencias con independencia de su ángulo de fase.

Potencia real

Si la carga de un transformador de intensidad proviene de varios aparatos, deben conectarse éstos básicamente en serie.

Ejemplo:

Se desean conectar un amperímetro, un registrador de potencia y un contador de corriente trifásica al circuito secundario de un transformador de intensidad con un conductor de medida de $2,5 \text{ mm}^2$ y una longitud total de 50 m (línea de ida y retorno). La intensidad nominal en el secundario del transformador de intensidad es 1 A.

El consumo de potencia de los aparatos se indica en las correspondientes listas (véanse los valores orientativos indicados en la tabla 1.6/5).

1.6 Transformadores de medida

Consumo de potencia:

Amperímetro	1 VA
Registrador de potencia	6 VA
Contador de corriente trifásica	0,8 VA

Pérdidas en la línea:

$$S_L = \frac{I_{2N}^2 \cdot 2 \cdot l}{\kappa \cdot A}$$

S_L Pérdidas en la línea, en VA

I_{2N} Intensidad nominal en el secundario del transformador de intensidad, en A

l Longitud simple de la línea, en m

A Sección del conductor de medida, en mm²

κ para cobre $57 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2}$

$$S_L = \frac{1^2 \text{ A}^2 \cdot 2 \cdot 25 \text{ m}}{57 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 2,5 \text{ mm}^2} = 0,35 \text{ VA}$$

La potencia necesaria S de un transformador de intensidad resulta de sumar los consumos de potencia de los aparatos de medida y de las pérdidas en la línea.

$$S = 1 \text{ VA} + 6 \text{ VA} + 0,8 \text{ VA} + 0,35 \text{ VA} = 8,15 \text{ VA}$$

La potencia nominal elegida S_N es de 10 VA.

La tabla 1.6/5 proporciona valores orientativos de consumo de potencia de la mayoría de los aparatos de medida utilizados.

Tabla 1.6/5 Consumo de potencia de aparatos de medida

Aparatos	Consumo de potencia ¹⁾ por vía de corriente, en VA
Amperímetro de hierro móvil	0,1 a 1,6
Amperímetro de cuadro móvil y rectificador	0,15
Amperímetro de bimetálico	1,2 a 1,5
Vatímetro	0,5 a 1,5
Fasímetro	0,8 a 3
Registrador de intensidad	2
Registrador de potencia	6
Registrador de factor de potencia	14
Contador de corriente alterna	1,1 a 2,5
Contador de corriente trifásica	0,32 a 1,1
Transductor de medida	3
Sensor de medida	2

¹⁾ Valores orientativos; los valores exactos deben tomarse de los catálogos correspondientes de los fabricantes

Tabla 1.6/6
Pérdidas en la línea S_L en VA por m de línea de cobre (línea de ida retorno)

Secciones de la línea de cobre mm ²	S_L en VA/m para	
	$I_{2N} = 1 \text{ A}$	$I_{2N} = 5 \text{ A}$
1,5	0,023	0,58
2,5	0,014	0,36
4	0,009	0,22
6	0,006	0,15
10	0,004	0,09

El problema de las elevadas pérdidas en líneas de medida largas aparece cada vez con mayor frecuencia, dado que se tiende cada vez más a una medición centralizada.

Pérdidas en líneas de medida largas

Las pérdidas en la línea pueden calcularse con la siguiente fórmula:

$$S_L = \frac{I_{2N}^2 \cdot 2 \cdot l}{\pi \cdot A} \quad (\text{véase la página 310})$$

La tabla 1.6/6 proporciona las pérdidas en la línea referidas a 1 m de línea de cobre (línea de ida y retorno) para distintas secciones de conductor e intensidad nominal en el secundario del transformador de 1 ó 5 A.

De la tabla se deduce que las pérdidas en la línea son, para intensidades nominales en el secundario de 5 A, 25 veces mayores que para las de 1 A.

Por ello se recomienda una intensidad nominal en el secundario de 1 A, especialmente si las líneas de medida son largas.

Al medir con corrientes de 1 A, pueden utilizarse secciones menores de conductor y, por lo tanto, más económicas.

Ejemplo: longitud simple de línea 35 m,

pérdidas máximas admisibles en la línea: 5 VA,

pérdidas en la línea por m = 5 VA/35 m = 0,143 VA/m;

para una intensidad en el secundario de 1 A basta, según la tabla 1.6/6, una sección de conductor de 1,5 mm²,

para una intensidad nominal en el secundario de 5 A son necesarios 6 mm².

En el campo de baja tensión, donde solamente son usuales pequeñas potencias de transformador (1,5 a 10 VA) las pérdidas en la línea tienen una importancia todavía mayor. Debido a que las pérdidas en líneas cortas, para una intensidad nominal en el secundario de 1 A, son despreciables comparadas con la potencia nominal, puede abarcarse con un solo modelo de transformador de intensidad un campo de aplicación considerablemente mayor, lo que repercute favorablemente en lo que respecta a las existencias necesarias en el almacén.

A tener en cuenta en el caso de transformadores de intensidad de baja tensión

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/7
Comparación de los campos de aplicación de transformadores de intensidad con intensidades nominales en el secundario de 1 A y 5 A

	Potencia nominal VA	Longitud simple máxima de la línea m	Sección del conductor A mm ²
1 A	2,5	178	2,5
5 A	2,5	7	2,5
	5,0	14	2,5
	10	28	2,5
	15	43	2,5
	30	85	2,5
	60	171	2,5

Ventajas de una intensidad nominal en el secundario de 1 A

Los ejemplos de la tabla 1.6/7 muestran también que, en caso de una intensidad nominal en el secundario de 1 A, basta la mayoría de las veces una menor potencia nominal del transformador, lo que repercute favorablemente en los precios. Si, por ejemplo, para pequeñas intensidades en el primario se requiere únicamente un transformador de abertura transversal tipo ventana con pequeña potencia nominal, de forma que pueda prescindirse de un transformador con arrollamiento primario, se divide el coste por dos debido a la mayor sencillez del transformador tipo ventana.

Empleándose transformadores de intensidad con una intensidad nominal en el secundario de 1 A ya no se requieren transformadores intermedios de relación nominal 5/1 A para reducir la intensidad de medida y, por lo tanto, las pérdidas en la línea. De esta forma se evita un doble mantenimiento en almacén de transformadores de intensidad con intensidad nominal en el secundario de 1 A y 5 A, así como de los aparatos de medida para ambas intensidades.

Para la medición representada en la figura 1.6/4, efectuada en la acometida de un cuadro eléctrico de baja tensión, la tabla 1.6/8 proporciona una comparación de potencias al medir con intensidades nominales en el secundario de 1 y 5 A, primeramente de forma local y luego de forma centralizada.

Tabla 1.6/8
Comparación de potencias para intensidades nominales en el secundario de 1 A y 5 A

Longitud simple de la línea		3 m medición local		60 m medición central	
		1 A	5 A	1 A	5 A
Intensidad nominal en el secundario		1 A	5 A	1 A	5 A
Línea de medición	VA	0,04	1,07	0,9	21,4
1 Amperímetro	VA	0,2	0,3	0,2	0,3
1 Fasímetro	VA	0,8	3,0	0,8	3,0
1 Contador	VA	1,4	1,4	1,4	1,4
Potencia total	VA	2,44	5,77	3,3	26,1
Potencia nominal elegida	VA	2,5	10	5	30

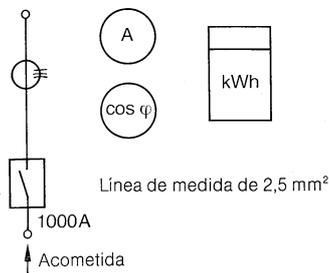


Figura 1.6/4
Acometida de un cuadro eléctrico de baja tensión con medida a través del transformador de intensidad

Posteriores ampliaciones pueden realizarse, caso de emplearse transformadores de intensidad con intensidad nominal en el secundario de 1 A, la mayoría de las veces sin aumentar la potencia nominal del transformador de intensidad.

Ejemplo:

En una instalación se ha medido hasta ahora la intensidad sólo localmente. En un futuro deben registrarse los valores también en una sala de medición situada a 60 m. La línea de medida deberá tener una sección de 2,5 mm².

De ello resulta la potencia adicional necesaria indicada en la tabla 1.6/9.

Referente a la potencia nominal se dispone todavía, en la mayoría de los casos, de una reserva de aproximadamente 1 VA, de modo que puede seguir utilizándose el transformador elegido originariamente para una intensidad nominal en el secundario de 1 A. Para una intensidad nominal en el secundario de 5 A se requiere una potencia adicional de 21,9 VA, de modo que es necesario emplear un nuevo transformador de mayor potencia.

Los transformadores se ejecutan para las frecuencias existentes en los lugares de montaje, por ejemplo, 16²/₃ Hz, 50 Hz, 60 Hz.

Frecuencia

De acuerdo con la definición del factor nominal de sobreintensidad en transformadores de intensidad para fines de medición, por ejemplo, para 5 veces la intensidad nominal en el primario el error total debe ser como mínimo de -15%, se producirá también este error para 1/5 de la frecuencia nominal en el transformador. Condición previa para ello es que se mantengan la potencia e intensidad nominales.

Tabla 1.6/9 Consumo adicional de potencia en caso de ampliaciones

Distancia	60 m	
	1 A	5 A
Intensidad nominal en el secundario		
Línea de medida	VA	21,6
1 amperímetro	VA	0,3
Consumo adicional de potencia	VA	21,9

1.6. Transformadores de medida

Como orientación puede decirse lo siguiente: si se reduce o incrementa la potencia del transformador de intensidad en la misma medida que la frecuencia, resulta aproximadamente la misma característica de error que para la frecuencia nominal, por ejemplo, para $16\frac{2}{3}$ Hz $S \approx \frac{1}{3} S_N$, para 60 Hz $S \approx 1,2 S_N$.

Al efectuar el pedido de transformadores de intensidad debe indicarse la frecuencia, caso de no ser ésta 50 Hz.

Resistencia frente a cortocircuitos

La sollicitación más fuerte de un transformador de intensidad se produce en caso de un cortocircuito en la red. La resistencia frente a cortocircuitos se caracteriza por

- ▷ la intensidad nominal térmica de corta duración I_{th} ,
- ▷ la intensidad dinámica nominal I_{dyn} .

Los valores nominales, según los que se ha diseñado el transformador, se indican en la placa de características.

Valores mínimos según DIN 42 600 para transformadores de intensidad en cuadros eléctricos < 1000 V con la correspondiente tensión máxima de servicio de 800 V ó 1200 V son:

$$I_{th} = 60 \cdot I_N \text{ e } I_{dyn} = 2,5 \cdot I_{th};$$

en cuadros eléctricos para tensiones de servicio > 1 kV:

$$I_{th} = 100 \cdot I_N \text{ e } I_{dyn} = 2,5 \cdot I_{th}.$$

La intensidad dinámica nominal I_{dyn} tiene sólo relevancia en los transformadores con arrollamiento primario; en los transformadores de conductor pasante y tipo ventana es prácticamente ilimitada, siempre que éstos no se dispongan sobre placas de montaje mediante soportes angulares.

Debido a los cortos tiempos totales de desconexión de los órganos de protección contra sobrecorrientes dispuestos delante de los transformadores de intensidad, el calentamiento de éstos en caso de cortocircuito es insignificante.

Ejemplo 1: para cuadros eléctricos < 1000 V

Transformador de intensidad 1000/1 A

$$I_{th} = 60 \cdot I_N, \text{ de lo que se deduce: } I_{th} = 60 \text{ kA}$$

Una corriente de cortocircuito de 60 kA es interrumpida por un fusible de 1000 A en un tiempo $t < 4$ ms. El fusible tarda un segundo en actuar si sólo circula una corriente de cortocircuito de unos 13 kA.

Combinados con interruptores de potencia preconectados, los disparadores por intensidad de cortocircuito actúan ya para una intensidad 8 veces la nominal con un retardo de apertura de aproximadamente 20 ms. Naturalmente, debe considerarse también la intensidad nominal admisible de corta duración del interruptor de potencia.

Ejemplo 2: para cuadros eléctricos > 1 kV

Potencia nominal de ruptura	500 MVA
Tensión de servicio	10 kV
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito I_k	29 kA
Impulso de corriente de cortocircuito I_s	74 kA
Intensidad de servicio del consumidor conectado	29 A
Transformador de intensidad seleccionado	30/5 A

(puede someterse a una carga permanente de 36 A)

Tiempo del relé + tiempo de desconexión del interruptor	0,2 s
Consideración de la amortiguación de la componente de corriente continua	0,05 s
Duración total de la carga térmica $t_k =$	0,25 s

El transformador de intensidad que debe emplearse para este ejemplo tiene que soportar, según lo anteriormente dicho, una carga térmica de 29 kA durante 0,25 s, lo que implica, para la intensidad térmica nominal de 1 s de duración:

$$I_{th} = \sqrt{I_k^2 \cdot t_k}$$

$$I_{th} = \sqrt{29^2 \cdot 0,25} = 14,5 \text{ kA} .$$

Sin embargo, debido a que hay que contar con conexiones en cortocircuito, la resistencia dinámica del transformador debe soportar, como mínimo, el impulso de la corriente de cortocircuito, es decir, 74 kA.

Para tiempos de desconexión menores de 1 s, la intensidad nominal dinámica del transformador de intensidad es decisiva. Se elige un transformador con una intensidad nominal dinámica de 75 kA.

De ello resulta una intensidad térmica nominal de breve duración de, por ejemplo,

$$75 \text{ kA} : 2,5 = 30 \text{ kA} .$$

La relación de transformación de los transformadores de intensidad en ejecución de un solo conductor sólo podrá modificarse si el arrollamiento secundario tiene tomas o está subdividido de tal forma, que los distintos devanados puedan conectarse en serie o en paralelo. En ambos casos varía la potencia del transformador aproximadamente de forma lineal con la relación de transformación para la misma clase (por ejemplo, 1000/5 A, 30 VA/Cl. 1M5; 500/5 A, 15 VA/Cl. 1M5).

Los transformadores que dispongan de arrollamiento primario pueden tener tanto el arrollamiento secundario como también el primario subdivididos en varios devanados, es decir, tanto el secundario como el primario son conmutables.

La designación de los terminales de los transformadores de intensidad se indica en la tabla 1.6/10.

Todas las piezas metálicas de un transformador, que no estén sometidas a tensión y sean accesibles a contactos, deben estar puestas a tierra. Los transformadores tienen por ello terminales de puesta a tierra, identificados con el correspondiente símbolo. Igualmente debe ponerse a tierra uno de los terminales del arrollamiento secundario (en transformadores de intensidad, normalmente k ó 1k, 2k etc.) (figura 1.6/5).

Los transformadores de intensidad para cuadros eléctricos con tensiones de servicio $U_m < 1000 \text{ V}$ no necesitan, según VDE 0660, parte 5, ponerse a tierra.

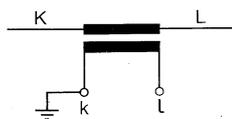


Figura 1.6/5
Transformadores de intensidad con arrollamiento secundario puesto a tierra

Conmutación a tener en cuenta en transformadores de intensidad para media tensión

Designación de los terminales

Puesta a tierra

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/10
Designaciones de terminales en transformadores de intensidad según VDE y CEI

Ejecución del transformador	Designaciones de los terminales		Ejemplo de indicación de intensidad nominal
	Según VDE	Según CEI	
Un arrollamiento primario			$A \frac{100}{1}$
Un arrollamiento secundario			
Dos o más partes equivalentes del arrollamiento primario	Primario conmutable		$A \frac{2 \cdot 100}{1}$
Un arrollamiento secundario			
Un arrollamiento primario			$A \frac{1000 - 800 \dots 200}{1}$
Un arrollamiento secundario con tomas			
		Secundario conmutable, para U1 ó S6, la mayor intensidad nominal	
Un arrollamiento primario			$A \frac{100}{1 \quad 1}$
2 ó más arrollamientos secundarios sobre núcleos separados ¹⁾			

¹⁾ Indicativo 1 para núcleo de la mayor precisión o, para la misma precisión, para el núcleo con la menor potencia nominal o, para la misma potencia nominal, para el núcleo con el menor factor nominal de sobreintensidad

Tensiones del secundario en servicio normal

El valor eficaz de la tensión del secundario se calcula del modo siguiente:

$$U_2 = \frac{S}{I_2}$$

U_2 Valor eficaz de la tensión del secundario, en V

S Potencia conectada, en VA

I_2 Intensidad en el secundario, en A

En los transformadores de intensidad con pequeñas potencias nominales no se establecen apenas tensiones peligrosas de contacto (mayores de 65 V) en los arrollamientos secundarios.

Tensiones en el secundario en caso de cortocircuito

Mientras que el valor eficaz de la tensión del secundario en la región saturada del transformador de intensidad se incrementa sólo un poco, el valor pico de la

Tensiones en terminales secundarios

tensión del secundario puede incrementarse de forma considerable, debido a que la amortiguación por corrientes de Foucault solo tiene efecto más tarde. El valor pico de la tensión del secundario puede, por ello, ser considerablemente mayor que el resultado de multiplicar por un factor $\sqrt{2}$. El arrollamiento secundario puede dar origen, en caso de cortocircuito, a tensiones peligrosas de contacto (mayores de 65 V).

Tensiones del secundario operando con el secundario abierto

Un transformador de intensidad, operado con el secundario abierto, se comporta como un transformador, cuyo arrollamiento secundario esté conectado a una resistencia infinitamente grande. La totalidad del flujo magnético de la intensidad nominal del primario genera la tensión del secundario. El valor eficaz del flujo magnético no se incrementa, a consecuencia de la saturación, de forma significativa.

La pendiente del flujo magnético $\left(\frac{\Delta\Phi}{\Delta t}\right)$ es, sin embargo, considerablemente mayor y genera elevados picos de tensión de unos 0,2 a 0,7 ms de duración.

Incluso para pequeñas intensidades en el primario, un transformador de intensidad con arrollamiento secundario abierto se magnetiza hasta la saturación durante cada semionda de intensidad, es decir, en cada período se invierte dos veces la magnetización del transformador (véase la figura 1.6/6).

La tensión del secundario, en especial, para elevadas intensidades del primario y núcleos de gran potencia, puede alcanzar valores de hasta 10 000 V, de forma que puede dañarse el aislamiento del arrollamiento secundario. El elevado flujo magnético alterno lleva el núcleo de hierro del transformador a una saturación intensa. Las pérdidas en el hierro que resultan de ello hacen que se caliente mucho el núcleo del transformador, lo que puede producir la destrucción del transformador por efectos térmicos.

Debido al peligro que significan las elevadas tensiones del secundario para el personal de servicio y los efectos anteriormente mencionados, los transformadores de intensidad no deben ser operados con el secundario en circuito abierto ni protegidos con fusibles.

Advertencia: no operar el lado secundario con fusibles, ni en circuito abierto

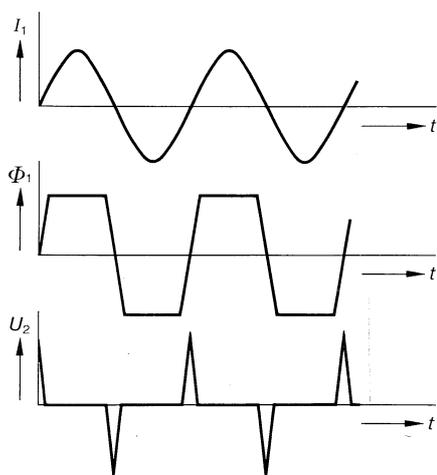


Figura 1.6/6
Evolución temporal de la intensidad del primario I_1 , flujo magnético Φ_1 y tensión en el secundario U_2

1.6.3 Conceptos y determinaciones aplicables a transformadores de tensión

Transformadores de tensión inductivos

Son transformadores de pequeña potencia que trabajan prácticamente en vacío. Aislan la tensión nominal del primario de los circuitos conectados de medida y protección y transforman la tensión a medir en tensiones secundarias aptas para su medida, manteniendo la fidelidad de sus valores absolutos y desfases.

Cada transformador de tensión tiene un arrollamiento primario y uno secundario. Los de más de 1 kV pueden disponer de varios arrollamientos secundarios, pero siempre con un solo núcleo de hierro. Los transformadores de tensión de más de 1 kV se ejecutan frecuentemente con un devanado para la detección de contactos a tierra.

Se distingue entre:

Transformadores de tensión unipolares

▷ Transformadores de tensión unipolares aislados; miden la tensión entre el conductor y tierra (figura 1.6/7)

y

Transformadores de tensión bipolares

▷ transformadores de tensión bipolares aislados; miden la tensión entre dos conductores (figuras 1.6/8 y 1.6/9).

Transformadores de tensión en conexión economizadora

Los transformadores de tensión en conexión economizadora (autotransformador) tienen un arrollamiento común para la tensión del primario y del secundario con la ventaja del ahorro de material. La desventaja es que no existe separación galvánica entre los arrollamientos primario y secundario. Las figuras 1.6/10 y 1.6/11 muestran la medición de la tensión estrella y triángulo con transformadores de tensión en conexión economizadora.

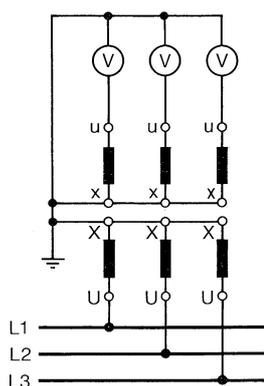


Figura 1.6/7
Medición de la tensión entre conductores y tierra (tensión estrella)

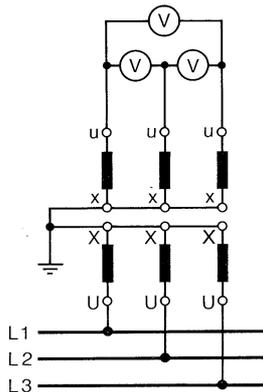


Figura 1.6/8
Medición de la tensión entre dos conductores (tensión triángulo)

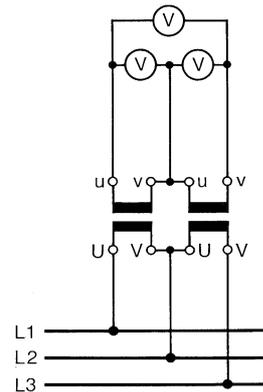


Figura 1.6/9
Medición de la tensión entre dos conductores (conexión V)

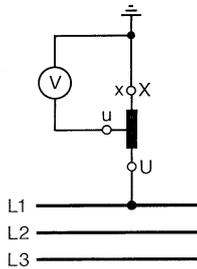


Figura 1.6/10
Medición de la tensión estrella con un transformador de tensión unipolar aislado en conexión economizadora

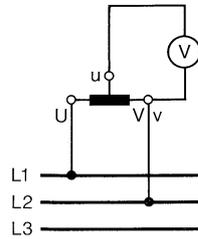


Figura 1.6/11
Medición de la tensión triángulo con un transformador de tensión bipolar aislado en conexión economizadora

La tensión nominal (primaria o secundaria) es el valor indicado en la placa de características del transformador (valor eficaz). Si los transformadores de tensión están conectados en redes trifásicas entre los conductores y tierra, la tensión estrella será la tensión nominal. Se indica, excepto en el caso del arrollamiento para la detección de contactos a tierra, en la forma $U/\sqrt{3}$, siendo U la tensión triángulo.

Tensión nominal
 U_N

Las tensiones nominales del primario y secundario más usuales se indican en la tabla 1.6/11.

Es un múltiplo de la tensión nominal, al que pueden someterse los transformadores de tensión unipolares aislados, considerando su calentamiento, durante un tiempo limitado ($1,5$ ó $1,9 \cdot U_N$ según el tipo de red).

Factor de tensión nominal

Tabla 1.6/11 Tensiones nominales del primario y secundario

Tensiones de servicio U_m	Tensiones nominales del primario	Tensiones nominales del secundario
Hasta 1 kV	100, 110, 220, 380, 400, 500, 600, 1000 V o los resultados de dividir por $\sqrt{3}$	100, 110, 120 V o los resultados de dividir por $\sqrt{3}$
Hasta 36 kV	3, 5, 6, 10, 15, 20, 25, 30, 35 kV o los resultados de dividir por $\sqrt{3}$	

1.6 Transformadores de medida

Relación de transformación nominal K_N	Es la relación existente entre la tensión nominal del primario y la del secundario. Se da en forma de fracción no simplificada, por ejemplo, 10 000/100 V.
Intensidad nominal de larga duración	Es la intensidad (valor eficaz en A), que puede soportar durante cuatro u ocho horas el arrollamiento para la detección de contactos a tierra, en caso de contacto a tierra estableciéndose una tensión de 1,9 veces la nominal del primario, y estando sometidos el resto de los arrollamientos a sus cargas nominales, sin que se sobrepase en más 10 K la temperatura admisible en cualquier parte del transformador.
Intensidad límite térmica del secundario	La intensidad límite térmica en el secundario (valor eficaz en A) es soportada por el arrollamiento secundario, sin estar sometido a carga el arrollamiento de detección de contactos a tierra, de forma permanente para la tensión nominal en el primario, sin que se sobrepase la temperatura admisible en ninguna de las partes del transformador.
Carga de breve duración	<p>Es el máximo valor admisible de la suma de todas las fuerzas, que actúan simultáneamente sobre un terminal del primario de un transformador de tensión (mecánicas, valor nominal en N).</p> <p>Se compone de la carga de servicio y de las fuerzas electrodinámicas, fuerzas de conexión y desconexión y otras fuerzas dinámicas.</p> <p>Es válida para la aplicación de la fuerza en un plano paralelo al de fijación del transformador a la altura de los terminales.</p>
Error de tensión F_u	<p>Para una tensión dada en los terminales del primario U_1, es la diferencia porcentual entre la tensión en los terminales secundarios U_2, multiplicada por la relación de transformación nominal K_N, y la tensión en el primario.</p> $F_u = 100 \frac{U_2 \cdot K_N - U_1}{U_1} \text{ en } \%$ <p>F_u Error de tensión, en % U_2 Tensión en los terminales secundarios, en V U_1 Tensión en los terminales primarios, en V K_N Relación de transformación nominal</p>
Error de desfase δ_u	Es el desfase entre U_2 y U_1 dado en minutos de ángulo. Se considera positivo si la magnitud en el secundario antecede a la del primario.
Límites de error	<p>De acuerdo con su precisión, los transformadores de tensión están divididos en clases, identificadas mediante símbolos y que definen los límites de error aplicables (tabla 1.6/12).</p> <p>Los límites de error de los transformadores de tensión deben mantenerse a la frecuencia nominal y para cargas entre 1/4 y 1/1 de la carga nominal y un factor de potencia de carga $\cos \beta = 0,8$ inductivo, así como en el margen de temperaturas establecido en VDE 0414, parte 1, párrafo 3.</p>

Tabla 1.6/12
Límites de error de los transformadores de tensión para fines de medición

Clase	Tensión primaria	Error de tensión $\pm F_u$ en %	Error de desfase $\pm \delta_u$ en minutos
0,1 0,2 0,5 1	0,8 U_N ; 1,0 U_N ; 1,2 U_N	0,1 0,2 0,5 1	5 10 20 40
0,1 0,2 0,5 1	0,05 U_N	1,0 1,0 1,0 2,0	40 40 40 80
0,1 0,2 0,5 1	Factor de tensión nominal $\cdot U_N$	2,0 2,0 2,0 3,0	80 80 80 120

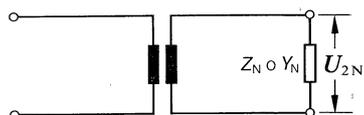
En transformadores, utilizados o dispuestos para su aplicación pública para la facturación de electricidad, que tengan una potencia nominal mayor de 60 VA, deben mantenerse los límites de error a partir de aquella carga, que a la tensión nominal dé por resultado una potencia de 15 VA.

La potencia nominal de un transformador de tensión (figura 1.6/12) es la potencia aparente en VA para la tensión nominal en el secundario y la carga nominal.

Potencia nominal

Tensiones nominales preferentes:

10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 200 VA



$$S_N = \frac{U_{2N}^2}{Z_N} \text{ o } S_N = Y_N \cdot U_{2N}^2$$

S_N Potencia nominal en VA

U_{2N} Tensión nominal secundaria

Z_N Carga nominal en ohmios

Y_N Admitancia de la carga nominal en siemens

Figura 1.6/12 Potencia nominal de un transformador de tensión

1.6 Transformadores de medida

Determinación de la potencia nominal

La potencia nominal de un transformador de tensión resulta de la suma algebraica de todas las potencias aparentes individuales en VA. En cuanto a la precisión del cálculo, es suficiente con sumar las potencias aparentes independientemente de su desfase.

La tabla 1.6/13 proporciona valores orientativos del consumo de potencia de los aparatos de medida más frecuentemente utilizados.

Caídas de tensión en líneas de medida

En lo referente a la línea de medida a elegir, la caída admisible de tensión Δu para contadores de facturación no debe ser superior a 0,1 V, y para mediciones, no superior a 0,5 V. (Para una tensión nominal en el secundario de 100 V, la caída de tensión máxima admisible es, por lo tanto, de 0,1% a 0,5%.)

La caída de tensión se calcula de la forma siguiente:

$$\Delta u = \frac{2 \cdot l \cdot I_{2N}}{\kappa \cdot A \cdot U_{2N}} \cdot 100 \text{ en } \%$$

Δu Caída de tensión, en %

l Longitud simple de la línea de medida, en m

I_{2N} Intensidad nominal secundaria, en A

A Sección del conductor, en mm²

U_{2N} Tensión nominal secundaria, en V

κ Admitancia específica para el cobre $57 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2}$

Tabla 1.6/13 Consumo de potencia de los aparatos de medida

Aparatos	Consumo de potencia ¹⁾ por cada circuito voltimétrico, VA
Voltímetro de hierro móvil	0,9 a 4
Voltímetro de cuadro móvil, rectificador	1
Vatímetro	1
Fasímetro	2,5 a 5
Frecuencímetro	1 a 3
Registrador de tensión	1
Registrador de potencia	3
Registrador de factor de potencia	12
Registrador de frecuencia	13
Contador de corriente alterna	2 a 4
Contador de corriente trifásica	4
Relojes conmutadores	5 a 7
Contadores totalizadores	2
Contadores de cómputo a distancia	2 a 5
Transductores de medida	1,5
Sensores	2

¹⁾ Valores orientativos; los valores exactos deben tomarse de los catálogos de los fabricantes

A continuación se indica para diferentes secciones de conductor la caída de tensión Δu por cada 100 m de línea de Cu (línea de ida y retorno) para $S_N = 100 \text{ VA}$ y $U_{2N} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}$.

Sección mm ²	Caída de tensión Δu en %
2,5	4,2
4	2,6
6	1,75
10	1,05

Ejemplo:

$$S_N = 100 \text{ VA}, U_{2N} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}, A = 2,5 \text{ mm}^2, l = 10 \text{ m}$$

$$I_{2N} = \frac{S_N}{U_{2N}} = \frac{100 \text{ VA} \cdot \sqrt{3}}{100 \text{ V}} = \sqrt{3} \text{ A}$$

$$\Delta u = \frac{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3} \cdot \sqrt{3}}{57 \cdot 2,5 \cdot 100} \cdot 100 \text{ en } \%$$

$$\Delta u = \frac{6}{57 \cdot 2,5 \cdot 10} \cdot 100 \text{ en } \%$$

$$\Delta u = 0,42\%$$

$$0,42\% \text{ de } \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V es } 0,24 \text{ V.}$$

El valor Δu podría haberse tomado también directamente de la tabla. Dado que en el ejemplo es $l = 10 \text{ m}$ y los valores de la tabla están referidos a una longitud $l = 100 \text{ m}$, resulta 1/10 del valor indicado para $A = 2,5 \text{ mm}^2$.

La caída de tensión calculada en el ejemplo $\Delta u = 0,42\%$ queda, por lo tanto, por debajo del 0,5%, pero por encima del 0,1%.

La línea elegida es, pues, admisible para medición, pero no para contadores de facturación.

Por motivos de aislamiento, los transformadores de tensión sólo pueden ser conmutados en el lado secundario.

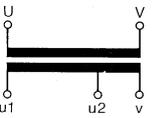
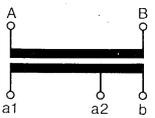
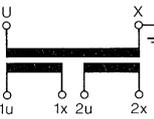
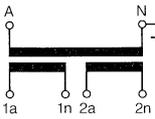
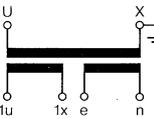
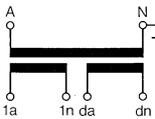
Conmutación

La designación de los terminales de los transformadores de tensión unipolares y bipolares se efectúa según las indicaciones de la tabla 1.6/14.

Designación de los terminales

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/14
Designaciones de terminales en transformadores de tensión según VDE y CEI

Ejecución del transformador	Designación de los terminales		Ejemplo de indicación de tensión nominal
	Según VDE	Según CEI	
Bipolar, aislado 1 arrollamiento primario			$V \frac{15\,000}{100}$
1 arrollamiento secundario			
Bipolar, aislado 1 arrollamiento primario			$V \frac{5\,000 - 10\,000}{100}$ (Para u1 o a1, máxima tensión nominal)
1 arrollamiento secundario con toma			
Unipolar, aislado 1 arrollamiento primario			$V \frac{10\,000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}} \frac{100/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$
2 arrollamientos de medida separados			
Unipolar, aislado 1 arrollamiento primario			$V \frac{10\,000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}} \frac{100/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$
1 arrollamiento de medida 1 arrollamiento auxiliar para la detección de contactos a tierra			

En transformadores de tensión con varios arrollamientos secundarios independientes, no previstos para su conexión en serie o en paralelo, la designación se efectúa de forma análoga a como se efectúa en los transformadores de intensidad con varios núcleos.

Por el contrario, los arrollamientos auxiliares para la protección contra contactos a tierra se designan mediante "e" y "n".

Mientras que en los transformadores de tensión unipolares aislados, los terminales X, x están conectados a tierra, en el caso de los bipolares no es necesaria la puesta a tierra.

Nota referente al servicio y a la puesta a tierra

Por el contrario a lo que ocurre con los transformadores de intensidad, el secundario de los de tensión no debe nunca conectarse en cortocircuito.

El terminal de tierra del primario de transformadores de tensión unipolares aislados está aislado para una tensión de prueba de 2 kV.

A tener en cuenta en transformadores de tensión de hasta 1 kV

El terminal primario de los transformadores de tensión unipolares aislados está conectado a la carcasa a través de una unión separable en la caja de bornes. Los puntos de conexión para las puestas a tierra se marcan con los correspondientes símbolos. En cada transformador se ha previsto un terminal para la puesta a tierra de protección, pero no se ha identificado como tal, porque en transforma-

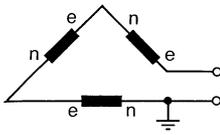


Figura 1.6/13
Conexión y puesta a tierra del arrollamiento auxiliar para la detección de contactos a tierra (arrollamiento “e-n”)

dores unipolares hace las veces, simultáneamente, de tierra de servicio. Los arrollamientos para la detección de contactos a tierra, conectados en triángulo abierto, sólo deben ponerse a tierra a través de un punto común (figura 1.6/13).

Se ha discutido mucho sobre la protección mediante fusibles de los transformadores de tensión en el lado primario. Es conocido que un fusible de alta tensión no puede proteger el transformador, pero sí la instalación frente a corrientes de cortocircuito, que pueden establecerse a causa de un daño en el transformador.

Protección mediante fusibles de los transformadores de tensión

Incluso en caso de cortocircuito en el secundario, en el primario se establece una intensidad de un orden de magnitud de aproximadamente 1 A. La mínima intensidad nominal de un fusible HH es 6,3 A. Así pues, el fusible no responderá ante la intensidad mencionada.

Por estos motivos se prefiere siempre la protección única en el lado secundario. En caso de utilización de fusibles debería tenerse en cuenta, que cuando actúan éstos, se produce una indicación, para evitar cómputos erróneos, falsas operaciones de relés, etc. Por ello se prefiere proteger el transformador de tensión mediante un interruptor de protección.

Para proteger el circuito secundario de los transformadores de tensión se dispone del interruptor de protección.

A tener en cuenta en transformadores de tensión > 1 kV

En algunos casos, en especial, en grandes instalaciones de alta tensión, se conectan al transformador circuitos voltimétricos independientes, que deben ser protegidos por separado.

Pueden presentarse los siguientes circuitos voltimétricos:

- ▷ Vigilancia de contactos a tierra (sólo para transformadores con arrollamiento en triángulo abierto y en redes con puesta a tierra no rígida del punto estrella),
- ▷ Medición de servicio, cómputo de servicio, medición a distancia, etc.,
- ▷ Protección,
- ▷ Cómputo para facturación.

Si los motores de accionamiento u otros consumidores se conectan al arrollamiento de medición de un transformador de tensión, debe tenerse en cuenta que el motor debe estar diseñado para la tensión secundaria del transformador — la mayoría de las veces 100 V — y que la intensidad límite térmica secundaria no debe sobrepasarse de forma significativa. La intensidad de arranque del motor no tiene necesariamente que considerarse. Naturalmente, el arrollamiento de medida no mantiene, durante el tiempo de conexión del motor, la precisión prevista.

Alimentación de motores de accionamiento

1.6.4 Ejecuciones de los transformadores de intensidad y tensión para cuadros eléctricos de hasta 1000 V

Transformadores de intensidad

Tipos básicos

Transformadores de abertura transversal tipo ventana

En lo referente a su constitución, se distinguen principalmente dos ejecuciones: En los transformadores de abertura transversal tipo ventana el arrollamiento primario está constituido por un único conductor (por ejemplo, barra colectora o cable), sobre el que se cala el transformador por la abertura correspondiente (figura 1.6/14); sobre el núcleo del transformador se dispone únicamente el arrollamiento secundario.

Transformador con arrollamiento primario

En estos transformadores se ha dispuesto sobre el arrollamiento secundario un arrollamiento primario adicional (figura 1.6/15). Con ello se consigue obtener una potencia suficientemente alta para pequeñas intensidades del primario.

Los transformadores con arrollamiento primario se utilizan cuando se establezcan bajas intensidades del primario y altas potencias; los de tipo ventana, para elevadas intensidades del primario y bajas potencias. La potencia nominal de un transformador con arrollamiento primario, depende de la intensidad y del número de espiras en el primario; la del transformador tipo ventana, sólo depende de la intensidad del primario, puesto que el número de espiras del primario es siempre igual a 1. El material del núcleo y su constitución determinan también la potencia del transformador.

Transformador intermedio

Los transformadores con arrollamiento primario pueden utilizarse también como transformadores intermedios, cuando deba modificarse el valor medido de la intensidad para determinadas adaptaciones. Además, separan los circuitos de medida y protección de la tensión en el primario y protegen aparatos contra sobrecargas en concordancia con el comportamiento frente a sobreintensidades del transformador. Por ello se utilizan también transformadores de intensidad con una intensidad en el primario relativamente pequeña o transformadores de intensidad en los que incluso la intensidad en el secundario es mayor que la del primario, por ejemplo, 5/1 A, 1/1 A y 1/5 A.

Para su conexión a un transformador principal, el consumo propio del transformador intermedio debería ser reducido, para no sobrecargar en exceso el transformador principal.

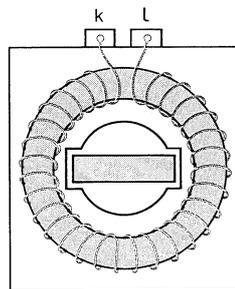


Figura 1.6/14
Esquema básico de un transformador de abertura transversal tipo ventana

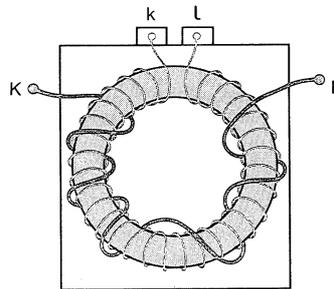


Figura 1.6/15
Esquema básico de un transformador con arrollamiento primario

- Núcleo
- Arrollamiento secundario
- Arrollamiento primario
- Carcasa
- Conductor primario (pasante)

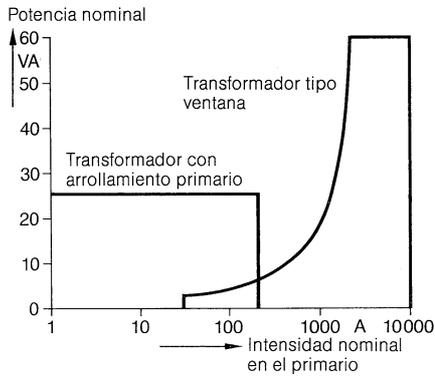


Figura 1.6/16
Campos de aplicación de transformadores de arrollamiento primario y tipo ventana

Campos de aplicación

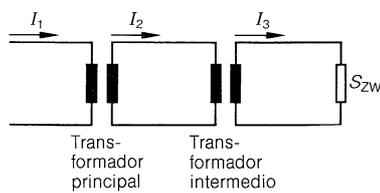
La potencia necesaria del transformador principal (figura 1.6/17) puede calcularse como sigue:

$$S_{HW} = S_{ZW} \left(\frac{I_3}{I_2} \right)^2 + S_E + S_L.$$

- S_{HW} Potencia necesaria del transformador principal, en VA
- S_{ZW} Potencia secundaria en el transformador intermedio, incluyendo las pérdidas en la línea, en VA
- S_E Consumo propio del transformador intermedio, en VA, para la intensidad nominal en el primario
- S_L Pérdidas en la línea entre el transformador principal y el intermedio, en VA, para la intensidad nominal en el primario
- I_2 Intensidad en el primario del transformador intermedio, en A
- I_3 Intensidad en el secundario del transformador intermedio, en A

Para su incorporación en cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión, los transformadores deben ser de pequeño tamaño — en especial, de anchura reducida — y tener grandes ventanas, para evitar codos y restricciones de las barras colectoras y posibilitar un montaje económico (figura 1.6/18).

Empleo en cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión



Esquema equivalente

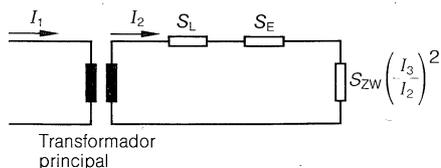


Figura 1.6/17
Potencia necesaria del transformador principal

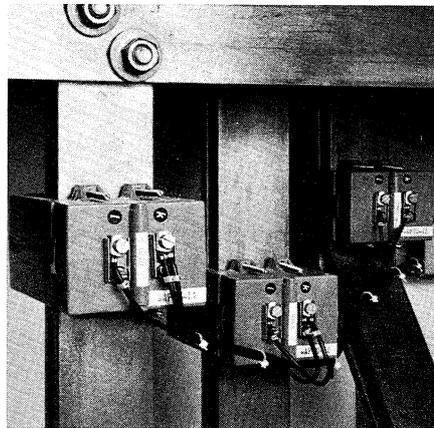


Figura 1.6/18
Montaje económico de transformadores de intensidad en un cuadro eléctrico de baja tensión

Transformador de primario pasante

Variantes del transformador de abertura transversal tipo ventana

Una variante del transformador tipo ventana es el de primario pasante, en el que se cala el conductor primario de una sección de hasta un máximo de 35 mm², correspondiente a una intensidad de servicio de aproximadamente 200 A, a través de la abertura de la ventana. De este modo se dota externamente al transformador de su arrollamiento primario.

Debido a que la potencia nominal de un transformador de intensidad depende de la intensidad nominal en el primario I_{IN} y del número de espiras del primario N_1 , en un transformador de primario pasante puede conseguirse una mayor potencia nominal incrementando N_1 .

Se tiene:

$$I_{IN} \cdot N_1 = \text{constante}$$

$$N_1 = 1 \text{ en los transformadores tipo ventana}$$

Ejemplo para $N_1 = 4$: $I_{IN} \cdot 1 = \frac{1}{4} I_{IN} \cdot 4 N_1$

Debido a que las intensidades en el primario son inversamente proporcionales al número de espiras del primario, pueden conseguirse diferentes relaciones de transformación mediante el calado del conductor primario, permaneciendo constante la potencia nominal para la relación nominal de transformación.

Ejemplo:

Transformador de intensidad con una relación nominal de transformación 400/1 A

Número de espiras N_1	Intensidad primaria a medir I_1
1	400 A = 1 · I_{IN}
2	200 A = $\frac{1}{2}$ · I_{IN}
4	100 A = $\frac{1}{4}$ · I_{IN}
5	80 A = $\frac{1}{5}$ · I_{IN}
8	50 A = $\frac{1}{8}$ · I_{IN}
10	40 A = $\frac{1}{10}$ · I_{IN}

Los transformadores de cable pasante son, en principio, también transformadores tipo ventana. Sin embargo, constan de dos piezas y pueden montarse posteriormente sobre conductores desnudos de hasta 660 V de tensión de servicio o sobre cables aislados de cualquier tensión. Preferentemente se utilizan estos transformadores para la detección de contactos a tierra (figura 1.6/19).

Transformador de cable pasante

Al utilizar un transformador de cable pasante y al contrario de lo que se hace cuando se aplica el método de los tres transformadores, la denominada conexión Holmgreen (figura 1.6/20), no tiene que considerarse el defecto de los transformadores individuales, debido a que abarca los tres conductores y, por lo tanto, transmite la suma vectorial de las intensidades.

Debe tenerse en cuenta, que el conductor puesto a tierra retorna a través del transformador de cable pasante. Sólo haciendo pasar de nuevo la intensidad de contacto a tierra I_M a través del transformador de cable pasante se establece el flujo necesario para la inducción de la intensidad en el secundario (amperivuel-tas).

Para medidas totalizadoras de intensidades de la misma frecuencia y fase, pero con desfases arbitrarios ($\cos \varphi$) de distintas derivaciones de la red o acometidas, se utilizan, por lo general, transformadores de intensidad totalizadores. Si quieren sumarse las intensidades de las tres fases activas L1, L2 y L3, se requieren tres transformadores de intensidad totalizadores. Conectando en oposición las líneas secundarias del transformador principal al transformador de intensidad totalizador pueden medirse también diferencias.

Transformador totalizador de intensidad

El número de intensidades parciales que pueden ser registradas por el transformador principal queda determinado por el número de arrollamientos primarios del transformador totalizador. Los transformadores de intensidad totalizadores disponen de hasta 10 arrollamientos primarios.

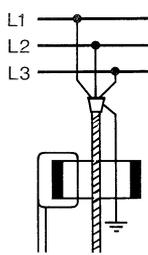


Figura 1.6/19 Transformador de cable pasante

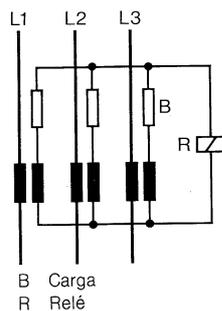


Figura 1.6/20 Tres transformadores de intensidad en "conexión Holmgreen"

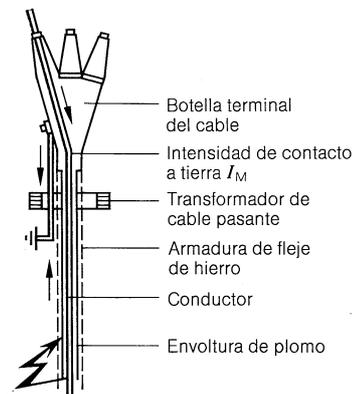


Figura 1.6/21 Esquema de un transformador de cable pasante en caso de que la envoltura de plomo entre en contacto con tierra. La botella terminal del cable debe estar aislada con respecto a tierra

1.6 Transformadores de medida

Para poder diseñar correctamente los distintos arrollamientos del primario es necesario indicar las relaciones de transformación del transformador principal.

Con objeto de que la formación de la suma de intensidades siempre se efectúe en la proporción correcta, los números de espiras de los distintos arrollamientos primarios en el transformador totalizador deben concordar con las correspondientes relaciones nominales del transformador principal. Los transformadores totalizadores están diseñados de tal modo que la intensidad por su secundario sea de 1 ó 5 A, cuando todos los arrollamientos primarios del transformador totalizador conduzcan la intensidad nominal del secundario de los transformadores principales. Las escalas o indicaciones de los aparatos totalizadores se elegirán de acuerdo con la suma de las intensidades nominales de los primarios de los transformadores principales.

Errores

Los errores de los transformadores principales y de los totalizadores se suman vectorialmente. Si no se utilizan los arrollamientos primarios previstos como reserva para una posterior ampliación, éstos deben permanecer abiertos. Si uno de los transformadores principales no se carga por el lado primario, resulta un error adicional en lo que respecta a la suma de las restantes corrientes parciales.

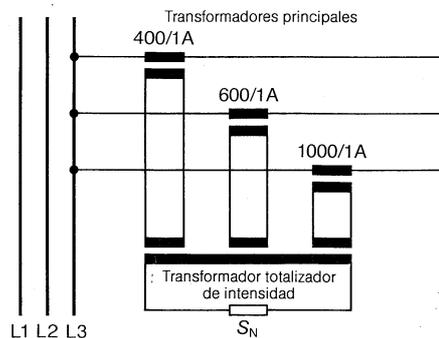
Potencia nominal

La carga conectada y el consumo propio del transformador totalizador de intensidad deberían ser lo más bajos posible, para reducir al máximo la potencia del transformador principal. La potencia nominal S_N del transformador totalizador, incluyendo su consumo propio, se distribuye en el lado secundario del transformador principal en relación a sus intensidades nominales del primario.

Relación total de transformación

Valor nominal de la relación total de transformación
 $= 400/1 \text{ A} + 600/1 \text{ A} + 1000/1 \text{ A} = 2000/1 \text{ A}$.

Ejemplo:



S_N Potencia nominal del transformador totalizador incluyendo su consumo propio en VA, por ejemplo, 20 VA

Figura 1.6/22
 Suma de 3 intensidades parciales
 mediante un transformador totalizador

Cálculo de las potencias parciales aplicadas a los transformadores principales:

Potencias parciales de los transformadores principales

$$S_T = S_N \cdot \frac{I_{INT}}{I_{INS}} + S_L$$

S_T Potencia parcial, en VA

S_N Potencia nominal del transformador totalizador de intensidad, en VA

I_{INT} Intensidad nominal del primario de un transformador principal, en A

I_{INS} Intensidad suma nominal en el primario, en A

S_L Pérdidas en la línea entre los transformadores principales y el transformador totalizador, en VA (despreciable en caso de cortas longitudes de línea y para una intensidad en el secundario de 1 A)

1. Transformador principal 400/1 A

$$S_T = 20 \text{ VA} \cdot \frac{400 \text{ A}}{2000 \text{ A}} = 4 \text{ VA}$$

2. Transformador principal 600/1 A

$$S_T = 20 \text{ VA} \cdot \frac{600 \text{ A}}{2000 \text{ A}} = 6 \text{ VA}$$

3. Transformador principal 1000/1 A

$$S_T = 20 \text{ VA} \cdot \frac{1000 \text{ A}}{2000 \text{ A}} = 10 \text{ VA}$$

En la figura 1.6/23 se indica la designación de los terminales de conexión de un transformador totalizador de intensidad.

Designación de terminales

Las intensidades parciales de transformadores principales con la misma relación de transformación, por ejemplo, 100/1 A pueden sumarse también sin un transformador totalizador, mediante un transformador intermedio, conectando en paralelo los transformadores principales (figura 1.6/24).

Suma de intensidades mediante transformadores intermedios

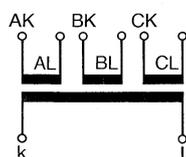


Figura 1.6/23
Designación de terminales de un transformador totalizador

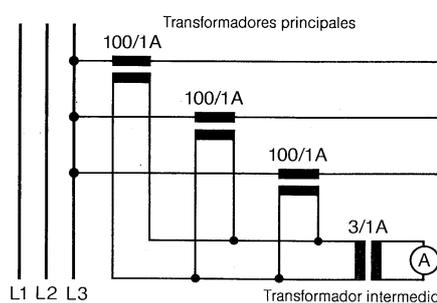


Figura 1.6/24
Suma de tres intensidades parciales a través de transformadores principales de 100/1 A, mediante un transformador intermedio 3/1 A

1.6 Transformadores de medida

Transformadores de intensidad anti-grisú y protegidos contra explosiones

Los transformadores con arrollamiento primario, los de tipo ventana y los intermedios, diseñados de acuerdo con las “prescripciones referentes a medios de servicio eléctricos anti-grisú y protegidos contra explosiones”, son adecuados para su utilización en minería, áreas parciales de las industrias químicas y refinerías.

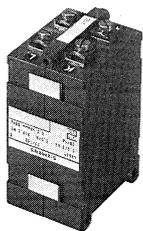
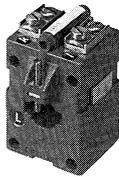
Si se emplean estos transformadores en la República Federal de Alemania, los transformadores anti-grisú deben estar aprobados por la Bergwerkschaftliche Versuchsstrecke Dortmund-Derne (Laboratorio de Ensayos para Minería) e incluido en el registro del Oberbergamt Dortmund (autoridades mineras).

Los transformadores protegidos contra explosiones deben estar homologados por el organismo Physikalisch-Technische-Bundesanstalt (PTB — Instituto Federal de Tecnología Física) según VDE 0171.

Los transformadores de intensidad de Siemens poseen número de certificado, de homologación y de certificado de ensayo.

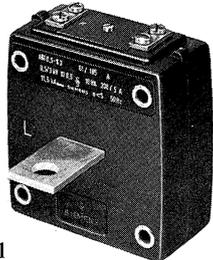
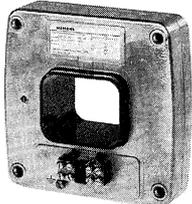
1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/15 Transformadores de intensidad de baja tensión para medición

Formas constructivas	Transformadores con arrollamiento primario	Transformadores tipo ventana
Tipo	4NA11, 4NA13, 4NA14	4NC11 a 4NC15
Ejecución	Para conectar los conductores secundarios se han incorporado en la parte superior del transformador terminales dobles con arandelas y dispositivos de seguridad. Carcasa de resina poliéster de melamina Clase de aislamiento E (máx. 120 °C permanentes)	
Tensión máxima de servicio	800 ó 1200 V	
Intensidad nominal en el primario	1 a 300 A	50 a 4000 A
Intensidad nominal en el secundario	1 A ó 5 A	
Clase	0,5; 1; 3 Clase 0,5 aprobada y homologable	
Potencia nominal	1,5 a 25 VA	1,5 a 60 VA
Factor de sobrecarga nominal	M5 para medidas generales	
Frecuencia nominal	50 y 60 Hz	
Intensidad nominal térmica permanente	$1,2 \cdot I_N$	
Intensidad nominal térmica de corta duración I_{th} (1 segundo)	$\geq 60 \cdot I_N$	
	 4NA11	 4NC11

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/16 Transformadores de intensidad de baja tensión para medición

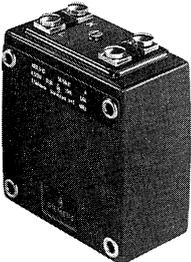
Formas constructivas	Transformadores con arrollamiento primario	Transformadores tipo ventana
Tipo	4NE10, 4NE11, 4NE12	4NE30
Ejecución	Carcasa moldeada Clase de aislamiento E (máx. 120 °C permanentes)	
Tensión máxima de servicio	800 V ó 1200 V	
Intensidad nominal en el primario	1 a 300 A	1000 a 4000 A
Intensidad nominal en el secundario	1 A ó 5 A	
Clase	5P5; 5P10; 10P5; 10P10	
Potencia nominal	5 a 25 VA	15 a 60 VA
Frecuencia nominal	50 y 60 Hz	
Intensidad nominal térmica permanente	$1,2 \cdot I_N$	
Intensidad nominal térmica de corta duración I_{th} (1 segundo)	$\geq 60 \cdot I_N$	
	 <p>4NE11</p>	 <p>4NE30</p>

Transformadores de tensión

Los transformadores pequeños de baja tensión son apropiados, debido a sus pequeñas dimensiones, especialmente para su montaje en cuadros eléctricos de baja tensión. Los arrollamientos primario y secundario están separados galvánicamente o en conexión economizadora (de autotransformador) dispuestos sobre un núcleo y rodeados por una carcasa moldeada.

Conceptos y normas véase la página 318 y siguientes.

Tabla 1.6/17 Transformadores de tensión de baja tensión

Formas constructivas	Transformadores pequeños de baja tensión	
Tipo	4NK10	4NK11
Ejecución	Unipolar o bipolar aislado, transformadores en carcasa moldeada con arrollamientos separados o en conexión economizadora. Clase de aislamiento E (máx. 120 °C permanentes)	
Tensión nominal del primario	100/√3 V a 1000/√3 V ó 100 V a 1000 V	
Tensión nominal del secundario	100/√3 V y 110/√3 V ó 100 V y 110 V	
Clase	0,5 y 1	
Potencia nominal	10 a 30 VA	25 a 60 VA
Frecuencia nominal	48 a 52 Hz	
		
	4NK10	

1.6.5 Ejecuciones de los transformadores de intensidad para cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 52 kV

La constitución básica de un transformador de intensidad para cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 52 kV se muestra en la figura 1.6/25.

Existen los siguientes transformadores de intensidad para cuadros eléctricos de 1 kV a 52 kV:

- ▷ Transformador de intensidad de apoyo, aislado por resina colada, para emplazamiento en interiores, tipo bloque, con 1 a 3 núcleos tipo barra, con 1 a 3 núcleos;
- ▷ transformador de intensidad de conductor pasante, aislado por resina colada, para emplazamiento en interiores en ejecución tipo barra, con 1 a 3 núcleos en ejecución tipo ventana para barras colectoras, con 1 a 4 núcleos;
- ▷ transformador de intensidad, tipo aislador de apoyo, aislado por resina colada, para emplazamiento a la intemperie.

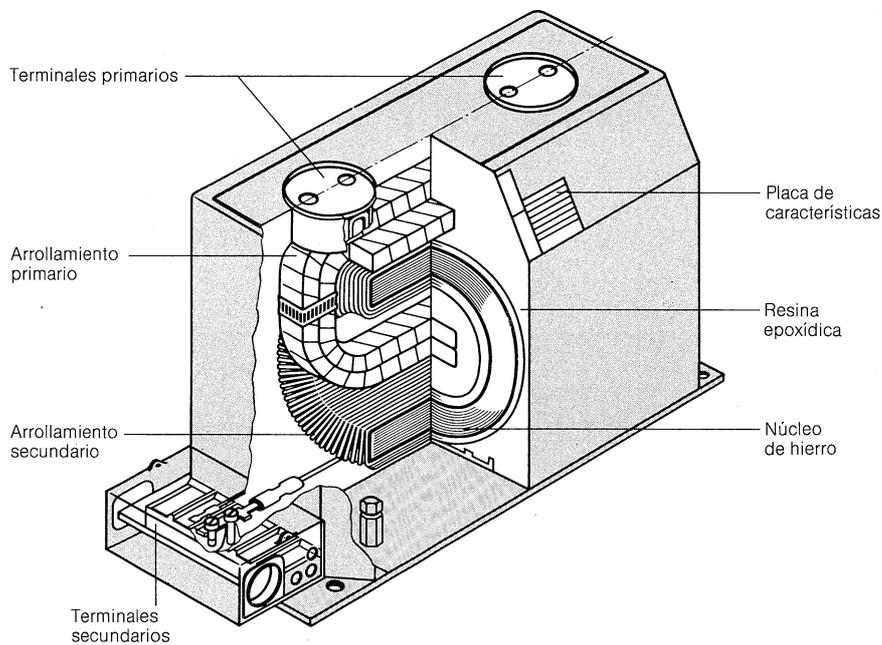
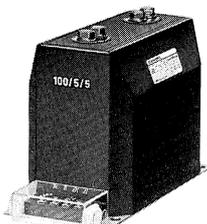


Figura 1.6/25
Sección de un transformador de intensidad de resina colada con aislador de apoyo

Tabla 1.6/18
Transformador de intensidad tipo aislador de apoyo, para montaje en interiores
en cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 36 kV

Forma constructiva		Modelo tipo bloque		
Tipo		4MA62	4MA64	4MA66
Tensión de servicio (valor máximo)	kV	12	24	36
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min	kV	35	55	75
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa	kV	75	125	170
Frecuencia nominal	Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta		
Intensidad nominal del primario	A	20 a 2500	20 a 2500	20 a 2000
Conmutabilidad	A	2 · 20 a 2 · 600	2 · 20 a 2 · 600	2 · 20 a 2 · 600
Intensidad permanente nominal térmica máxima		1,2 · I_N	1,2 · I_N	1,2 · I_N
Intensidad nominal del secundario	A	5 ó 1	5 ó 1	5 ó 1
Intensidad térmica nominal de corta duración I_{th} (1 s)	máx.	80 · I_N	80 · I_N	80 · I_N
Intensidad dinámica nominal I_{dyn} (3 · I_{th})	máx. kA	160	160	160
Número de núcleos	máx.	3	3	3
Carga de corta duración (mecánica)	N	5000	5000	5000
Peso aproximado	kg	20	25	35
Clase		0,2; 0,5; 1; 5P10; 10P10		
Potencia nominal	VA	5; 10; 15; 30		
		Ejecución estrecha, con un máximo de tres núcleos		
				
		4MA62		

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/18 (continuación)

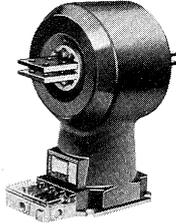
Forma constructiva		Ejecución tipo barra	
		4MB12	4MB14
Tipo			
Tensión de servicio (valor máximo)	kV	12	24
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min	kV	35	55
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa	kV	75	125
Frecuencia nominal	Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta	
Intensidad nominal del primario	A	1500 a 4000	1500 a 4000
Conmutabilidad	A	—	—
Intensidad permanente nominal térmica máxima		$1,2 \cdot I_N$	$1,2 \cdot I_N$
Intensidad nominal del secundario	A	5 ó 1	5 ó 1
Intensidad térmica nominal de corta duración I_{th} (1 s)	máx.	$100 \cdot I_N$	$100 \cdot I_N$
Intensidad dinámica nominal I_{dyn} ($3 \cdot I_{th}$)	máx. kA	prácticamente ilimitada	prácticamente ilimitada
Número de núcleos	máx.	3	3
Carga de corta duración (mecánica)	N	3000	3000
Peso aproximado	kg	20	26
Clase		0,2; 0,5; 1; 5P10; 10P10	
Potencia nominal	VA	5; 10; 15; 30; 60	
		En ejecución con o sin barras	
			
		4MB12	

Tabla 1.6/19
Transformador de conductor pasante para montaje en interiores,
en cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 36 kV

Forma constructiva		Ejecución tipo barra		
		4MC22	4MC24	4MC26
Tipo				
Tensión de servicio (valor máximo)	kV	12	24	36
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min	kV	35	55	75
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa	kV	75	125	170
Frecuencia nominal	Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta		
Intensidad nominal del primario	A	150 a 3000	150 a 3000	150 a 3000
Conmutabilidad	A	—	—	—
Intensidad permanente nominal térmica máxima		$1,2 \cdot I_N$	$1,2 \cdot I_N$	$1,2 \cdot I_N$
Intensidad nominal del secundario	A	5 ó 1	5 ó 1	5 ó 1
Intensidad térmica nominal de corta duración I_{th} (1 s)	máx.	$100 \cdot I_N$	$100 \cdot I_N$	$100 \cdot I_N$
Intensidad dinámica nominal I_{dyn} ($3 \cdot I_{th}$)	máx. kA	prácticamente ilimitada		
Número de núcleos	máx.	3	3	3
Carga de corta duración (mecánica)	N	5000	5000	5000
Peso aproximado	kg	12 a 48 ¹⁾	28 a 48 ¹⁾	35 a 48 ¹⁾
Clase		0,2; 0,5; 1; 5P10; 10P10		
Potencia nominal	VA	5; 10; 15; 30; 60		



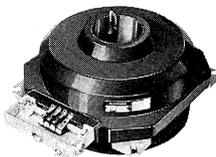
El conductor tipo barra forma parte del transformador. Extremos en forma de brida plana para conexión.

4MC22

¹⁾ Peso en función del tamaño del transformador

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/19 (continuación)

Forma constructiva		Ejecución tipo ventana para barras		
		4MC32	4MC34	4MC36
Tipo		4MC32	4MC34	4MC36
Tensión de servicio (valor máximo)	kV	12	24	36
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min	kV	35	55	75
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa	kV	75	125	170
Frecuencia nominal	Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta		
Intensidad nominal del primario	A	2000 a 10 000	2000 a 10 000	2000 a 10 000
Conmutabilidad	A	—	—	—
Intensidad permanente nominal térmica máxima		$1,2 \cdot I_N$	$1,2 \cdot I_N$	$1,2 \cdot I_N$
Intensidad nominal del secundario	A	5 ó 1	5 ó 1	5 ó 1
Intensidad térmica nominal de corta duración I_{th} (1 s)	máx.	$100 \cdot I_N$	$100 \cdot I_N$	$100 \cdot I_N$
Intensidad dinámica nominal I_{dyn} ($3 \cdot I_{th}$)	máx. kA	prácticamente ilimitada		
Número de núcleos	máx.	4	4	4
Carga de corta duración (mecánica)	N	5000	5000	5000
Peso aproximado	kg	32...150 ¹⁾	32...150 ¹⁾	32...150 ¹⁾
Clase		0,2; 0,5; 1; 5P10; 10P10		
Potencia nominal	VA	5; 10; 15; 30; 60		
		 <p>Puede fabricarse con un máximo de 4 núcleos anulares. Los transformadores con una intensidad nominal del primario ≥ 3000 A tienen 2 cajas de terminales.</p> <p>Los transformadores pueden suministrarse con o sin barras. En ejecución sin barras, el transformador se fija por medio de la brida y las barras pasan libremente a través de la ventana.</p>		
		4MC34		

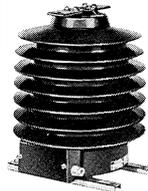
¹⁾ Peso en función del tamaño del transformador

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/20

Transformador de intensidad con aislador de apoyo, para montaje a la intemperie, en cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 52 kV

Tipo		4ME12	4ME14	4ME16	4ME18
Tensión de servicio (valor máximo)	kV	12	24	36	52
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min	kV	35	55	75	105
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa	kV	75	125	170	250
Frecuencia nominal	Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta			
Intensidad nominal del primario	A	5 a 1200	5 a 1200	5 a 1200	5 a 1200
Conmutabilidad	A	2 · 5 a 2 · 600	2 · 5 a 2 · 600	2 · 5 a 2 · 600	2 · 5 a 2 · 600
Intensidad permanente nominal térmica máxima		1,2 · I_N	1,2 · I_N	1,2 · I_N	1,2 · I_N
Intensidad nominal del secundario	A	5 ó 1	5 ó 1	5 ó 1	5 ó 1
Intensidad térmica nominal de corta duración I_{th} (1 s)		100, 200, 300 · I_N	100, 200 · I_N	100, 200 · I_N	100, 200 · I_N
Intensidad dinámica nominal I_{dyn}		2,5 · I_{th}	2,5 · I_{th}	2,5 · I_{th}	2,5 · I_{th}
Número de núcleos	máx.	3	3	3	3
Carga de corta duración (mecánica)	N	2400 a 2700	2400	2000 a 2500	2000
Peso aproximado	kg	38 ... 80 ¹⁾	42 ... 80 ¹⁾	50 ... 100 ¹⁾	100
Clase		0,2; 0,5; 1; 5P10; 10P10			
Potencia nominal	VA	5; 10; 15; 30			



4ME12

El sistema completo de medida, consistente en arrollamientos primario y secundario, así como el núcleo de hierro está embebido en una resina colada especial resistente a la intemperie. Las demás piezas metálicas son resistentes a la corrosión. Los terminales primarios están dispuestos fijos en el cuerpo de resina colada.

¹⁾ Peso en función del tamaño del transformador

1.6.6 Ejecuciones de los transformadores de tensión para cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 36 kV

Constitución

En la figura 1.6/26 se representa la constitución de los transformadores de tensión para tensiones de servicio de más de 1 kV hasta 36 kV.

Sobre un zócalo metálico se ha dispuesto el núcleo de hierro, incluido en un bloque de resina colada, en la que están también embebidos los arrollamientos primario y secundario. Los terminales del primario se llevan directamente al exterior del bloque de resina colada, encontrándose los terminales secundarios en una caja de bornes en el zócalo metálico.

También en los transformadores de tensión para tensiones de servicio de más de 1 kV se distingue entre los destinados a interiores y a la intemperie.

Transformadores de tensión para interiores

Se fabrican en ejecución aislada unipolar o bipolar, de dos tamaños.

Los de menor tamaño, utilizados especialmente en cuadros eléctricos compactos, son los unipolares para distancias entre centros de conductores ≥ 150 mm, para tensiones de servicio de hasta 12 kV, y ≥ 200 mm, para tensiones de servicio de hasta 24 kV.

En los bipolares, la disposición alternante de los terminales primarios, permite el montar dos transformadores en conexión V muy próximos entre sí, de modo que puede alcanzarse igualmente una distancia entre centros de conductores ≥ 150 mm, para tensiones de servicio de hasta 12 kV, y ≥ 200 mm, para tensiones de servicio de hasta 24 kV.

El tamaño grande tiene unas dimensiones que corresponden a las de DIN 42 600.

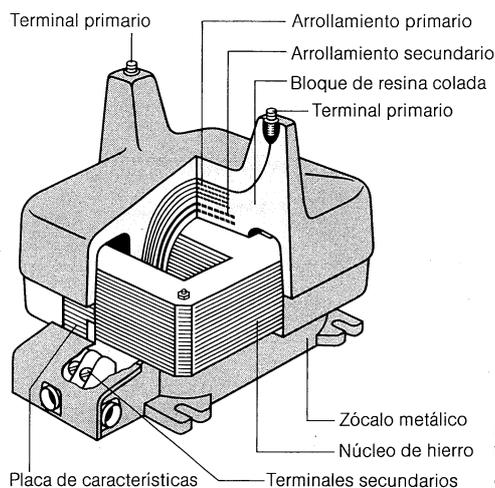


Figura 1.6/26
Sección de un transformador de tensión bipolar aislado para tensiones de servicio de más de 1 kV

Se fabrican igualmente en ejecución unipolar y bipolar. Sus arrollamientos primario y secundario se encuentran embebidos en una resina colada especial resistente a la intemperie.

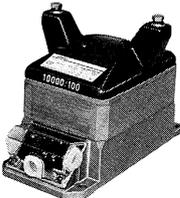
Transformadores de tensión para intemperie

El cuerpo de aislamiento se ha dotado de platillos especiales para alargar el recorrido de las corrientes de fuga (véanse las figuras de la tabla 1.6/22).

La parte inferior del transformador de tensión está constituida por un zócalo de fundición de metal ligero, que contiene la caja de terminales del secundario a prueba de salpicaduras de agua y precintable.

Tabla 1.6/21

Transformadores de tensión unipolares y bipolares, para montaje en interiores, en cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 36 kV

Tipo	4MQ12	4MQ14	4MQ22	4MQ24
Tensión de servicio (valor máximo) kV	12	24	12	24
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min kV	28	50	35	55
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa kV	75	125	75	125
Frecuencia nominal Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta			
Tensión nominal máx. en el primario kV	$7,2/\sqrt{3}$; $11,5/\sqrt{3}$	$15/\sqrt{3}$; $22/\sqrt{3}$	7,2; 12	15; 24
Tensión nominal en el secundario V	$100/\sqrt{3}$; $110/\sqrt{3}$; $120/\sqrt{3}$		100; 110; 120	
Intensidad límite térmica en el secundario (arrollamiento de medida) A	6,5	9	5	5
Factor de tensión nominal/8 h	1,9	1,9	—	—
Intensidad nominal de larga duración/8 h (arrollamiento de contacto a tierra) A	8	5	—	—
Carga de corta duración (mecánica) N	3000	3750	3000	3750
Peso aproximado kg	17	26	17	26
Clase	0,5; 1			
Potencia nominal VA	30; 50; 75; 100			
	 4MQ12		 4MQ22	

1.6 Transformadores de medida

Tabla 1.6/21 (continuación)

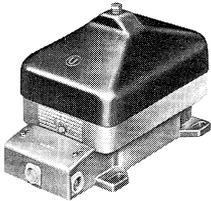
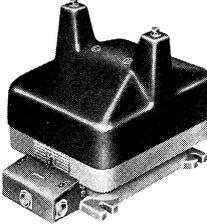
Tipo	4MQ52	4MQ54	4MQ56	4MQ62	4MQ64	4MQ66
Tensión de servicio (valor máximo) kV	12	24	36	12	24	36
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min kV	28	50	70	35	55	75
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa kV	75	125	170	75	125	170
Frecuencia nominal Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta			50 ó 60, otras frecuencias previa consulta		
Tensión nominal máx. en el primario kV	7,2/ $\sqrt{3}$; 11,5/ $\sqrt{3}$; 15/ $\sqrt{3}$; 22/ $\sqrt{3}$; 35/ $\sqrt{3}$			7,2; 12	15; 24	35
Tensión nominal en el secundario V	100/ $\sqrt{3}$; 110/ $\sqrt{3}$; 120/ $\sqrt{3}$			100; 110; 120		
Intensidad límite térmica en el secundario (arrollamiento de medida) A	10	13	17	7	7	8
Factor de tensión nominal/8 h	1,9	1,9	1,9	—	—	—
Intensidad nominal de larga duración/8 h (arrollamiento de contacto a tierra) A	6	11	11	—	—	—
Carga de corta duración (mecánica) N	3750	3750	3750	3750	3750	3750
Peso aproximado kg	26	42	60	26	42	60
Clase	0,2; 0,5; 1					
Potencia nominal VA	30; 50; 75; 100; 200					
						
	4MQ52			4MQ62		

Tabla 1.6/22

Transformadores de tensión unipolares y bipolares, para montaje a la intemperie en cuadros eléctricos de más de 1 kV hasta 36 kV

Tipo	4MS32	4MS34	4MS36	4MS42	4MS44
Tensión de servicio (valor máximo) kV	12	24	36	12	24
Tensión nominal soportable en corriente alterna, 1 min kV	35	55	75	35	55
Tensión de choque nominal soportable 1,2/50 μ s, onda completa kV	75	125	170	75	125
Frecuencia nominal Hz	50 ó 60, otras frecuencias previa consulta			50 ó 60, otras frecuencias previa consulta	
Tensión nominal máx. en el primario kV	$12/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$	$36/\sqrt{3}$	12	24
Tensión nominal en el secundario V	$100/\sqrt{3}$; $110/\sqrt{3}$; $120/\sqrt{3}$			100; 110; 120	
Intensidad límite térmica en el secundario (arrollamiento de medida) A	7	7	7	7	7
Factor de tensión nominal/8 h	1,9	1,9	1,9	—	—
Intensidad nominal de larga duración/8 h (arrollamiento de contacto a tierra) A	4	4	4	—	—
Carga de corta duración (mecánica) N	1000	1000	1000	1000	1000
Peso aproximado kg	45	45	45	42	42
Clase	0,2; 0,5; 1				
Potencia nominal VA	30; 50; 75; 100; 200				

 <p>4MS34</p>	 <p>4MS42</p>
--	---

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

1.7.1 Introducción

Cometidos

Los cuadros eléctricos constituyen puntos nodales en una red y sirven para unir y separar diferentes partes de ésta, así como para su protección selectiva. En las redes de instalaciones eléctricas tienen, además, la finalidad de transmitir a los transformadores de distribución y, dado el caso, a otras subestaciones, la energía eléctrica suministrada por la compañía distribuidora, por ejemplo, a través de cables, a la estación de entrega.

Tipos y aplicación de los cuadros eléctricos

Para desarrollar las distintas funciones se dispone, según el capítulo 1.7.2, de diferentes cuadros eléctricos terminados en fábrica, de tipo aprobado.

Según sea el montaje de los aparatos, el aislamiento, el tipo de envolvente y la subdivisión en diversos recintos de servicio (con tabiques), se distinguen los siguientes tipos de cuadros eléctricos terminados en fábrica, de tipo aprobado:

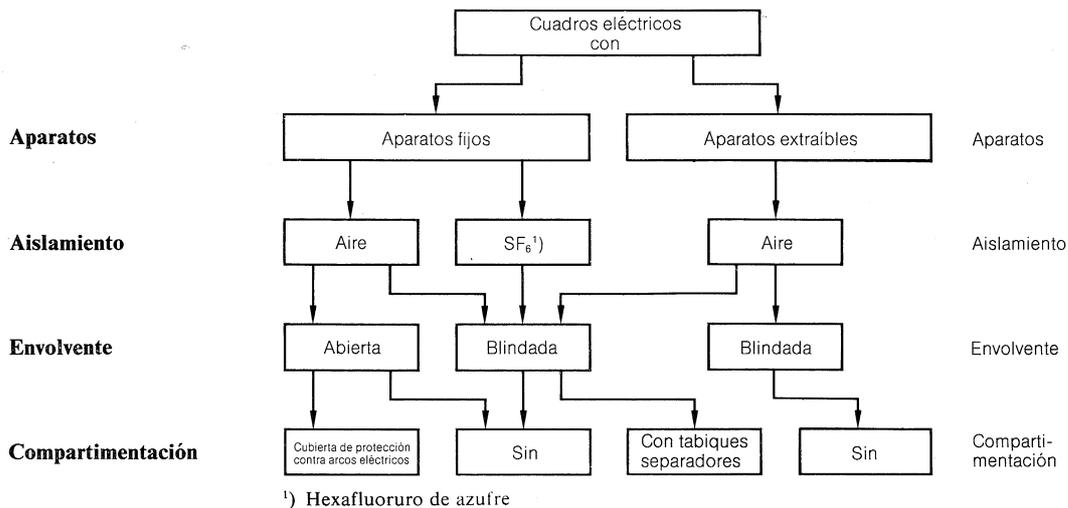


Figura 1.7/1 Formas constructivas de cuadros eléctricos de alta tensión

Los cuadros eléctricos con aparatos fijos constan de varias secciones adyacentes en las que están fijamente montados los medios de servicio necesarios. **Conceptos**

Los cuadros eléctricos con aparatos extraíbles constan de varias secciones adyacentes, en las que los interruptores de potencia e interruptores bajo carga llevan unos contactos de inserción, que al separarse establecen una distancia de aislamiento.

Secciones abiertas; todas las partes sometidas a tensión durante el servicio están protegidas contra contactos casuales. Con frecuencia se construyen las secciones de maniobra abiertas de tal forma que las partes sometidas a tensión, que se encuentran al alcance de la mano, quedan protegidas contra toda clase de contactos, y las que no están al alcance de la mano, sólo contra contactos casuales (véase el capítulo 28.3).

Secciones de maniobra blindadas metálicamente son aquéllas en las que las piezas sometidas a tensión durante el servicio quedan protegidas contra contactos por todos sus lados por un blindaje metálico, puesto a tierra.

Cubierta de protección contra arcos: Separa, en las secciones abiertas, el recinto de los aparatos de maniobra del recinto superior en el que están alojadas las barras colectoras.

Tabique entre los medios de servicio: Mediante tabiques separadores se subdivide cada sección blindada en celdas para los aparatos de maniobra, las barras colectoras y los dispositivos de empalme de los cables.

Tabique transversal de las barras colectoras: Con ayuda de tabiques provistos de penetraciones para las barras colectoras, se subdivide la celda correspondiente a éstas entre secciones adyacentes.

Planificación de cuadros eléctricos

Al planificar un cuadro eléctrico hay que considerar lo siguiente:

Las condiciones de servicio y la seguridad necesaria en el abastecimiento de energía eléctrica son determinantes a la hora de elegir los circuitos básicos del cuadro y de las derivaciones. **Condiciones de servicio**

La resistencia contra cortocircuitos de la instalación, incluidas las conexiones de cables y barras establecidas en obra, debe corresponder a la corriente de cortocircuito (véase el capítulo 1.3) indicada por la compañía distribuidora de energía eléctrica. Si la resistencia contra cortocircuitos de la instalación es mayor que la exigida por la compañía distribuidora, se recomienda diseñar también en consecuencia las conexiones de barras y de cables, con vistas a corrientes de cortocircuito más altas que pudieran establecerse más adelante. **Resistencia a los cortocircuitos**

Para futuras ampliaciones se deben prever secciones de reserva. **Secciones de reserva**

Hay que prever debidamente la posibilidad de disponer instalaciones auxiliares, tales como baterías (véase el capítulo 6.2) o sistemas de generación y distribución de aire comprimido. **Instalaciones auxiliares**

Es la representación unipolar del circuito, excluyendo las líneas accesorias. Los aparatos auxiliares tales como instrumentos de medida, relés, etc. se asignan a los transformadores de medida. En este esquema deben indicarse los datos relativos al tipo de corriente, tensión, número de polos, potencia, relación de transformación y secciones de los conductores. **Esquema unifilar**

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Sección	<p>Una sección está constituida por cada derivación de una barra colectora de un cuadro (por ejemplo, línea aérea, cable, transformador, acoplamiento).</p> <p>Entre ellas se consideran también las secciones de medida separadas espacialmente.</p>
Circuitos básicos de derivaciones y subestaciones	<p>Los circuitos básicos de las derivaciones se indican en las normas DIN 43 676, DIN 43 677 y DIN 43 682, mientras que los correspondientes a las subestaciones se exponen en DIN 43 680.</p>
Aislamiento	<p>Para aislar instalaciones, partes de ellas o derivaciones se necesitan dispositivos que cumplan las condiciones impuestas por VDE 0670 en lo que respecta a las distancias de aislamiento. Tales dispositivos son, por ejemplo, los seccionadores, seccionadores bajo carga, seccionadores con fusibles y equipos extraíbles de maniobra. Debido a que los interruptores de potencia no cumplen las condiciones relativas a las distancias de aislamiento, hay que preconnectar o postconnectar, eventualmente incluso preconnectar y postconnectar, uno de estos medios de servicio; para más detalles véase VDE 0101, apartado 4.3 y VDE 0105, apartado 7.</p>
Protección contra maniobras erróneas	<p>Las maniobras erróneas se pueden evitar mediante el montaje del correspondiente dispositivo de protección (véase el capítulo 1.5.7).</p>
Dimensionamiento del aislamiento	<p>Respecto al dimensionamiento del aislamiento se distinguen, según VDE 0111 parte 1, apartado 42, un nivel inferior de choque y otro superior para las siguientes instalaciones:</p> <ul style="list-style-type: none">▷ Instalaciones según la lista 1, en las que por las condiciones de servicio (por ejemplo, red de cables) o por medidas de protección especiales (descargadores de sobretensión), queda asegurado que no se sobrepasen los valores reducidos de los niveles de choque según VDE 0111 parte 1, lista 1, en caso de sobretensiones externas.▷ Instalaciones según la lista 2, para todas las demás. <p>Por este motivo, las secciones de maniobra según la lista 1 pueden ejecutarse con dimensiones menores que las de la lista 2 (véanse las “distancias mínimas en aire” en VDE 0101, tabla 5 y capítulo 28.3, tabla 28.3/1).</p> <p>Los cuadros eléctricos con aparatos extraíbles no requieren seccionadores, si la extracción de aquéllos satisface las condiciones relativas a distancias de aislamiento según VDE 0670.</p>
Constitución de los cuadros eléctricos	<p>Los cuadros eléctricos pueden fabricarse, opcionalmente, según dos determinaciones VDE:</p> <ul style="list-style-type: none">▷ Cuadros eléctricos terminados en fábrica, de tipo aprobado, según VDE 0670 parte 6. <p>Las distancias mínimas en aire según VDE 0101 pueden ser menores; sin embargo, deben comprobarse todos los valores nominales (tensión, corriente de cortocircuito, intensidad nominal) y las funciones mediante una serie de pruebas de tipo y rutinarias.</p>▷ Cuadros terminados en fábrica o incluso montados en obra, según VDE 0101. <p>Los valores nominales se garantizan observando las distancias y secciones mínimas tabuladas o mediante el cálculo según métodos establecidos.</p> <p>Los cuadros contruidos según tabla tienen la ventaja de su buena adaptabilidad a circunstancias especiales en el lugar de aplicación.</p> <p>Los cuadros terminados en fábrica, de tipo aprobado, tienen sus propiedades aseguradas mediante pruebas individuales.</p>

Barras colectoras

Los cuadros para condiciones normales de servicio, por ejemplo, en subestaciones de redes, se equipan con barras colectoras simples.

Barras colectoras simples

Ventajas:

Estado de servicio claro, manejo sencillo, reducido espacio necesario y bajos costes de adquisición y mantenimiento.

Inconvenientes:

Al efectuar trabajos en las barras colectoras debe desconectarse toda la instalación; si se producen perturbaciones en las barras colectoras queda fuera de servicio la instalación completa.

Los inconvenientes citados pueden reducirse subdividiendo en tramos las barras colectoras, con ayuda de interruptores de acoplamiento (figura 1.7/2).

Acoplamiento longitudinal

No obstante, como en la mayoría de los casos se puede desarrollar el servicio con barras colectoras simples, conviene estudiar detalladamente la necesidad de subdividir éstas, teniendo en cuenta el espacio adicional necesario en el cuadro eléctrico y, por consiguiente, el mayor volumen constructivo.

Los cuadros eléctricos de gran magnitud se equipan con barras colectoras dobles cuando, por ejemplo, se presenten las siguientes circunstancias:

Barras colectoras dobles

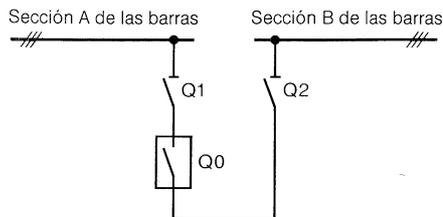
- ▷ Servicio con acometidas asíncronas (por ejemplo, generación propia y acometidas externas),
- ▷ consumidores con diferentes prioridades de servicio (rechazo simple de carga),
- ▷ aislamiento de la red normal de consumidores con frecuentes choques de carga,
- ▷ compensación de la carga de la red,
- ▷ inexistencia de otras vías de abastecimiento a las que conmutar, cuando deba trabajarse en las barras colectoras.

Para cambiar de un sistema de barras al otro sin que se interrumpa el abastecimiento de energía es preciso emplear un acoplamiento transversal.

Acoplamiento transversal

Las posibilidades de maniobra y servicio en cuadros provistos de barras colectoras dobles se pueden ampliar considerablemente mediante la partición longitudinal de dichas barras. Por otro lado, sin embargo, se incrementan así las posibilidades de errores o, para evitarlo, debe aplicarse un costoso sistema de protección contra maniobras erróneas.

Partición longitudinal de las barras colectoras y acoplamiento longitudinal y transversal



Q1, Q2 Seccionadores de las barras colectoras
 Q0 Interruptor de potencia

Figura 1.7/2
 Acoplamiento longitudinal mediante interruptor de potencia

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

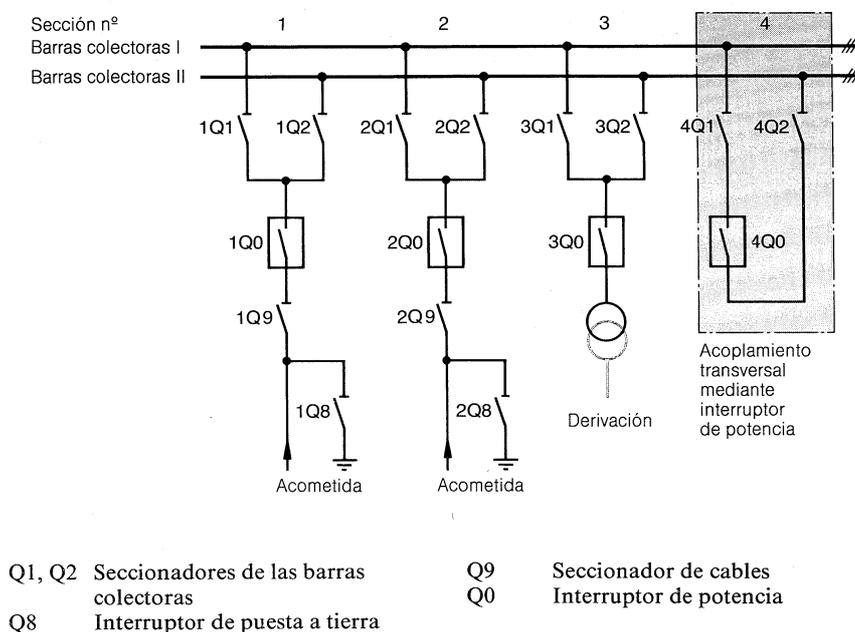


Figura 1.7/3
Cuadro con barras colectoras dobles y acoplamiento transversal mediante interruptor de potencia

Barras colectoras dobles y acoplamiento transversal en cuadros eléctricos con aparatos extraíbles

En los cuadros eléctricos con aparatos extraíbles, que, debido a la constitución sencilla de las secciones, se construyen casi únicamente con barras colectoras simples, es posible formar un sistema doble de barras colectoras aplicando el “método de los dos interruptores de potencia”.

Identificación de conductores

Los tres conductores activos de la red usual de corriente trifásica, se designan como L1, L2, L3; letra negra sobre fondo blanco.

Los “colores de fase” usuales anteriormente no se utilizan ya más en interés de una armonización internacional.

El conductor PE se designa de esta forma.

Resistencia de las secciones contra arcos perturbadores

Solicitaciones de las secciones

Si en una sección se produce un arco perturbador debido, por ejemplo, a una descarga interna, el aire alrededor del arco se calienta intensamente y se expande de forma explosiva.

Onda de presión

El tiempo que transcurre desde que se produce el encendido hasta el máximo de la onda de presión (punta de presión) es considerablemente inferior al tiempo total de desconexión de un interruptor de potencia. De los siguientes oscilogramas (figura 1.7/4), que muestran la evolución de la onda de presión en una sec-

ción de maniobra blindada y compartimentada, se deduce que el pico de presión se alcanza 15–20 ms después de cebado el arco, mientras que el tiempo total de desconexión asciende a unos 120 ms.

El pico de presión depende de la intensidad de la corriente de cortocircuito (véase el capítulo 1.3), del volumen del recinto afectado y de las medidas constructivas aplicadas para reducir rápidamente la presión.

Pico de presión

Dichas medidas son:

En cuadros abiertos, la sección libre superior y la sección anterior en caso de puertas de rejilla;

en cuadros blindados, un dispositivo de alivio de presión dispuesto en el techo, en la pared posterior o en el suelo de la sección.

El dispositivo de alivio de presión se abre por la acción de la onda de presión, conduciendo el flujo de gas en una dirección lo menos peligrosa posible.

Dispositivo de alivio de presión

Por tiempo de resistencia de una sección se entiende el tiempo durante el cual soporta un tabique de chapa los efectos del arco sin fundirse.

Tiempo de resistencia

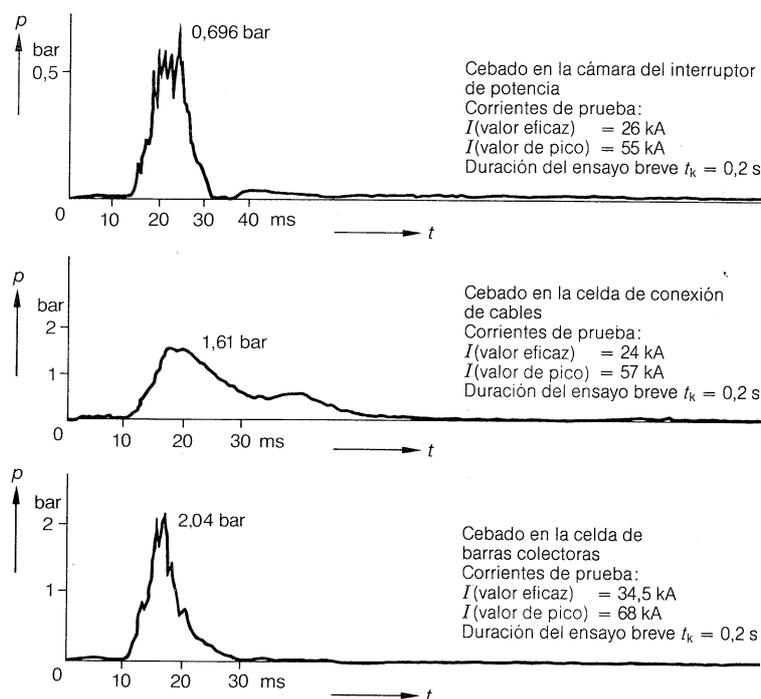


Figura 1.7/4

Pruebas con arcos perturbadores de secciones de maniobra blindadas y compartimentadas, con aparatos extraíbles. Evolución de la onda de presión al cebado el arco en las distintas cámaras de la sección. Corrientes de prueba según el apartado "pruebas con arcos perturbadores", pág. 352.

Calor del arco

Debido a que el calor generado por el arco actúa sin interrupción sobre el material, además de la intensidad de la corriente de cortocircuito, es de especial importancia para el tiempo de resistencia de una sección de maniobra la duración del arco. Diversos ensayos han demostrado que en redes de instalación con las corrientes de cortocircuito usuales (véase el capítulo 1.3) y tiempos de ruptura normales, los espesores de chapa de 2 a 3 mm, usuales en las secciones de maniobra, poseen tiempos de resistencia suficientes. Si en una red se precisan tiempos de desconexión más largos (> 1 s) para los interruptores de alimentación, debido al escalonamiento de los órganos de protección en la estación de entrega, habrá que aplicar una de las medidas siguientes:

Medidas en caso de tiempos de desconexión especialmente largos (≥ 1 s)

- ▷ En las secciones blindadas pueden montarse interruptores de presión, que reaccionan en escasos ms cuando se incrementa la presión y disparan los interruptores de potencia (interruptores de derivación de la estación alimentadora) previstos en la instalación. De esta forma se consigue desconectar los arcos perturbadores que puedan producirse, a lo más tardar, después de 120 ms. Hay que prever cables de control que lleguen hasta la estación alimentadora.
- ▷ Revestir las paredes interiores de cada sección de maniobra con un material resistente al calor de aproximadamente 3 mm de grosor.
- ▷ En lugar de los tabiques intermedios de chapa se pueden disponer placas de plástico reforzado con fibra de vidrio (poliester) de 6 a 8 mm de espesor. De esta forma resulta algo mayor el espacio de división de las secciones, pero se tiene la ventaja de una mayor resistencia térmica.

Pruebas con arcos perturbadores

Las pruebas con arcos perturbadores realizadas en una serie de secciones de maniobra han proporcionado información sobre las medidas que es preciso tomar para obtener tipos constructivos resistentes a los arcos, los cuales se han empleado en todos los cuadros eléctricos de alta tensión que se describen en el presente capítulo.

Las pruebas se realizaron según la directriz PEHLA N^o 2.

Medios auxiliares para efectuar trabajos en cuadros eléctricos de alta tensión según VDE 0105

Para efectuar trabajos en cuadros eléctricos hay que disponer de los siguientes medios auxiliares: Dispositivo para poner a tierra y cortocircuitar, eventualmente, placas aislantes de protección insertables, detectores de alta tensión y tenazas para fusibles.

Dispositivos para poner a tierra y cortocircuitar

Los cables de cobre sólo se pueden emplear de forma limitada para cortocircuitar, debido a las corrientes de cortocircuito admisibles para ellos. Por ejemplo, según VDE 0683 parte 1/6.79, figura 6, la corriente máxima de cortocircuito admisible para un cable de cobre de 120 mm² de sección, con una duración de cortocircuito de 0,5 s, es de 33,5 kA (valor eficaz).

Más convenientes que los cables son, sin embargo, interruptores de puesta a tierra tripolares (véase el capítulo 1.5.2). Una seguridad especialmente alta se logra mediante interruptores de puesta a tierra con mecanismo de trinquete (interruptores de puesta a tierra con poder de cierre), que pueden operar con su gran poder de cierre sobre la plena corriente de cortocircuito.

En las secciones con seccionadores de barras colectoras se prevén raíles guía para introducir placas de protección aislantes (véase el capítulo 1.5.7, figura 1.5/22).

Raíles guía para introducir las placas de protección aislantes

Si las barras colectoras deben quedar bajo tensión al efectuar trabajos en una sección, se abre primeramente el seccionador de las barras colectoras, una vez independizada la derivación. Después de poner a tierra y cortocircuitar la derivación, se introduce una placa aislante de protección en el tramo de aislamiento del seccionador de las barras colectoras.

Es peligroso trabajar sobre placas de protección bajo las cuales se encuentren partes sometidas a tensión, puesto que pueden caer piezas que deterioren la placa de protección y entren en contacto con conductores bajo tensión, estableciéndose un arco. Por este motivo, en los cuadros eléctricos Siemens se prescinde intencionadamente de disponer los raíles guía para introducir las placas de protección, a la altura de los seccionadores de cables. Esto significa que los cables se tienen que desconectar, poner a tierra y cortocircuitar en cualquier caso.

Para comprobar en cuadros eléctricos de alta tensión que las piezas que hay que poner a tierra para poder trabajar, no se encuentran bajo alta tensión, se han utilizado hasta ahora únicamente los detectores de alta tensión (figura 1.7/5).

Detector de alta tensión

El detector de alta tensión satisface las determinaciones VDE 0681 parte 4. Consta de un mango, un disco limitador, una parte aislante (cuyo extremo está marcado mediante un anillo de color rojo) y de la cabeza de trabajo con el electrodo de prueba.

Antes de cada utilización debe someterse al detector de alta tensión a una prueba funcional, a saber:

- ▷ En indicadores con lámparas de efluvios, aplicándolos, a modo de comprobación, a piezas sometidas bajo tensión en el cuadro eléctrico.
- ▷ En detectores con dispositivo propio de comprobación, presionando el pulsador.

Para ello no es necesaria una fuente de tensión exterior.

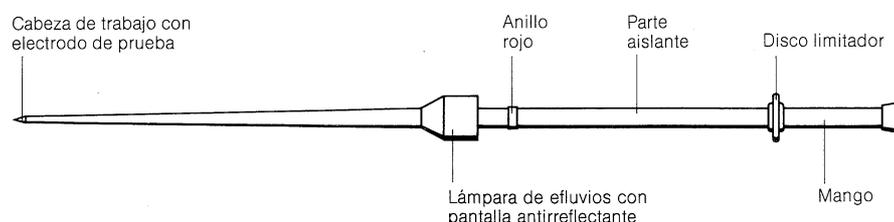


Figura 1.7/5 Detector de alta tensión con indicación de lámpara de efluvios

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Sistema de indicación de tensión

Para poder aplicar detectores de alta tensión debe poder accederse a la parte de la instalación a comprobar, es decir, debe abrirse el blindaje de protección contra contactos y arcos eléctricos, antes de comprobar la ausencia de tensión y de poner a tierra el cuadro eléctrico. Esto no está exento de peligro y, además, en el caso de los cuadros eléctricos aislados por gas, no es posible.

Por ello se aplican en los cuadros eléctricos blindados y aislados por gas unos sistemas de indicación de tensión, que señalizan su estado de tensión directamente en el frente cerrado de operación (figura 1.7/6).

El sistema de indicación de tensión consta de un divisor capacitivo, que divide la tensión U entre el conductor $L1$ y tierra en tensiones parciales U_1 y U_2 , y de un aparato indicador, al que se le aplica U_2 . El aparato indicador dispone de una lámpara de efluvios que se pone en intermitencia cuando está bajo tensión (figura 1.7/6 b).

La capacidad del divisor C_1 está incorporada en forma de placas de control en determinados medios de servicio del cuadro eléctrico, tales como aisladores de apoyo, penetraciones, transformadores de intensidad y conectores de cables. Está dimensionada de tal forma que la energía desacoplada de la red de alta tensión es suficiente para el servicio de intermitencia de la lámpara de efluvios, pero no constituye peligro alguno para la instalación o para las personas.

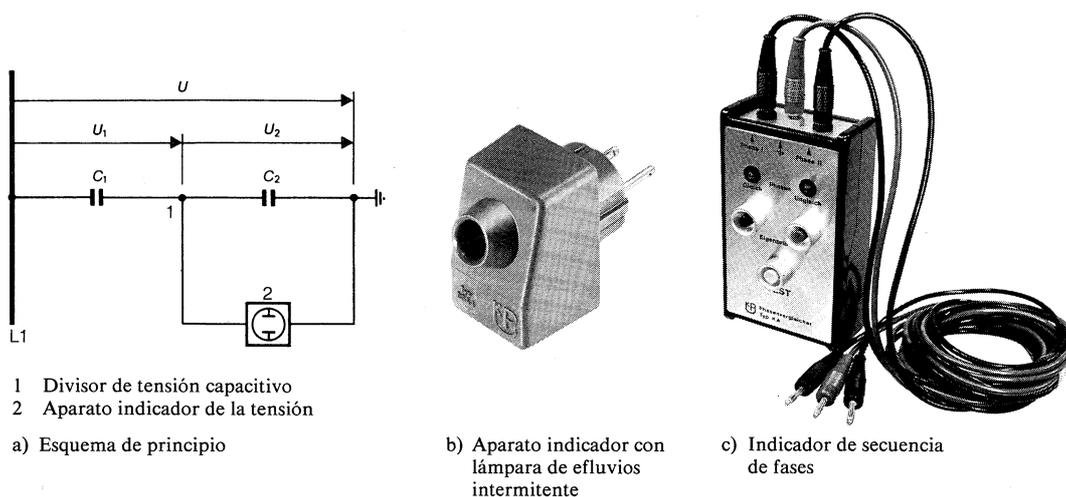


Figura 1.7/6
Sistema de indicación de tensión en cuadros eléctricos de alta tensión blindados y aislados por gas

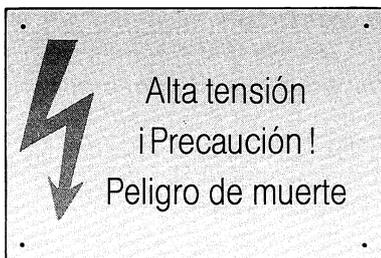


Figura 1.7/7
Placa de peligro para instalaciones con tensiones nominales de 1 kV y superiores. Dimensiones 300 mm × 200 mm o 200 mm × 120 mm

Para comprobar el estado de tensión hay que conectar el aparato indicador a los divisores capacitivos sucesivamente de las tres fases activas, a través de casquillos dispuestos en la parte frontal del cuadro eléctrico de forma fácilmente accesible. Antes y después de cada aplicación se comprueba la función

- ▷ bien en un cuadro que se encuentre bajo tensión,
- ▷ bien mediante una fuente de tensión de más de 150 V (caja de enchufe).

En los casquillos puede comprobarse también la secuencia de fases con un comparador de fases (figura 1.7/6c).

Para cambiar los cartuchos fusibles HH es necesaria una tenaza de un solo brazo (véase el capítulo 1.5.3, figura 1.5/6).

Tenazas para fusibles

Las placas indicadoras de peligro en Alemania deben estar configuradas como se indica en VDE 0105 (figura 1.7/7).

Placas indicadoras de peligro

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

1.7.2 Descripción general de cuadros eléctricos

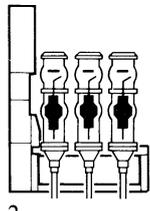
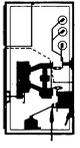
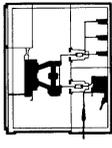
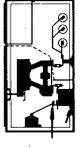
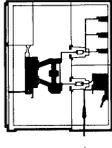
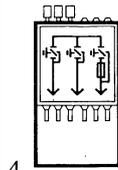
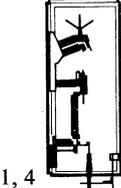
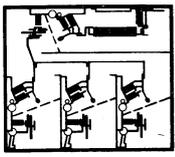
Los requisitos solicitados por los usuarios de los cuadros eléctricos de alta tensión son, desde siempre:

- ▷ Alta seguridad para el personal
- ▷ Alta seguridad operacional y disponibilidad
- ▷ Pequeñas dimensiones
- ▷ Inexistencia de mantenimiento
- ▷ Independencia del entorno
- ▷ Costes reducidos

El desarrollo de las técnicas de extinción, aislamiento y conexión ha llevado al cumplimiento de todos estos requisitos.

Tabla 1.7/1

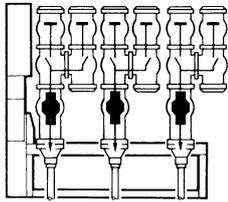
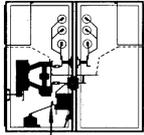
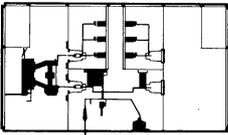
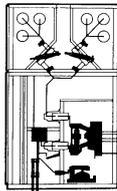
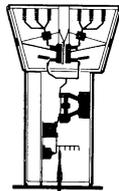
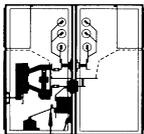
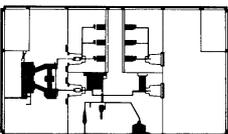
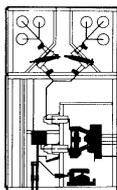
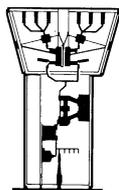
Tabla general de los cuadros eléctricos de alta tensión Siemens, terminados en fábrica, de tipo aprobado, con barras colectoras simples y dobles, según VDE 0670 parte 6 y publicación CEI 298, así como VDE 0101

	Barras colectoras simples				Características y datos técnicos en la página
	Aislamiento por SF ₆		Aislamiento por aire		
	Cuadros de tipo aprobado según VDE 0670 parte 6 y CEI 298			Cuadros según VDE 0101	
Tensión nominal (kV)	7,2 a 36	7,2 a 24		12 y 24	
Tipo	8DA10	8BJ20	8BK20	8AJ20	8DA10 358, 359
Cuadros eléctricos para grandes flujos de energía, preponderantemente, secciones de interruptores de potencia	 Cuadro de interruptores de potencia 2	 1, 3, 4, 5	 1, 3, 5	 2, 4	8BJ20 362, 363 8BK20 366, 367 8AJ20 372, 373
Tipo	—	8BJ20	8BK20	8AJ20	8BJ20 362, 363
Cuadros eléctricos para flujos medios de energía, secciones de interruptores de potencia, secciones de seccionadores bajo carga		 Cuadro de interruptores de potencia 1, 3, 4, 5	 1, 3, 5	 2, 4	8BK20 366, 367 8AJ20 372, 373
Tensión nominal (kV)	7,2 a 24	12 y 24	12	—	
	8DJ10	8AA10	8AS10	—	8DJ10 376, 377
Cuadros eléctricos para pequeños flujos de energía preponderantemente, secciones de seccionadores bajo carga	 Cuadro de interruptores bajo carga 4	 1, 4	 4		8AA10 378, 379 8AS10 380, 381

Las ventajas de las distintas tecnologías se combinan consecuentemente en los cuadros eléctricos Siemens de alta tensión, por ejemplo, en el cuadro 8DA10, utilizando el interruptor de potencia en vacío con aislamiento por gas SF₆ y por la aplicación de terminales de cables a prueba de contactos (véase la tabla 1.7/2).

El programa detallado en la tabla 1.7/1 permite elegir el tipo de cuadro más apropiado para las más distintas exigencias.

Todos los cuadros eléctricos Siemens de alta tensión son de aplicación universal y fáciles de montar, con intervalos prolongados de mantenimiento y la más alta fiabilidad. En todas las operaciones de servicio y preparaciones para los trabajos se mantiene la completa protección contra contactos y arcos eléctricos perturbadores. De este modo se garantiza en todo momento la mayor seguridad de las personas.

Barras colectoras dobles					Características y datos técnicos en la página
Aislamiento por SF ₆	Aislamiento por aire				
Cuadros de tipo aprobado según VDE 0670 parte 6 y CEI 298				Cuadros según VDE 0101	
7,2 a 36	7,2 a 24			12 y 24	
8DB10	8BJ20	8BK20	8BM20	8AN20	8DB10 360, 361 8BJ20 364, 365 8BK20 368, 369 8BM20 370, 371 8AN20 374, 375
					
2	1, 3, 4, 5	1, 3, 5	1, 3, 5	2, 4	
—	8BJ20	8BK20	8BM20	8AN20	8BJ20 364, 365 8BK20 368, 369 8BM20 370, 371 8AN20 374, 375
					
	1, 3, 4, 5	1, 3, 5	1, 3, 5	2, 4	

Ejecuciones disponibles:

- 1 Interruptor de potencia extraíble
- 2 Interruptor de potencia fijo
- 3 Seccionador bajo carga extraíble
- 4 Seccionador bajo carga fijo
- 5 Contactor de vacío extraíble

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Cuadro de interruptor de potencia 8DA10

Constitución

Cuadro de interruptor de potencia 8DA10, de tipo aprobado, con tubos de vacío exentos de mantenimiento de hasta 36 kV de tensión nominal, barras colectoras simples de hasta 2500 A de intensidad nominal.

Todas las partes bajo alta tensión en blindaje unipolar, hermético al gas, de una aleación de aluminio resistente a la corrosión, lleno del gas aislante SF₆.

Secciones no cruzadas, compactas, a base de cámaras standard, con las mismas dimensiones desde 7,2 hasta 36 kV.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298 y 694

NF C 64 400

SEN 36 2103

VDE 0670 parte 6

BS 5227

N.E.N 10298

NBN 610

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia frente a arcos perturbadores:

Publ. CEI 298, apéndice AA

VDE 0670 parte 601

(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

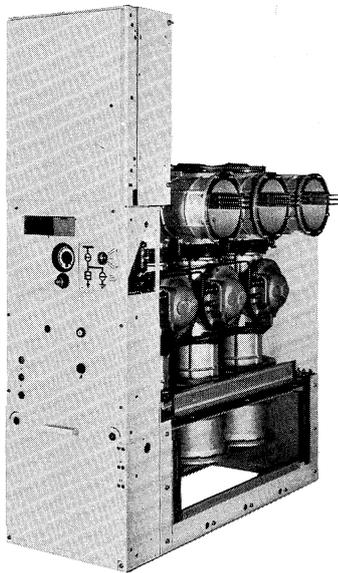


Figura 1.7/8

Cuadro de interruptor de potencia 8DA10 de hasta 36 kV, barras colectoras simples

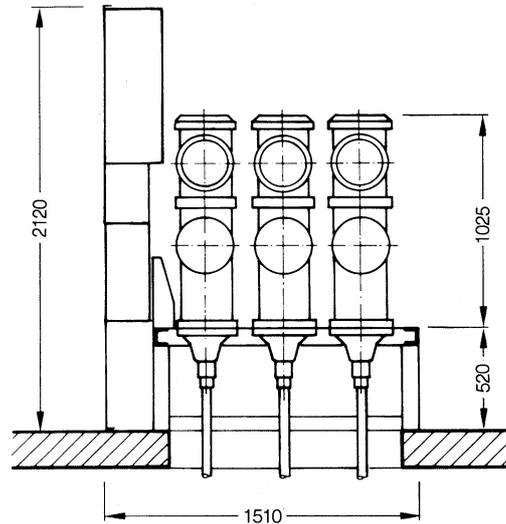


Figura 1.7/9

Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8DA10 con barras colectoras simples

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Tabla 1.7/2 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8DA10 con barras colectoras simples

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Probada contra arcos perturbadores ● Blindaje hermético a prueba de contactos ● Todas las operaciones en el frontal cerrado del cuadro ● Comprobación de la inexistencia de tensión en el frontal cerrado del cuadro ● Accionamientos y partes del secundario de los transformadores fuera del blindaje y accesibles sin peligro ● Terminales de cables a prueba de contactos y posibilidad de uniones de barras 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección completa contra errores de maniobra ● Transformadores de intensidad y tensión sin problemas dieléctricos ni térmicos ● Interruptor de potencia en vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de fácil mantenimiento ● Utilización de gas SF₆ sólo como medio aislante ● Recarga de gas SF₆, lo más pronto, después de 10 años, sin interrupción del servicio ● Elementos de accionamiento sencillos, libres de mantenimiento, dentro del blindaje 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra inmisiones de la parte de alta tensión por blindaje hermético en todos los estados de servicio ● Independencia de la altura de emplazamiento por exclusión del aire atmosférico como medio aislante 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia fijo ● Blindaje unipolar impide errores multipolares ● Transformador de intensidad de núcleo en anillo posible por el blindaje unipolar ● Medición de tensión mediante divisor de tensión capacitivo o transformador de tensión inductivo ● Reducción de elementos funcionales mediante interruptores de tres posiciones ● Puesta a tierra a prueba de conexión con interruptor de potencia en vacío ● Conexión posible de terminales convencionales y barras aisladas por aire ● Control total a distancia posible ● Constitución modular mediante cámaras standard ● Dimensiones idénticas de las secciones desde 7,2 hasta 36 kV ● Compartimentación reducida de 600 mm

Tabla 1.7/3 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8DA10 con barras colectoras simples

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV Lista 2	12 kV Lista 2	15 kV ANSI	24 kV Lista 2	36 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	36	50	70
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	125	170
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	31,5	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de corta duración (kA)	31,5	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	80	80	80	63	63
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	2500	2500	2500	2500	2500
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	2500	2500	2500	2500	2500
Dimensiones					
Anchura (mm)	600	600	600	600	600
Altura (mm)	2120	2120	2120	2120	2120
Profundidad (mm)	1510	1510	1510	1510	1510

Cuadro de interruptor de potencia 8DB10

Constitución

Cuadro de interruptor de potencia 8DB10, de tipo aprobado, con tubos de vacío libres de mantenimiento de hasta 36 kV de tensión nominal, barras colectoras dobles de hasta 2500 A de intensidad nominal.

Todas las partes del cuadro bajo alta tensión en blindaje unipolar, hermético al gas, de aleación de aluminio resistente a la corrosión, lleno del gas de aislamiento SF₆.

Constitución no cruzada, compacta, a base de cámaras standard con las mismas dimensiones desde 7,2 hasta 36 kV.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298 y 694	NF C 64 400	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 6	BS 5227	N.E.N 10298
NBN 610		

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publ. CEI 298, apéndice AA
 VDE 0670 parte 601
 (corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

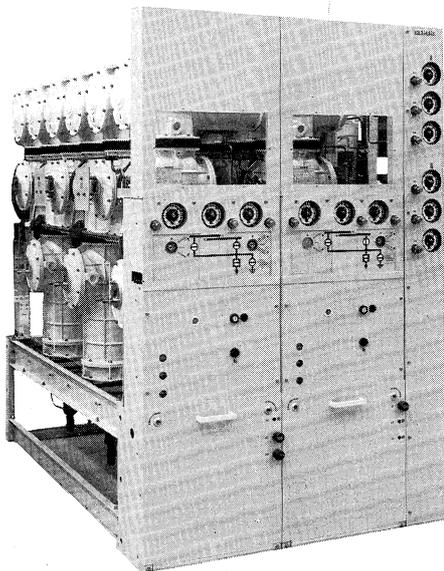


Figura 1.7/10
 Cuadro de interruptor de potencia 8DB10 de hasta 36 kV, barras colectoras dobles

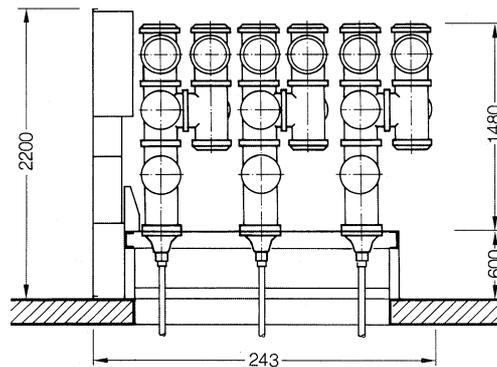


Figura 1.7/11
 Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8DB10 con barras colectoras dobles

Tabla 1.7/4 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8DB10 con barras colectoras dobles

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Probada contra arcos perturbadores ● Blindaje hermético a prueba de contactos ● Todas las operaciones en el frontal cerrado del cuadro ● Comprobación de la inexistencia de tensión en el frontal cerrado del cuadro ● Accionamientos y partes del secundario de los transformadores fuera del blindaje y accesibles sin peligro ● Terminales de cables a prueba de contactos y posibilidad de uniones de barras 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección completa contra errores de maniobra ● Transformadores de intensidad y tensión sin problemas dieléctricos ni térmicos ● Interruptor de potencia en vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de fácil mantenimiento ● Utilización de gas SF₆ sólo como medio aislante ● Recarga de gas SF₆, lo más pronto, después de 10 años, sin interrupción del servicio ● Elementos de accionamiento sencillos, libres de mantenimiento, dentro del blindaje 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra inmisiones de la parte de alta tensión por blindaje hermético en todos los estados de servicio ● Independencia de la altura de emplazamiento por exclusión del aire atmosférico como medio aislante 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia fijo ● Blindaje unipolar impide errores multipolares ● Transformador de intensidad de núcleo en anillo posible por el blindaje unipolar ● Medición de tensión mediante divisor de tensión capacitivo o transformador de tensión inductivo ● Reducción de elementos funcionales mediante interruptores de tres posiciones ● Puesta a tierra a prueba de conexión con interruptor de potencia en vacío ● Conexión posible de terminales convencionales y barras aisladas por aire ● Control total a distancia posible ● Constitución modular mediante cámaras standard ● Dimensiones idénticas de las secciones desde 7,2 hasta 36 kV ● Compartimentación reducida de 600 mm ● Conmutación posible de barras colectoras sin interrupción ● Acoplamiento transversal de barras colectoras en una sola sección

Tabla 1.7/5 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8DB10 con barras colectoras dobles

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV	12 kV	15 kV	24 kV	36 kV
	Lista 2	Lista 2	ANSI	Lista 2	Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	36	50	70
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	125	170
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	31,5	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de corta duración (kA)	31,5	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	80	80	80	63	63
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	2500	2500	2500	2500	2500
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	2500	2500	2500	2500	2500
Dimensiones					
Anchura (mm)	600	600	600	600	600
Altura (mm)	2200	2200	2200	2200	2200
Profundidad (mm)	2430	2430	2430	2430	2430

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Cuadro de interruptor de potencia 8BJ20

Constitución

La estructura de los cuadros 8BJ20, compartimentados parcialmente, blindados metálicamente, consta de chapas de acero standard atornilladas.

Las barras colectoras en la celda de alta tensión se aíslan mediante la introducción de una placa de protección de material aislante, enclavada con respecto a la posición de la puerta de alta tensión y del módulo extraíble.

El módulo extraíble con el correspondiente aparato de maniobra se lleva con ayuda de un husillo, estando la puerta cerrada, desde la posición de aislamiento a la de servicio y a la inversa.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298 y 694	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 6	NF C 64 400	N.E.N 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publ. CEI 298, apéndice AA
VDE 0670 parte 601
(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

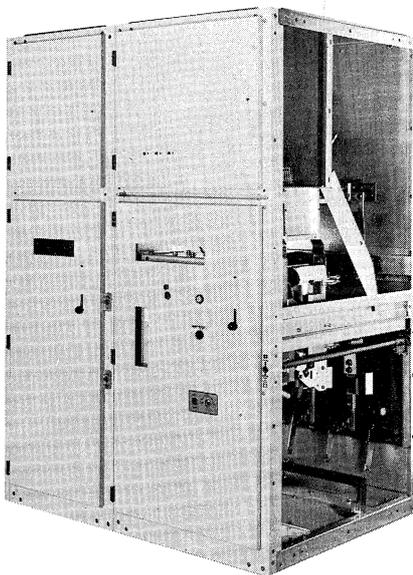


Figura 1.7/12
Cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 de hasta 24 kV, barras colectoras simples

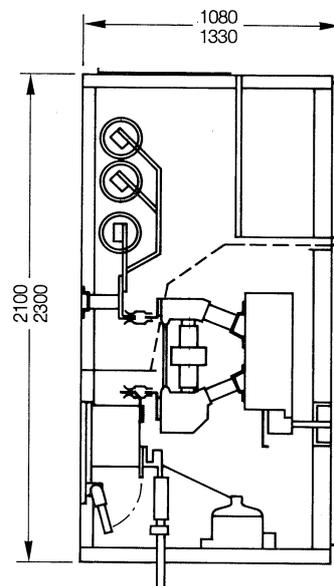


Figura 1.7/13
Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 con barras colectoras simples

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Tabla 1.7/6 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 con barras colectoras simples

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Introducción de la placa de protección aislante con la puerta cerrada ● Grado de protección de la placa aislante IP4X (VDE 0670 parte 6, apartado 6) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Enclavamiento entre la placa de protección aislante y el módulo extraíble ● Puerta incluida en el sistema general de enclavamiento ● Interruptor de potencia de vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de reducido mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia extraíble ● Seccionador bajo carga, opcionalmente extraíble o fijo ● Desplazamiento sencillo del módulo extraíble dentro de la sección ● Sustitución sencilla de módulos extraíbles mediante carro elevador, independientemente de la calidad del suelo ● Tabiques separadores de chapa de acero ● Segregación completa entre secciones ● Posibilidad de control completo a distancia ● Escasa profundidad de las secciones ● Resistencia a la tensión garantizada sin aislamiento de conductores

Tabla 1.7/7 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 con barras colectoras simples

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV Lista 2	12 kV Lista 2	17,5 kV Lista 2	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	38	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de corta duración ¹⁾ (kA)	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	80	80	63	63
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	2500	2500	2000	2000
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	2500	2500	2000	2000
Dimensiones				
Anchura (mm)	800	800	1000	1000
Altura (mm)	2100	2100	2300	2300
Profundidad (mm)	1080	1080	1330	1330

¹⁾ también 3 s

Cuadro de interruptor de potencia 8BJ20

Constitución La estructura de los cuadros 8BJ20, compartimentados parcialmente, blindados metálicamente, consta de chapas de acero standard atornilladas.

Las barras colectoras en el recinto de alta tensión se aíslan mediante la introducción de una placa de protección de material aislante, enclavada con respecto a la posición de la puerta de alta tensión y del módulo extraíble.

El módulo extraíble con el correspondiente aparato de maniobra se lleva con ayuda de un husillo, estando la puerta cerrada, desde la posición de aislamiento a la de servicio y a la inversa.

Normas El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298 y 694	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 6	NF C 64 400	N.E.N 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publ. CEI 298, apéndice AA

VDE 0670 parte 601

(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

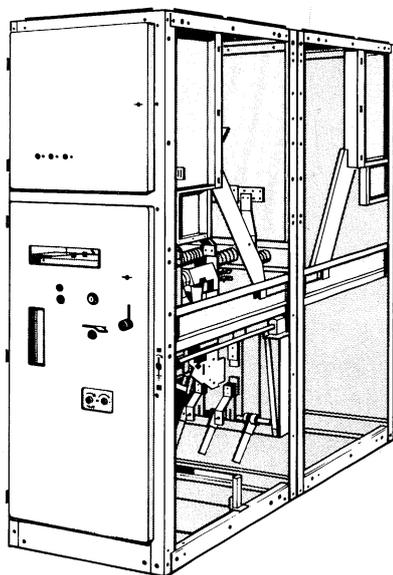


Figura 1.7/14
Cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 de hasta 24 kV, barras colectoras dobles

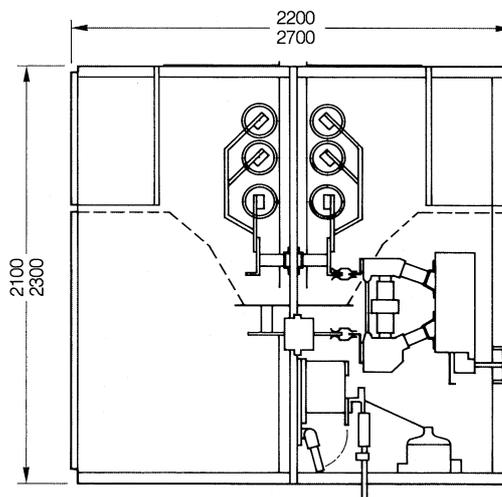


Figura 1.7/15
Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 con barras colectoras dobles

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Tabla 1.7/8 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 con barras colectoras dobles

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Introducción de la placa de protección aislante con la puerta cerrada ● Grado de protección de la placa aislante IP4X (VDE 0670 parte 6, apartado 6) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Enclavamiento entre la placa de protección aislante y el módulo extraíble ● Puerta incluida en el sistema general de enclavamiento ● Interruptor de potencia de vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de reducido mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia extraíble ● Seccionador bajo carga, opcionalmente extraíble o fijo ● Desplazamiento sencillo del módulo extraíble dentro de la sección ● Sustitución sencilla de módulos extraíbles mediante carro elevador, independientemente de la calidad del suelo ● Tabiques separadores de chapa de acero ● Segregación completa entre secciones ● Posibilidad de control completo a distancia ● Escasa profundidad de las secciones ● Montaje espalda con espalda, opcionalmente, emplazamiento en oposición ● Conmutación posible de barras colectoras sin interrupción con el método de los dos interruptores de potencia ● Resistencia a la tensión garantizada sin aislamiento de conductores

Tabla 1.7/9 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8BJ20 con barras colectoras dobles

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV Lista 2	12 kV Lista 2	17,5 kV Lista 2	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	38	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de corta duración ¹⁾ (kA)	31,5	31,5	25	25
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	80	80	63	63
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	2500	2500	2000	2000
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	2500	2500	2000	2000
Dimensiones				
Anchura (mm)	800	800	1000	1000
Altura (mm)	2100	2100	2300	2300
Profundidad (mm)	2200	2200	2700	2700

¹⁾ también 3 s

Cuadro de interruptor de potencia 8BK20

Constitución

La estructura de los cuadros 8BK20, blindados y compartimentados metálicamente, consta de chapas de acero standard atornilladas. La compartimentación metálica interior divide la sección en un recinto de barras colectoras, todo a lo largo de la instalación, un recinto del interruptor y un recinto de conexiones.

El módulo extraíble con el correspondiente aparato de maniobra se desplaza con ayuda de un husillo, estando la puerta cerrada, desde la posición de aislamiento a la de servicio y a la inversa.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298 y 694	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 6	NF C 64 400	N.E.N 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publ. CEI 298, apéndice AA
VDE 0670 parte 601
(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

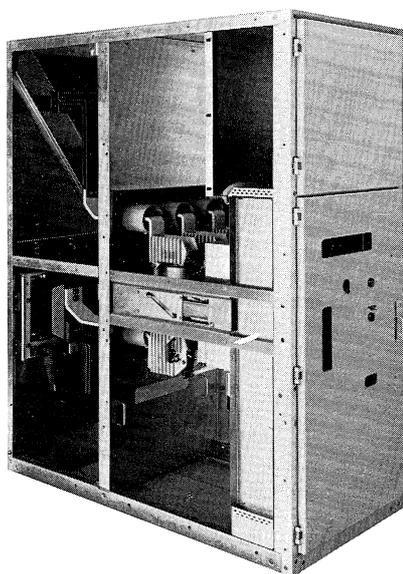


Figura 1.7/16
Cuadro de interruptor de potencia 8BK20 de hasta 24 kV, barras colectoras simples

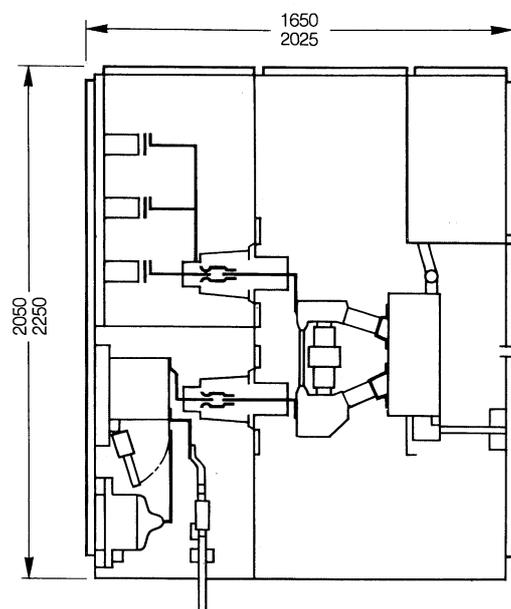


Figura 1.7/17
Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8BK20 con barras colectoras simples, adosado a la pared

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Tabla 1.7/10 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8BK20 con barras colectoras simples

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Segregación de las áreas de trabajo mediante tabiques separadores metálicos 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Puerta incluida en el sistema general de enclavamiento ● Interruptor de potencia de vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de reducido mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia extraíble ● Seccionador bajo carga extraíble ● Desplazamiento sencillo del módulo extraíble dentro de la sección ● Sustitución sencilla de módulos extraíbles mediante carro elevador, independientemente de la calidad del suelo ● Tabiques separadores de chapa de acero ● Conexión opcional de los cables por la parte anterior o posterior de la sección ● Posibilidad de control completo a distancia ● Resistencia a la tensión garantizada sin aislamiento de conductores

Tabla 1.7/11 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8BK20 con barras colectoras simples

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV Lista 2	12 kV Lista 2	15 kV ANSI	17,5 kV Lista 2	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	36	38	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	95	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	40	40	40	25	25
Intensidad nominal de corta duración ¹⁾ (kA)	40	40	40	25	25
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	110	110	110	63	63
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	3150	3150	2500	2500	2500
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	3150	3150	2500	2000	2000
Dimensiones					
Anchura (mm)	800	800	800	1000	1000
Altura (mm)	2050	2050	2050	2250	2250
Profundidad (conexión anterior, adosado a la pared) (mm)	1650	1650	1650	2025	2025
Profundidad (conexión anterior, emplazamiento libre) (mm)	1775	1775	1775	2150	2150
Profundidad (conexión posterior, emplazamiento libre) (mm)	1775	1775	1775	2150	2150

¹⁾ también 3 s

Cuadro de interruptor de potencia 8BK20

Constitución

La estructura de los cuadros 8BK20, compartimentados parcialmente, blindados metálicamente, consta de chapas de acero standard atornilladas. La compartimentación metálica interior divide la sección en un recinto de barras colectoras, todo a lo largo de la instalación, un recinto del interruptor y un recinto de conexiones.

El módulo extraíble con el correspondiente aparato de maniobra se lleva con ayuda de un husillo, estando la puerta cerrada, desde la posición de aislamiento a la de servicio y a la inversa.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298 y 694	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 6	NF C 64 400	N.E.N 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publ. CEI 298, apéndice AA
VDE 0670 parte 601
(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

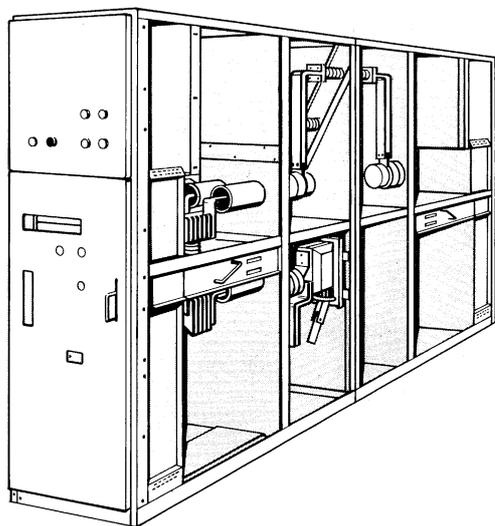


Figura 1.7/18
Cuadro de interruptor de potencia 8BK20 de hasta 24 kV, barras colectoras dobles

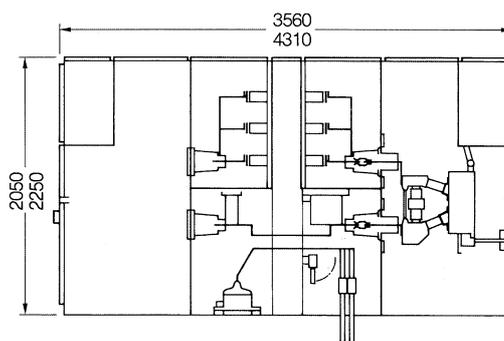


Figura 1.7/19
Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8BK20 con barras colectoras dobles

Tabla 1.7/12 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8BK20 con barras colectoras dobles

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Segregación de las áreas de trabajo mediante tabiques separadores metálicos 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Puerta incluida en el sistema general de enclavamiento ● Interruptor de potencia de vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de reducido mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia extraíble ● Seccionador bajo carga extraíble ● Desplazamiento sencillo del módulo extraíble dentro de la sección ● Sustitución sencilla de módulos extraíbles mediante carro elevador, independientemente de la calidad del suelo ● Tabiques separadores y diafragmas de chapa de acero ● Posibilidad de control completo a distancia ● Montaje espalda con espalda, opcionalmente, montaje en oposición ● Conmutación posible de barras colectoras sin interrupción con el método de los dos interruptores de potencia ● Resistencia a la tensión garantizada sin aislamiento de conductores

Tabla 1.7/13 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8BK20 con barras colectoras dobles

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV Lista 2	12 kV Lista 2	15 kV ANSI	17,5 kV Lista 2	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	36	38	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	95	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	40	40	40	25	25
Intensidad nominal de corta duración ¹⁾ (kA)	40	40	40	25	25
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	110	110	110	63	63
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	3150	3150	2500	2500	2500
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	3150	3150	2500	2000	2000
Dimensiones					
Anchura (mm)	800	800	800	1000	1000
Altura (mm)	2050	2050	2050	2250	2250
Profundidad (mm)	3560	3560	3560	4310	4310

¹⁾ también 3 s

Cuadro de interruptor de potencia 8BM20

Constitución

La estructura de los cuadros 8BM20, blindados y compartimentados metálicamente, consta de chapas de acero standard atornilladas.

La compartimentación interna metálica subdivide la sección en un recinto de barras colectoras por cada sistema, un recinto del interruptor y un recinto de conexiones.

El módulo extraíble con el correspondiente aparato de maniobra se desplaza con ayuda de un husillo, estando la puerta cerrada, desde la posición de aislamiento a la de servicio y a la inversa.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298 y 694	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 6	NF C 64 400	N.E.N 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia frente a arcos perturbadores:

Publ. CEI 298, apéndice AA
VDE 0670 parte 601
(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

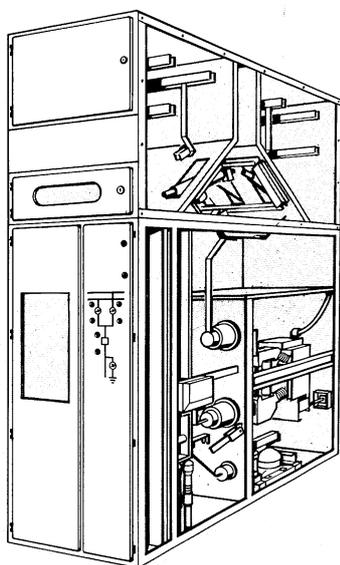


Figura 1.7/20
Cuadro de interruptor de potencia 8BM20 de hasta 24 kV, barras colectoras dobles

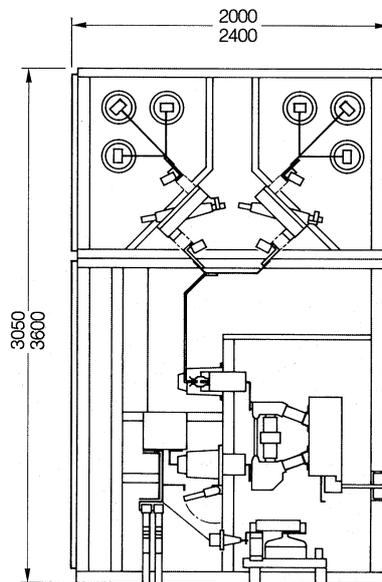


Figura 1.7/21
Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8BM20 con barras colectoras dobles

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Tabla 1.7/14 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8BM20 con barras colectoras dobles

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Segregación de las áreas de trabajo mediante tabiques separadores metálicos 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Puerta incluida en el sistema general de enclavamiento ● Interruptor de potencia de vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de reducido mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia extraíble ● Seccionador bajo carga extraíble ● Desplazamiento sencillo del módulo extraíble dentro de la sección ● Sustitución sencilla de módulos extraíbles mediante carro elevador, independientemente de la calidad del suelo ● Tabiques separadores y diafragmas de chapa de acero ● Posibilidad de control completo a distancia ● Resistencia a la tensión garantizada sin aislamiento de los conductores ● Conmutación de barras colectoras sin interrupción usando el acoplamiento transversal ● Todas las operaciones desde el frente de la sección ● Seccionadores tipo penetración evitan la utilización de placas de protección aislantes

Tabla 1.7/15 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8BM20 con barras colectoras dobles

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV Lista 2	12 kV Lista 2	15 kV ANSI	17,5 kV Lista 2	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	36	38	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	95	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	31,5	31,5	31,5	20	20
Intensidad nominal de corta duración ¹⁾ (kA)	31,5	31,5	31,5	20	20
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	80	80	80	50	50
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	2500	2500	2500	2000	2000
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	2500	2500	2500	1250	1250
Dimensiones					
Anchura (mm)	800 ²⁾ /900	800 ²⁾ /900	800 ³⁾ /900	1000	1000
Altura (mm)	3050	3050	3050	3600	3600
Profundidad (mm)	2000	2000	2000	2400	2400

¹⁾ también 3 s

²⁾ para intensidades nominales de hasta 1250 A

³⁾ para intensidades nominales de 630 A

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Cuadro de interruptor de potencia 8AJ20

Constitución	<p>El cuadro con barras colectoras simples 8AJ20 de hasta 24 kV está blindado metálicamente y aislado por aire y tiene interruptores de potencia o seccionadores bajo carga fijos.</p> <p>El diseño eléctrico se ha realizado según distancias mínimas sin prueba de tipo, según VDE 0101, permitiendo así un equipamiento muy variable de aparatos.</p> <p>La estructura del armario es una construcción soldada, terminada en taller, y puede transportarse con todos los medios de servicio eléctricos incorporados.</p> <p>Dentro de la sección pueden conectarse hasta 5 cables en paralelo.</p> <p>El armario de baja tensión está dimensionado para un equipamiento medio.</p>
Normas	<p>El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:</p> <p>VDE 0101</p> <p>Resistencia contra arcos perturbadores:</p> <p>Publicación CEI 298, apéndice AA</p> <p>VDE 0670 parte 601</p> <p>(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)</p>

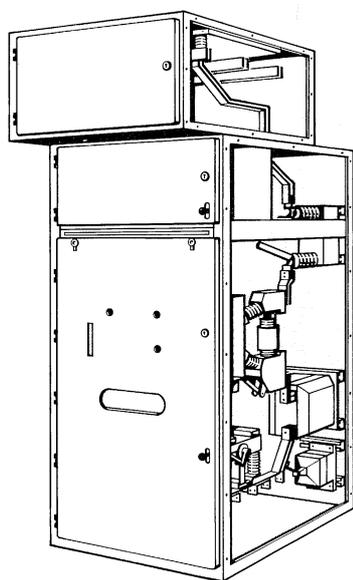


Figura 1.7/22
Cuadro de interruptor de potencia 8AJ20 de hasta 24 kV, barras colectoras simples

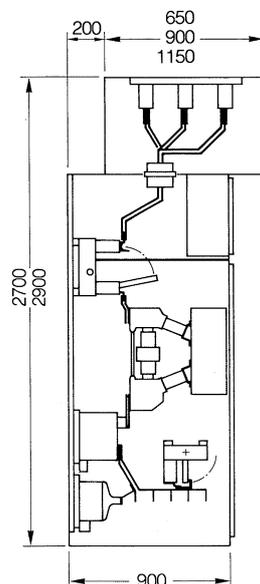


Figura 1.7/23
Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8AJ20 con barras colectoras simples

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Tabla 1.7/16 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8AJ20 con barras colectoras simples

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/ mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Introducción de la placa aislante de protección con la puerta cerrada ● Placa aislante de protección de acuerdo con las directrices VDEW¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Interruptor de potencia de vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de reducido mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia fijo ● Montaje adosado a la pared o libre ● Tabique separador entre las barras colectoras y la parte inferior de la sección (opc.) ● Separadores de las barras colectoras entre distintas secciones (opcional) ● Posibilidad de control completo a distancia

¹⁾ Vereinigung Deutscher Elektrizitäts-Werke

Tabla 1.7/17 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8AJ20 con barras colectoras simples

Tensión nominal y aislamiento	12 kV Lista 1	12 kV Lista 2	24 kV Lista 1	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	28	28	50	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	25	31,5	20	20
Intensidad nominal de corta duración (kA)	25	31,5	20	20
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	63	80	50	50
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	1600	2500	1600	1600
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	1250	2500	1250	1250
Dimensiones				
Anchura (mm)	650	900	900	1150
Altura (mm)	2700	2700	2900	2900
Profundidad (de la parte inferior) (mm)	900	900	1150	1150

Cuadro de interruptor de potencia 8AN20

Constitución

El cuadro con barras colectoras dobles 8AN20, de hasta 24 kV, blindado metálicamente y aislado por aire, dispone de interruptores de potencia o seccionadores bajo carga fijos.

El diseño eléctrico se ha realizado según distancias mínimas sin prueba de tipo según VDE 0101, permitiendo así un equipamiento muy variable de aparatos.

La estructura del armario es una construcción soldada, terminada en taller, divisible para el transporte.

A pesar de su constitución compacta pueden conectarse hasta cinco cables paralelos dentro de la sección.

Las operaciones se realizan sólo desde un lado de la instalación, en el frente del armario grande de baja tensión.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:
VDE 0101

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publicación CEI 298, apéndice AA

VDE 0670 parte 601

(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

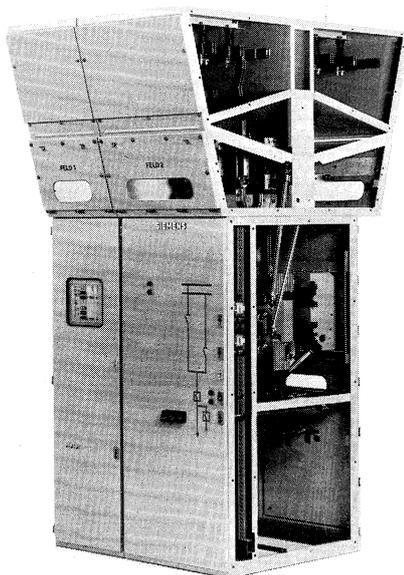


Figura 1.7/24
Cuadro de interruptor de potencia 8AN20 de hasta 24 kV, barras colectoras dobles

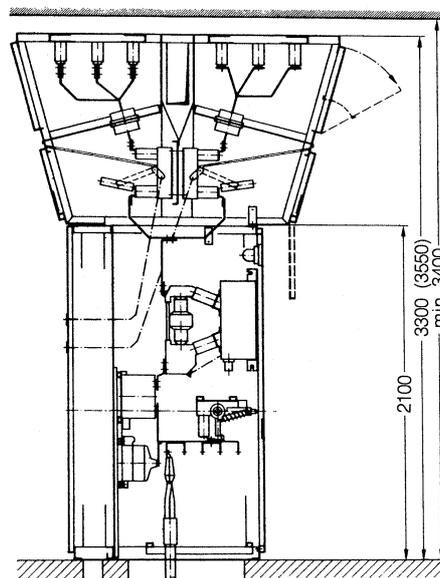


Figura 1.7/25
Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8AN20 con barras colectoras dobles de 12 kV

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Tabla 1.7/18 Características técnicas del cuadro de interruptor de potencia 8AN20 con barras colectoras dobles

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Introducción de la placa aislante de protección con la puerta cerrada ● Placa aislante de protección de acuerdo con las directrices VDEW¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Interruptor de potencia de vacío acreditado ● Tubos de vacío exentos de mantenimiento ● Accionamiento de reducido mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisión mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia fijo ● Tabique separador entre las barras colectoras y la parte inferior de la sección ● Separadores de las barras colectoras entre las distintas secciones (opcional) ● Posibilidad de control completo a distancia ● Conmutación de barras colectoras sin interrupción usando el acoplamiento transversal ● Todas las operaciones desde la parte frontal de la sección

¹⁾ Vereinigung Deutscher Elektrizitäts-Werke

Tabla 1.7/19 Datos técnicos del cuadro de interruptor de potencia 8AN20 con barras colectoras dobles

Tensión nominal y aislamiento	12 kV Lista 1	12 kV Lista 2	12 kV Lista 2	24 kV Lista 1	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	28	28	28	50	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	75	95	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	25	31,5	31,5	20	20
Intensidad nominal de corta duración (kA)	25	31,5	31,5	20	20
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	63	80	80	50	50
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	1600	2000	2500	1600	1600
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	1250	1600	2500	1250	1250
Dimensiones					
Anchura (mm)	650	900	900	900	1150
Altura (mm)	3300	3300	3550	3650	3900
Profundidad (de la parte inferior) (mm)	1195	1195	1195	1395	1395

Cuadro de maniobra bajo carga 8DJ10

Constitución El cuadro 8DJ10 está aislado por gas, blindado metálicamente y protegido contra contactos.

Hasta cuatro interruptores de tres posiciones, una combinación de seccionadores bajo carga e interruptores de puesta a tierra con poder de cierre, se han incorporado en el recipiente soldado de chapa de acero inoxidable, hermético al gas.

Todas las penetraciones eléctricas y mecánicas para las conexiones y los accionamientos se han soldado herméticas al gas. Los equipos de fusibles y terminales de cables están blindados unipolarmente y aislados, de forma que en ningún lugar pueden fluir corrientes de fuga desde puntos a potenciales de alta tensión a tierra por las superficies de los materiales.

Normas El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298, 694 y 265	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 3 y parte 6	NF C 64 400	N.E.N. 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publicación CEI 298, apéndice AA

VDE 0670 parte 601

(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

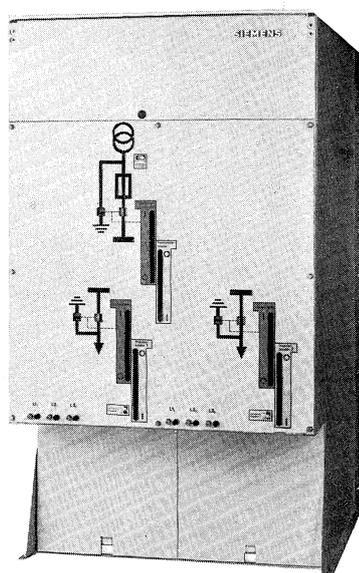


Figura 1.7/26
Cuadro de maniobra bajo carga 8DJ10 de hasta 24 kV, tipo bloque

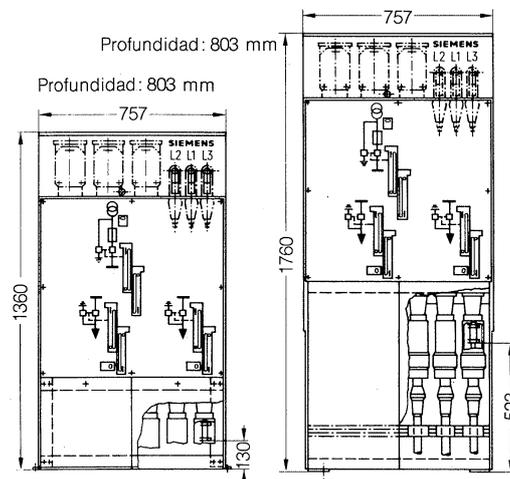


Figura 1.7/27
Constitución básica de un cuadro de maniobra bajo carga 8DJ10

Tabla 1.7/20 Características técnicas del cuadro de maniobra bajo carga 8DJ10

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Probada frente a arcos perturbadores ● Blindaje hermético a prueba de contactos ● Todas las operaciones desde la parte frontal cerrada de la sección ● Comprobación de la ausencia de tensión en la parte frontal cerrada de la sección ● Accionamientos accesibles sin peligro desde el exterior del blindaje ● Acceso a los cartuchos fusibles HH y terminales de cables sólo en estado de puesta a tierra 	<ul style="list-style-type: none"> ● La combinación de las funciones de maniobra y puesta a tierra en un único aparato hace innecesarios los enclavamientos ● Interruptor de tres posiciones SF₆ Cámara de maniobra libre de mantenimiento ● Accionamiento exento de mantenimiento ● No es necesario recargar SF₆ a lo largo de la vida útil 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra inmisiones de la parte de alta tensión mediante el blindaje hermético en todos los estados de servicio ● Todas las piezas funcionalmente importantes en material inoxidable 	<ul style="list-style-type: none"> ● Indicación de tensión mediante un divisor de tensión capacitivo ● Reducción de elementos funcionales mediante interruptores de tres posiciones ● Puesta a tierra con un interruptor de tres posiciones a prueba de conexión ● Dimensiones reducidas ● Conexión de todos los cables con aislamiento de plástico y de masa ● Recipiente del cuadro soldado hermético al gas ● Tipo bloque con las siguientes variantes: <ul style="list-style-type: none"> 2 interruptores de cables y 1 interruptor de transformador 2 interruptores de cables y 2 de transformador 3 interruptores de transformador 3 interruptores de cables y 1 de transformador

Tabla 1.7/21 Datos técnicos del cuadro de maniobra bajo carga 8DJ10

Tensión nominal y aislamiento	7,2 kV Lista 2	12 kV Lista 2	15 kV ANSI	17,5 kV Lista 2	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	20	28	36	38	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	60	75	95	95	125
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito de los interruptores de cables (kA)	63	52	52	52	40
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito de los interruptores de transformadores (kA)	25	25	25	25	25
Intensidad nominal de corta duración (kA)	25	21	21	21	16
Intensidad nominal de las derivaciones de cables (A)	400	400	400	400	400
Intensidad nominal de las derivaciones de transformador (A)	200	200	200	200	200
Dimensiones					
Anchura (mm)	757	757	757	757	757
Altura para incorporación en estaciones de redes no transitables (mm)	1360	1360	1360	1360	1360
Altura para incorporación en estaciones de redes transitables (mm)	1760	1760	1760	1760	1760
Profundidad (mm)	803	803	803	803	803

Cuadro de maniobra bajo carga 8AA10

Constitución

La estructura del cuadro de maniobra 8AA10 está hecha de perfiles angulares de chapa de acero, resistentes a la torsión, cincados en caliente y atornillados mediante cantoneras estampadas.

Una pantalla desplazable verticalmente en el área del seccionador bajo carga asume las funciones de enclavamiento y deja libres las aberturas para la maniobra del seccionador bajo carga y del interruptor de puesta a tierra, así como para introducir la placa aislante de protección de acuerdo con las condiciones de enclavamiento.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298, 694 y 265	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 3 y parte 6	NF C 64 400	N.E.N. 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publicación CEI 298, apéndice AA

VDE 0670 parte 601

(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

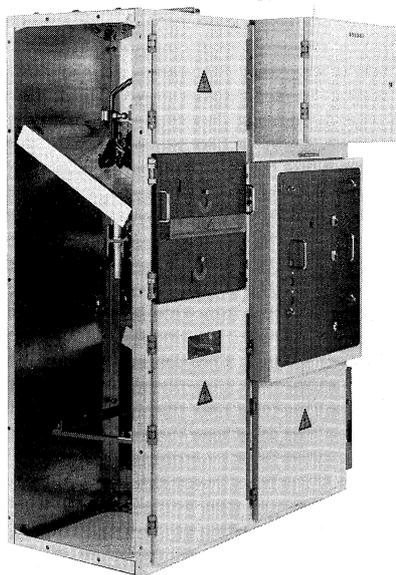


Figura 1.7/28
Cuadro de maniobra bajo carga 8AA10 de hasta 24 kV, construcción por cubículos

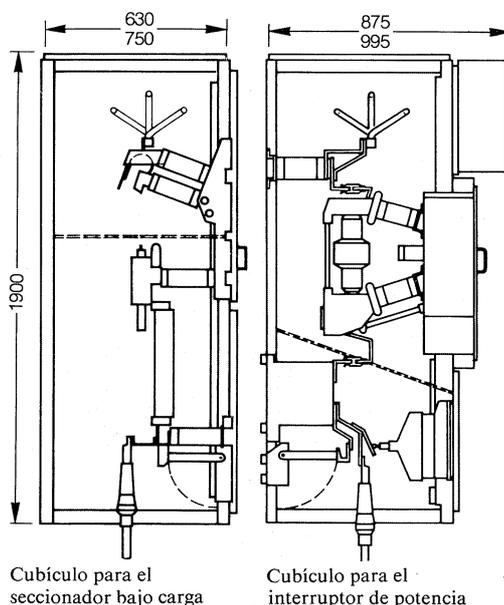


Figura 1.7/29
Constitución básica del cuadro de maniobra bajo carga 8AA10

Tabla 1.7/22 Características técnicas del cuadro de maniobra bajo carga 8AA10

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Introducción de la placa aislante de protección con la puerta cerrada 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Enclavamiento entre la placa aislante de protección y el seccionador bajo carga ● Enclavamiento de puerta (opcional) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Seccionador bajo carga fijo ● Seccionador bajo carga con accionamiento central integrado ● Conexión superior del seccionador bajo carga, simultáneamente punto de apoyo de las barras colectoras ● Seccionador bajo carga con guía integrada para las placas de protección ● Posibilidades de ampliación por la construcción por cubículos ● Separadores entre secciones (opcional) ● Reducidas dimensiones de las secciones sin empleo masivo de plástico ● Puede adosarse directamente a los tipos precursores GH31G/GH32G ● Interruptor de potencia sobre módulo extraíble con el mismo perfil de la sección ● Altura de la sección de 1900 mm: cabe por las puertas de los edificios de 2000 mm

Tabla 1.7/23 Datos técnicos del cuadro de maniobra bajo carga 8AA10

Tensión nominal y aislamiento	Sección del seccionador bajo carga		Sección del interruptor de potencia	
	12 kV Lista 2	24 kV Lista 2	12 kV Lista 2	24 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	28	50	28	50
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	75	125	75	125
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	—	—	25	20
Intensidad nominal de corta duración (kA)	20	16	20	16
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	50	40	50	40
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	630	630	630	630
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	630	630	630	630
Dimensiones				
Anchura (mm)	600	750	750	750
Altura (mm)	1900	1900	1900	1900
Altura del armario de baja tensión, abierto (mm)	—	—	2120	2120
Profundidad				
Profundidad de la sección (mm)	630	750	630	750
Con el módulo extraíble en posición de servicio (mm)	—	—	725	845
Con el módulo extraíble en posición de aislamiento (mm)	—	—	905	1025
Con armario de baja tensión (mm)	—	—	875	995

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Cuadro de maniobra bajo carga 8AS10

Constitución

El armario del cuadro 8AS10 está hecho de chapa fina de 2,5 mm de espesor, remachada, con los cantos matados y cincada en caliente; debido a ello es muy estable y libre de mantenimiento, y está cubierto por todas partes a prueba de contactos. El armario está abierto por abajo para el alivio de presión por los canales de cables.

El armario se suministra sin pintar.

Normas

El cuadro eléctrico satisface las siguientes normas:

Publ. CEI 298, 694 y 265	NBN 610	SEN 36 2103
VDE 0670 parte 3 y parte 6	NF C 64 400	N.E.N. 10298
ANSI C37.20c 1974	BS 5227	

(en los puntos esenciales)

De acuerdo con la resolución de armonización de los países miembros de la Comunidad Económica Europea, las normas nacionales concuerdan con la publicación CEI 298.

Resistencia contra arcos perturbadores:

Publicación CEI 298, apéndice AA

VDE 0670 parte 601

(corresponde a la directriz PEHLA N° 2, 10.79)

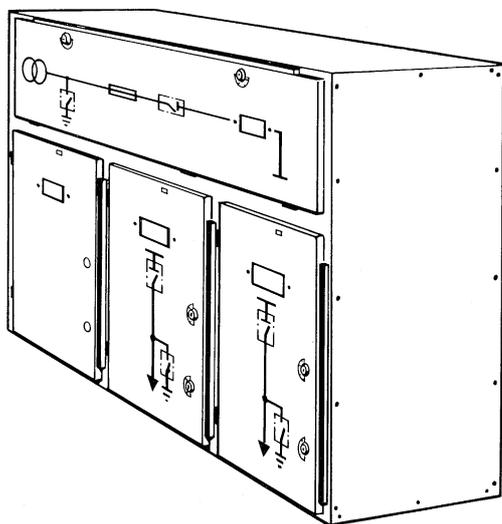


Figura 1.7/30
Cuadro de maniobra bajo carga 8AS10 de hasta 12 kV, tipo bloque

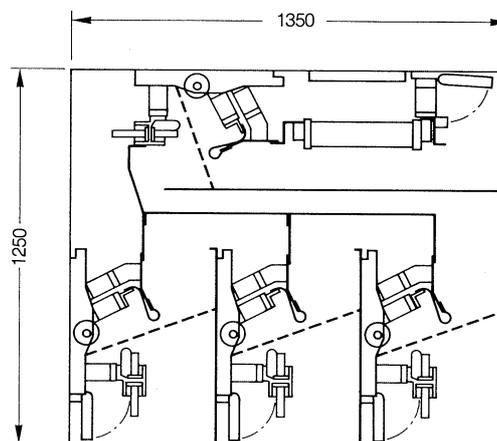


Figura 1.7/31
Constitución básica del cuadro de maniobra bajo carga 8AS10

Tabla 1.7/24 Características técnicas del cuadro de maniobra bajo carga 8AS10

Seguridad de las personas	Seguridad de servicio/mantenimiento	Independencia del entorno	Características específicas
<ul style="list-style-type: none"> ● Blindaje de chapa de acero a prueba de arcos perturbadores ● Todas las operaciones de maniobra con la puerta cerrada ● Comprobación de ausencia de tensión con la puerta cerrada (opcional) ● Introducción de la placa aislante de protección con la puerta cerrada 	<ul style="list-style-type: none"> ● Protección total contra errores de maniobra ● Enclavamiento entre la placa aislante de protección y el seccionador bajo carga (opcional) ● Enclavamiento de puerta (opcional) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Alta protección contra inmisiones mediante el blindaje cerrado en todos los estados de servicio ● Aisladores con elevada resistencia a la polución 	<ul style="list-style-type: none"> ● Seccionador bajo carga fijo ● Accionamiento directo en el eje del aparato mediante la disposición de los polos uno detrás de otro ● Conexión superior del seccionador bajo carga, simultáneamente punto de apoyo de las barras colectoras ● Puesta a tierra con interruptor de puesta a tierra o con lanza de puesta a tierra ● Construcción por bloques: equipamiento standard con dos interruptores de cables y uno de transformador ● Posibilidad de ampliación: 3 seccionadores bajo carga de cables o transformadores de intensidad y tensión ● Conexión de transformadores a través de líneas aisladas sin botellas terminales ● Dimensiones reducidas sin empleo masivo de plástico ● Dimensiones iguales a las del tipo precursor GH31K

Tabla 1.7/25 Datos técnicos del cuadro de maniobra bajo carga 8AS10

Tensión nominal y aislamiento	12 kV Lista 2
Tensión nominal soportable en corriente alterna (kV)	28
Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo (kV)	75
Intensidad nominal de ruptura en cortocircuito (kA)	20
Intensidad nominal de cierre en cortocircuito (kA)	50
Intensidad nominal de las barras colectoras (A)	630
Intensidad nominal de las derivaciones (A)	630
Dimensiones	
Anchura (mm)	1350
Altura (mm)	1250
Profundidad (mm)	600

1.7.3 Consideraciones sobre los edificios

Determinaciones VDE	<p>Al proyectar y construir estaciones de entrega y subestaciones, hay que observar las siguientes determinaciones VDE:</p> <p>VDE 0100 “Determinaciones para la construcción de instalaciones de corriente industrial con tensiones nominales de hasta 1000 V”;</p> <p>VDE 0101 “Determinaciones para la construcción de instalaciones de corriente industrial con tensiones nominales de 1 kV y superiores”;</p> <p>VDE 0105 “Determinaciones para el servicio de instalaciones de corriente industrial”;</p> <p>VDE 0108 “Determinaciones para la construcción y el servicio de instalaciones eléctricas de corriente industrial en salas de reuniones y almacenes comerciales, así como en instalaciones deportivas y centros de reunión al aire libre”;</p> <p>VDE 0141 “Determinaciones para la puesta a tierra de instalaciones de corriente alterna con tensiones nominales superiores a 1 kV”.</p>
Hojas de trabajo AGI	<p>La entidad Arbeitsgemeinschaft Industriebau e. V. (AGI) ha publicado, en lo referente a las construcciones de estaciones de entrega y subestaciones, la hoja de trabajo J 12, que constituye una valiosa ayuda para la proyección y ejecución de estaciones. En dicha hoja de trabajo se tratan los recintos para instalaciones interiores de hasta 24 kV y para transformadores de distribución con potencias de hasta 630 kVA.</p> <p>El capítulo 1.9 y la hoja de trabajo J 11 de AGI, contienen indicaciones concernientes a la ejecución constructiva de recintos para transformadores.</p>
Tamaño de los recintos	<p>El tamaño de los recintos para estaciones de entrega y subestaciones viene dado por el espacio necesario para:</p> <ul style="list-style-type: none">▷ El cuadro eléctrico de alta tensión,▷ los transformadores de distribución,▷ el cuadro eléctrico de baja tensión, eventualmente,▷ la instalación de compensación de la potencia reactiva,▷ baterías, generadores de aire comprimido, etc. <p>El espacio necesario para los cuadros eléctricos de alta tensión viene dado por las dimensiones de los cuadros de hasta 36 kV terminados en fábrica. En la figura 1.7/33 (a—d) se indican las anchuras mínimas necesarias para los pasillos.</p> <p>Las dimensiones de los cuadros eléctricos de baja tensión se indican en el capítulo 1.11. La anchura mínima prescrita del pasillo existente entre la pared y el cuadro de baja tensión, así como entre dos cuadros, es de 0,7 m, para pasillos de longitud ≤ 3 m, o de 1,0 m, para pasillos de longitudes > 3 m, siendo 2 m la altura mínima prescrita. Los cuadros blindados se han de colocar a una distancia de 5 cm aproximadamente de las paredes, con el fin de reducir el peligro de corrosión. También se pueden prever por la parte posterior de los cuadros pasillos de control, que han de tener una anchura mínima de 50 cm.</p> <p>Al diseñar los recintos hay que considerar también posibles ampliaciones posteriores.</p>



Ejemplo a con 1 transformador (máx. 630 kVA)
 Ejemplo b con 2 transformadores (máx. 630 kVA)
 Ejemplo c con 3 transformadores (máx. 630 kVA)
 Ejemplo d con 2 transformadores (máx. 1600 kVA)
 (Dimensiones de los transformadores en el capítulo 1.9, y las de los recintos de los transformadores, en la hoja de trabajo J 11 de AGI)

- 1 Cuadro eléctrico de alta tensión
- 2 Transformador de distribución
- 3 Cuadro eléctrico de baja tensión
- 4 Instalación de compensación de la potencia reactiva

Figura 1.7/32
 Ejemplos (a—d) referentes a la disposición de las estaciones de entrega y las subestaciones

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

Separación espacial

Generalmente se recomienda disponer los cuadros de alta y baja tensión en recintos separados. Esto no es necesario si ambas instalaciones están blindadas o si el mismo personal de servicio es competente para ambos cuadros. Las compañías distribuidoras de energía exigen con frecuencia que las secciones de alimentación se dispongan separadas por pasillos del resto de la instalación.

Recintos para las instalaciones auxiliares

Para instalaciones auxiliares (por ejemplo, instalaciones de generación y distribución de aire comprimido, así como baterías para los sistemas de control e indicación) hay que prever recintos apropiados. Respecto a los recintos para baterías, véase el capítulo 6.2.

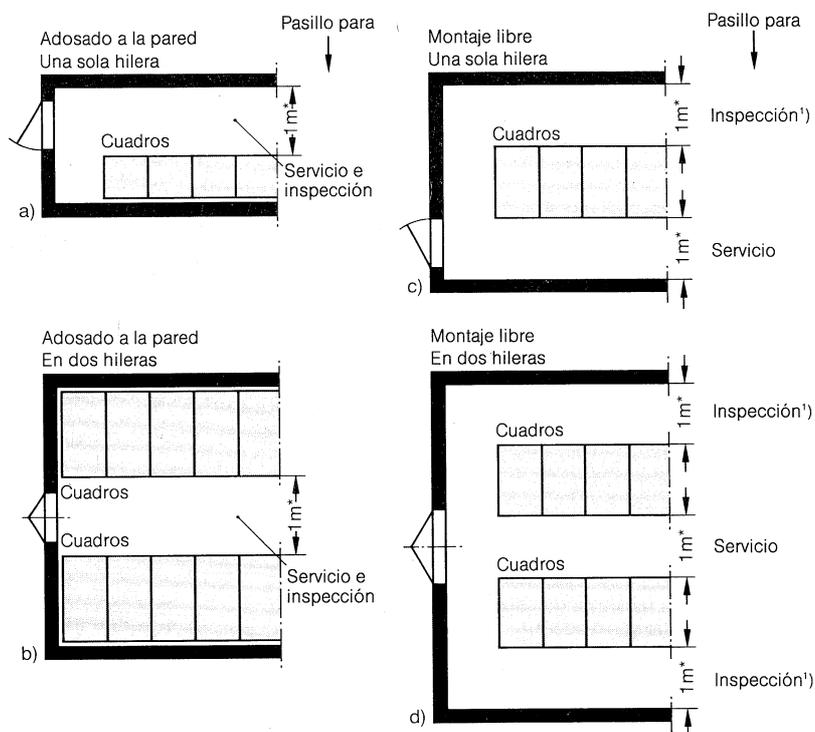


Figura 1.7/33

Ejemplos (a—d) de disposición de secciones y pasillos en cuadros eléctricos de alta tensión

* Anchuras mínimas de pasillo según VDE 0101/11.80, figura 14

Para instalaciones mayores se recomiendan pasillos más anchos; para longitudes de pasillo menores de 3 m basta con 700 mm

1) Para los pasillos de montaje detrás de las secciones con paredes posteriores cerradas basta una anchura de 500 mm

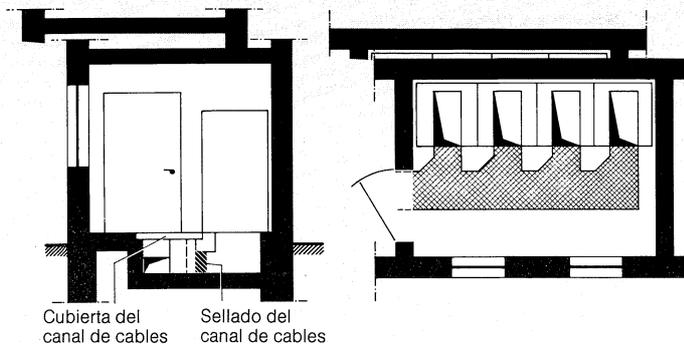


Figura 1.7/34 Ejemplo de un canal de cables cubierto en una subestación

Estos recintos han de estar protegidos contra inundaciones y contra la filtración de aguas subterráneas y disponer de accesos adecuados para los medios de transporte y la extinción de incendios. Para mantener la temperatura de los recintos por encima de $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, si no se han incorporado equipos de protección, medida o cómputo), conviene instalar una calefacción eléctrica, por ejemplo, a base de radiadores (véase el capítulo 9.1). Las tuberías para líquidos, vapores y gases no se deben tender en los recintos, ni por encima ni por debajo de ellos. Los recintos han de estar bien aireados para evita la condensación de agua, oxidación y formación de mohos.

Condiciones que han de cumplir los recintos de servicio eléctrico

Las paredes han de estar provistas de revoque liso para excluir la posibilidad de que se deposite polvo. Los techos no se revocan para evitar que, en caso de que se caigan partes del revoque, se deterioren los cuadros eléctricos o se establezcan cortocircuitos.

Paredes

En los recintos para cuadros eléctricos es inadmisibles la existencia de escalones o de suelos inclinados.

Suelos

El tamaño de las puertas ha de ser tal que se puedan introducir por ellas, sin impedimento alguno, las partes de la instalación que haya que sustituir. Conviene que la entrada principal al recinto de los cuadros eléctricos o, por lo menos, al recinto de alta tensión, no conduzca a otros recintos de servicio sino, a ser posible, directamente al pasillo principal o al exterior (salida de emergencia). Las puertas tienen que ser ignífugas o, al menos, de chapa de acero, en caso de que el recinto previo sea accesible al público (véase VDE 0101/11.80, apartado 6.3.2).

Puertas

Las salidas y puertas se han de disponer de tal forma que el camino a recorrer dentro de la instalación en caso de peligro no sea superior a 40 m. Las puertas se tienen que abrir hacia afuera y llevar en la parte exterior una placa de aviso de peligro (véase la página 355). Las cerraduras de las puertas tienen que estar ejecutadas de tal manera que quede impedido el acceso al personal no autorizado, pero las personas que se encuentren en la instalación puedan salir sin impedimento alguno.

Salidas de emergencia

Si es necesario, se efectuarán aberturas para introducir las estructuras y armarios eléctricos, las cuales se pueden cerrar más tarde por completo o parcialmente. Según sea preciso, se colocarán ganchos en los suelos y techos por encima de las aberturas.

Aberturas para el montaje

1.7 Cuadros eléctricos de alta tensión

- Ventanas** Las ventanas que puedan abrirse han de tener una rejilla para evitar que entren los pájaros. Por encima de cuadros abiertos de maniobra no debe haber ventanas.
- Canales para cables** En los cuadros eléctricos pequeños, los cables se tienden en canales cubiertos, cuya profundidad es generalmente de 50 cm. La anchura depende del número de cables. Las placas de recubrimiento han de estar dimensionadas para soportar 5000 N/m². Para cables sueltos se pueden utilizar tubos o canaletas de ladrillo. Estos tienen que tenderse con una cierta inclinación hacia afuera y su diámetro interior ha de ser suficiente. Las esquinas de los canales se deben achaflanar de tal forma que sea posible tender los cables con los radios mínimos de curvatura indicados en el capítulo 2.2. En las instalaciones con gran número de cables agrupados, los canales se han de construir de tal manera que sea posible andar o gatear por ellos.
- Como puede verse en la figura anterior, los canales deben disponerse por delante de los cuadros. De esta forma es posible efectuar sin dificultades los trabajos necesarios en los cables. Mediante sellados adecuados (por ejemplo, mampostería, chapa de acero) hay que impedir que las posibles ondas de presión originadas en caso de cortocircuito se propaguen desde el cuadro al canal de cables, para que no se levante el recubrimiento del canal.
- Puesta a tierra** Antes de dar comienzo a la obra hay que poner en claro las cuestiones relativas a la puesta a tierra de las partes eléctricas de la instalación, para efectuar a tiempo, por ejemplo, las aberturas necesarias para los cables de puesta a tierra o las conexiones a los hierros de armaduras, etc. (véase el capítulo 1.12).

1.8 Control local centralizado de cuadros eléctricos

1.8.1 Introducción

El control local centralizado de cuadros eléctricos sirve para el control de los aparatos dispuestos en los cuadros de una red, para indicar el estado de los aparatos y para indicar las condiciones de operación del sistema en términos de magnitudes de medición. En instalaciones de gran amplitud, el control local centralizado es un medio auxiliar imprescindible para el perfecto servicio de las mismas.

El control y vigilancia centralizados tienen, frente a sistemas descentralizados, las siguientes ventajas:

- ▷ Servicio sencillo, con ahorro de desplazamientos y tiempos;
- ▷ mejor visión de conjunto sobre el estado de servicio de las partes de la instalación;
- ▷ mayor seguridad de servicio mediante la detección y rectificación rápida de averías;
- ▷ protección del personal de servicio frente a eventuales arcos perturbadores en cuadros eléctricos;
- ▷ ahorro de personal.

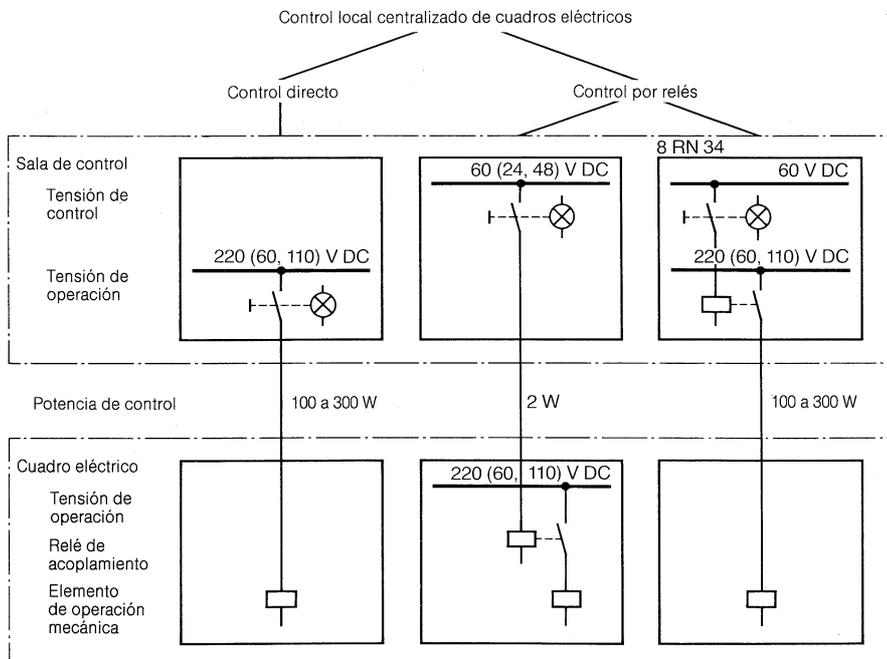


Figura 1.8/1 Procedimientos de control

En controles locales, la sala de control para el mando de los aparatos de maniobra se encuentra dentro de un área de abastecimiento, cuyo perímetro es, casi siempre, menor de 1,5 km.

Básicamente se distingue entre el control directo y el control por relés, siendo, en el caso del control directo, la tensión de control al mismo tiempo la de operación (Figura 1.8/1).

En los sistemas de control por relés se distingue entre:

- ▷ Tensión de control y
- ▷ Tensión de operación.

Tensión de control La tensión de control es la que se aplica al aparato de mando, por ejemplo, un interruptor señalizador. Sirve, simultáneamente, para el retroaviso. Se utilizan tensiones de 24 a 220 V en corriente continua (DC).

Tensión de operación Es la que se aplica al elemento de maniobra operado mecánicamente, por ejemplo, a las bobinas de las válvulas de doble acción (en el caso de interruptores con accionamiento neumático) o a las bobinas de los contactores al aire (en el caso de interruptores con accionamiento por motor). La conversión de las señales de mando del circuito de control al circuito de operación es realizada por los relés de acoplamiento (véanse los esquemas de las páginas 391 y 392).

1.8.2 Sistemas de control local centralizado

En el curso de este capítulo se describen los diferentes tipos de control local, con ayuda de los correspondientes esquemas básicos. Estos muestran la activación del seccionador de una derivación de alta tensión. Para mayor claridad no se han representado los dispositivos de protección y vigilancia de los circuitos de control e indicación, tales como las unidades de control (véanse las páginas 405 a 407).

Control directo

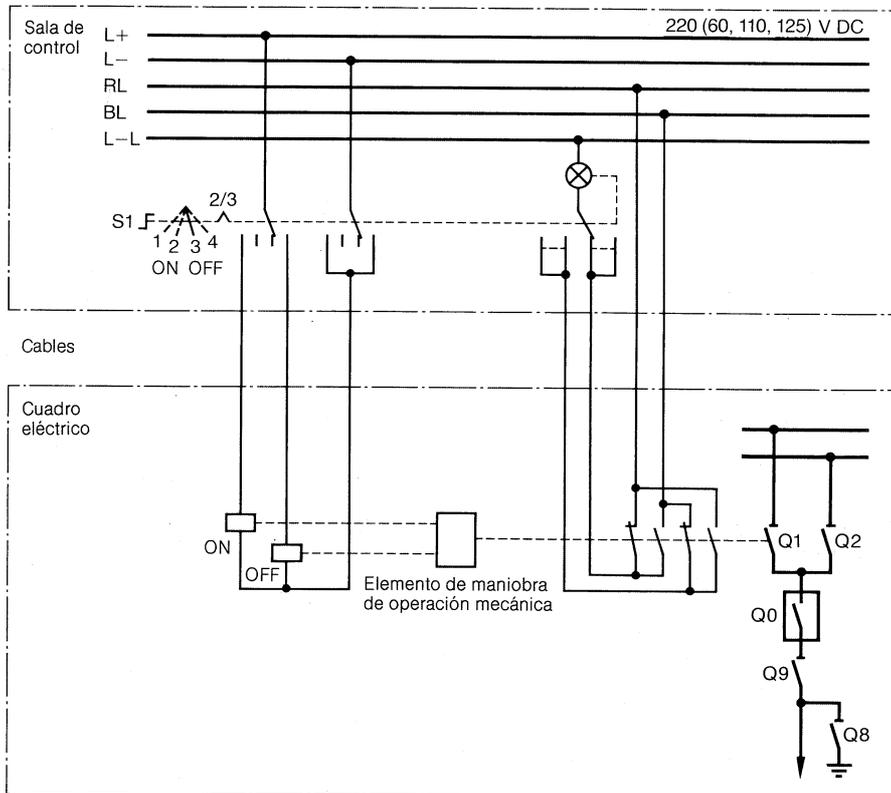
En el sistema de control directo, las órdenes de conexión o desconexión (ON o OFF) dadas mediante un interruptor señalizador, se transmiten a través de los conductores de control directamente a los disparadores de los electroimanes de conexión o desconexión de los interruptores de potencia o contactores al vacío de los accionamientos de los seccionadores. La orden se debe mantener girando la muletilla luminosa a la posición final (luz intermitente), hasta que un retroaviso de luz permanente indique que el interruptor ha alcanzado su posición final.

El control directo requiere para los interruptores señalizadores, frecuentemente utilizados, una superficie de operación relativamente grande (véase la página 393). En las instalaciones de gran envergadura esto puede constituir un inconveniente para una rápida inspección ocular del estado de maniobra. Por ello, este tipo de control se emplea principalmente en instalaciones pequeñas. Para el control se utilizan cables PROTODUR con conductores de cobre de 1,5 ó 2,5 mm² de sección.

A medida que aumenta la distancia existente entre la sala de control y los aparatos que se han de gobernar, y cuanto mayor sea el tamaño de la instalación, tanto más ventajosos resultarán los sistemas de control por relés que los directos.

Ejemplo:

Operación de un seccionador por control directo (figura 1.8/2).



Q1, Q2	Seccionador de las barras colectoras	S1	Interruptor señalizador
Q0	Interruptor de potencia	BL	Barra de intermitencia
Q9	Seccionador de cables	RL	Barra de luz permanente
Q8	Interruptor de puesta a tierra	L+, L-	Tensión de operación
		L-L	Línea de retorno de la lámpara

Figura 1.8/2 Esquema básico de un control directo

Controles por relés

En estos sistemas de control, las órdenes se transmiten, por ejemplo, desde un interruptor señalizador, a relés de acoplamiento con pequeño consumo de potencia, los cuales, a través de los contactos de trabajo, aplican la tensión de operación a los disparadores de los electroimanes de conexión y desconexión de los interruptores de potencia o contactores al vacío de los accionamientos de los seccionadores. De esta forma es posible operar con tensiones bajas, incluso a distancias relativamente grandes y, por consiguiente, mantener reducidos los costes de los cables de control por emplearse cables de telecomunicación.

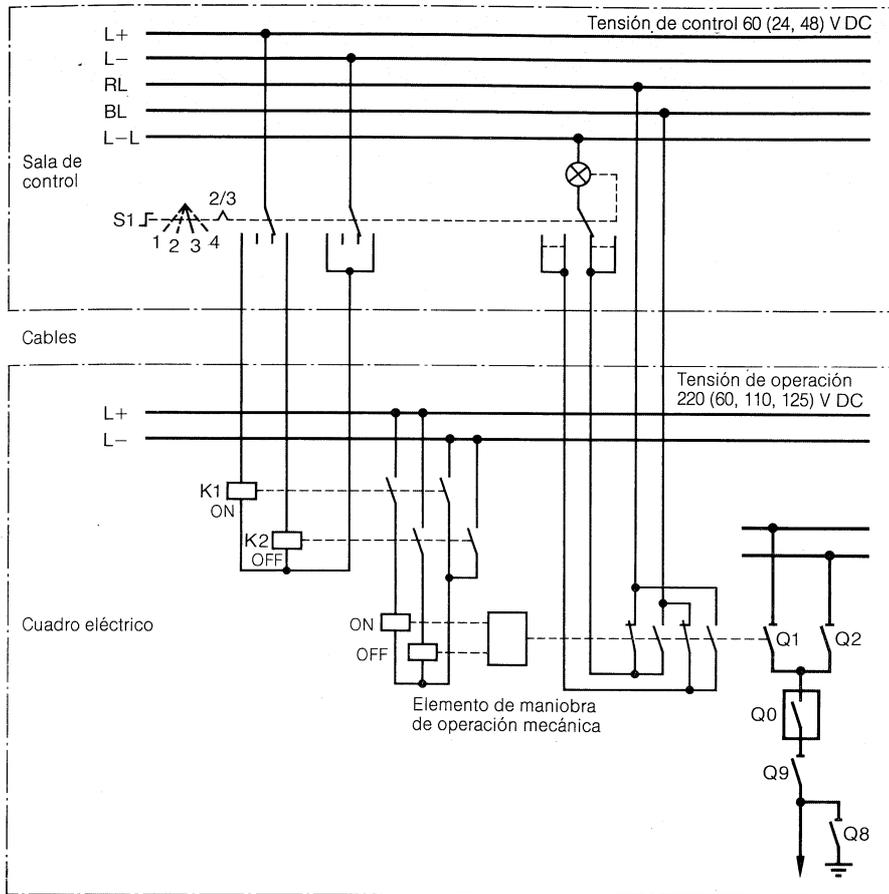
Relés de acoplamiento

Por regla general, los relés de acoplamiento de una derivación se agrupan formando una unidad, que se incorpora en el armario de servicio o de baja tensión del cuadro eléctrico.

En el sistema de mando bipolar (figura 1.8/3) combinado con un dispositivo eléctrico de protección contra maniobras erróneas (véase el capítulo 1.5.7) los relés, denominados en este caso relés de conexión y de desconexión, están ya incluidos en dicho dispositivo de protección.

Mediante una orden de maniobra se activa bipolarmente el relé de acoplamiento para la conexión o desconexión de un aparato de maniobra dispuesto en la derivación.

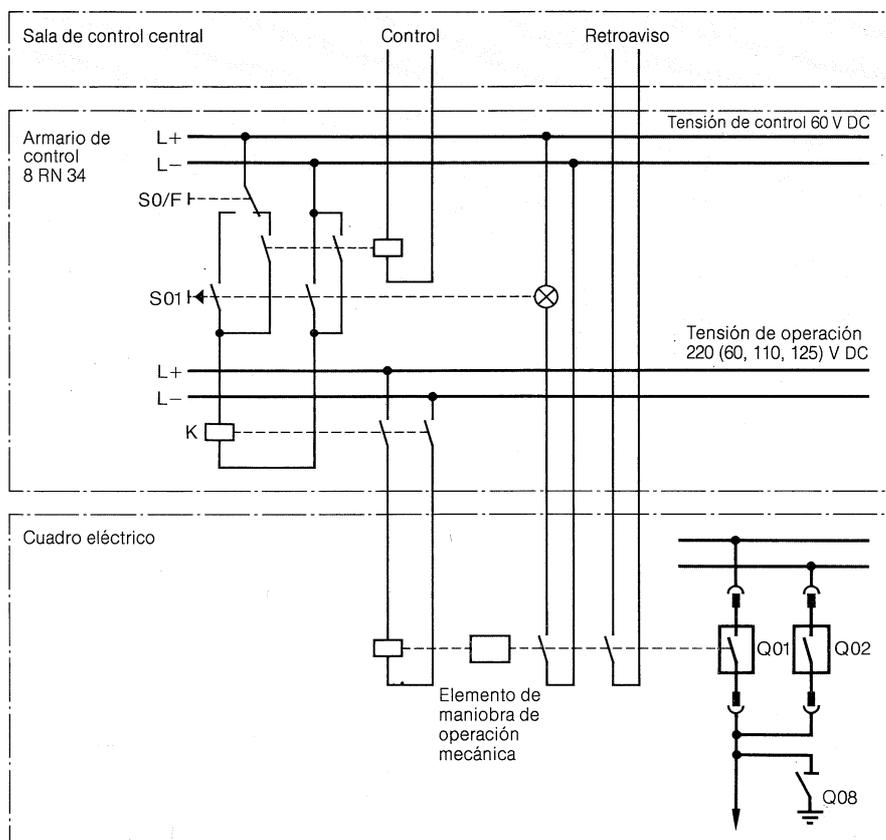
1.8 Control local centralizado de cuadros eléctricos



- Q1, Q2 Seccionadores de barras colectoras
- Q0 Interruptor de potencia
- Q9 Seccionador de cables
- Q8 Interruptor de puesta a tierra
- S1 Interruptor señalizador
- K1, K2 Relés de acoplamiento para control de conexión/desconexión
- BL Barra de intermitencia
- RL Barra de luz permanente
- L+, L- Tensión de control o de operación
- L-L Línea de retorno de la lámpara

Figura 1.8/3 Esquema básico de un control bipolar por relés

1.8 Control local centralizado de cuadros eléctricos



S0/F	Interruptor de liberación	K	Relé de acoplamiento
S01	Interruptor de selección	Q01, Q02	Interruptores de potencia
		Q08	Interruptor de puesta a tierra

Figura 1.8/4 Esquema básico de un control por relés

Control por relés

El sistema 8RN34 es un control por relés para estaciones de control remoto, exentas de personal. No es necesario una sala de control especial. El armario de control contiene todos los componentes necesarios de un control por relés, incluyendo el esquema sinóptico tipo mosaico en la puerta frontal. Los relés de acoplamiento están incorporados igualmente en el armario (figura 1.8/4).

Sin embargo, existe también la posibilidad de conectar el control por relés 8RN34 en una sala de control central hasta distancias de 2 km sin recurrir a una instalación de telecontrol.

1.8.3 Cuadros, armarios y pupitres de control

En las instalaciones de gran envergadura conviene emplear sistemas de control de constitución clara y que ocupen una superficie reducida. En la figura 1.8/5 se comparan las superficies ocupadas en el caso de barras colectoras múltiples.

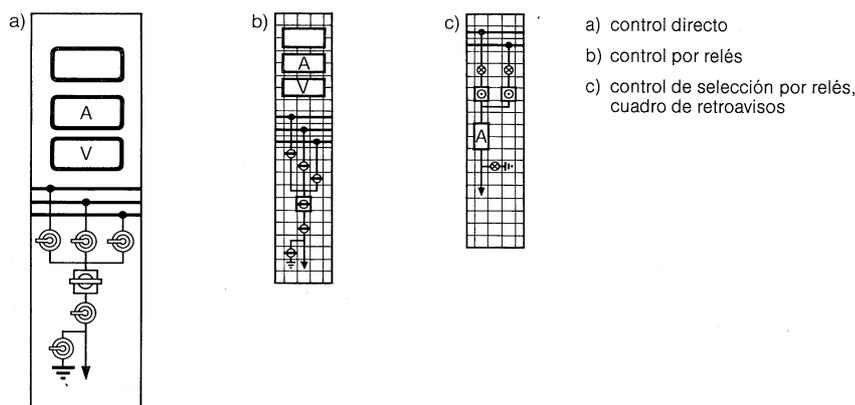
Superficie necesaria

Los cuadros con la parte frontal de chapa de acero son apropiados para controles directos. Los interruptores señalizadores relativamente grandes ocupan mucho espacio.

Cuadros de control

Para los controles por relés se utilizan preponderantemente cuadros tipo mosaico que, ocupando una superficie reducida, permiten una disposición óptima del sinóptico de la instalación, incluso cuando existen varios niveles de tensión.

Los cuadros murales son apropiados para montaje empotrado en las paredes, y se realizan usualmente de tipo mosaico en las salas de control grandes y representativas.



Forma constructiva		Aparatos	Instru-	Divi-	Altura	Super-	
			mentos				sión
			mm	mm	mm	%	
a	Cuadro de control con frente de chapa de acero	Interruptor señalizador	32 Ø	144 · 72	225	820	100
b	Cuadro tipo mosaico	Interruptor señalizador	25 Ø	96 · 48	100	550	30
c	Armario de control	Pulsador	25 · 25	48 · 24	100 125	400	25

Figura 1.8/5 Superficie ocupada por los distintos sistemas de control local

1.8 Control local centralizado de cuadros eléctricos

Pupitres de control Los pupitres se fabrican — tanto para operación en posición sentada como de pie — preferentemente de chapa de acero o madera, siendo los de madera siempre construcciones especiales.

En los cuadros de control con frente de chapa de acero debe equiparse el esquema sinóptico desde un principio en la medida correspondiente a la extensión definitiva, con un cierto número de posiciones en blanco. Por el contrario, la técnica de mosaico permite también una adaptación futura a las distintas ampliaciones de la instalación.

La figura 1.8/6 muestra un cuadro de control con frente de chapa de acero para el control directo en ejecución para montaje independiente, y la figura 1.8/7 un sinóptico mural de mosaico para un sistema de control por relés. En la figura 1.8/8 se presenta la vista frontal de un armario de control 8RN34.

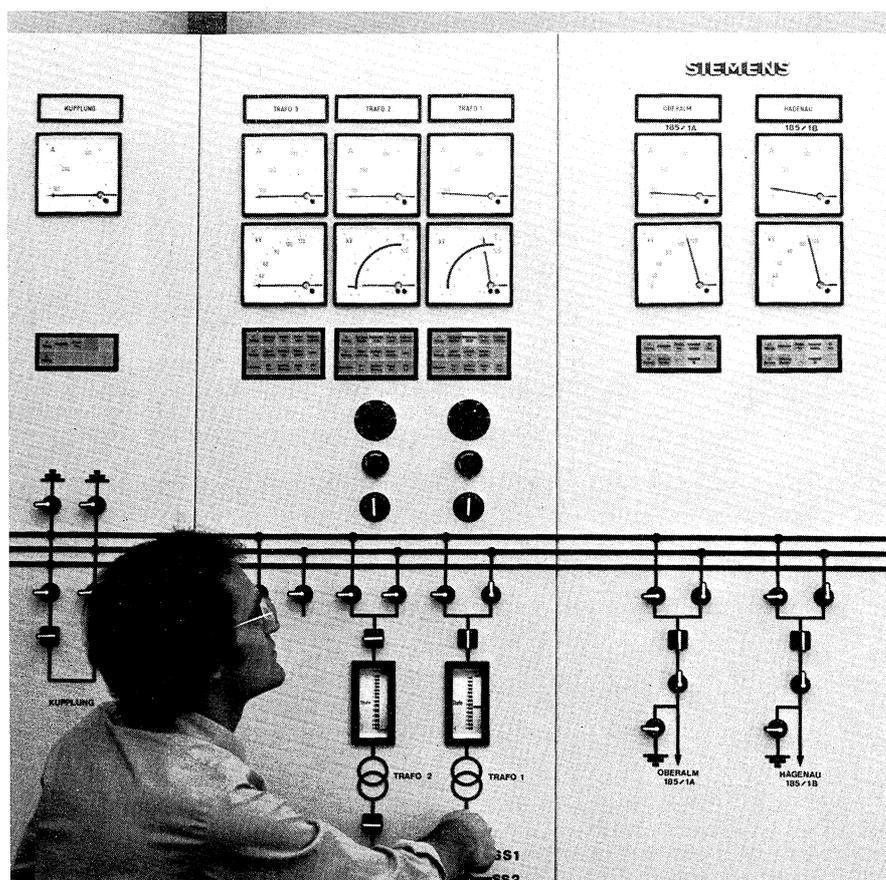


Figura 1.8/6 Cuadro de control con frente de chapa de acero para control directo

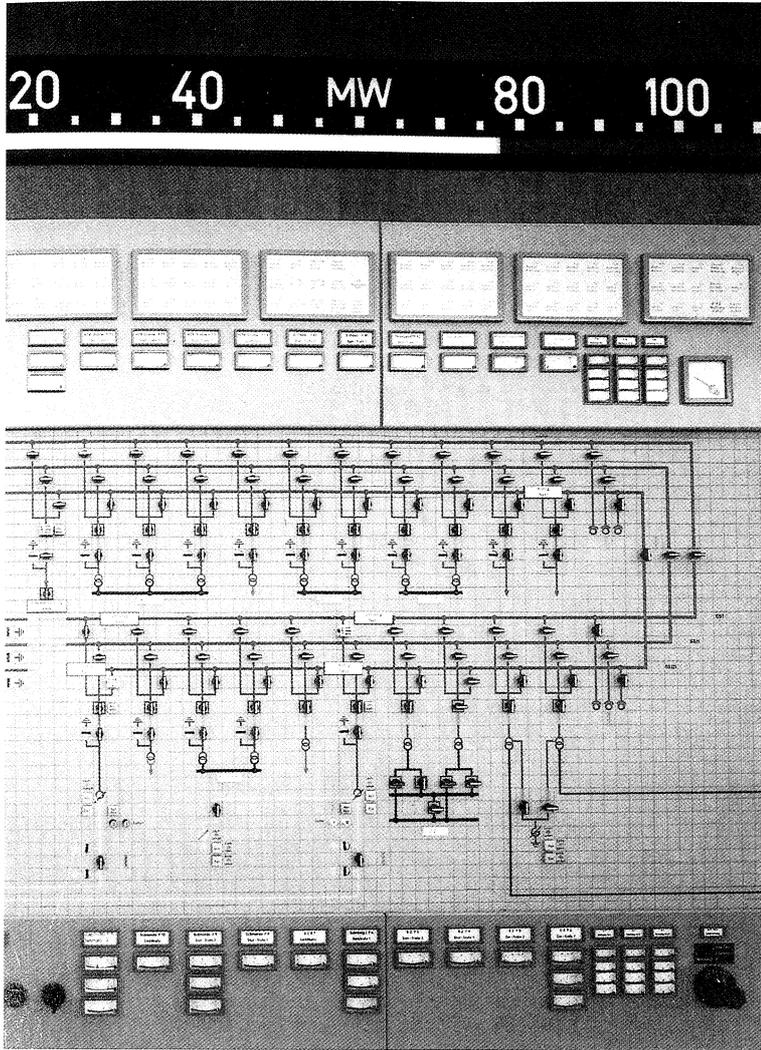


Figura 1.8/7
Sinóptico mural tipo mosaico para un sistema de control por relés (vista parcial)

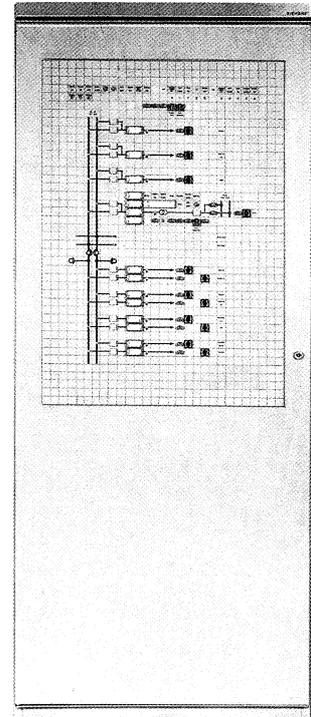


Figura 1.8/8
Armario de control 8RN34

1.8.4 Técnica de mosaico

Para configurar las superficies de servicio de los cuadros y pupitres de control (figura 1.8/9) la técnica de mosaico ofrece las siguientes ventajas:

Ventajas

- ▷ Construcción de esquemas tipo mosaico de cualquier forma y tamaño deseado, así como para todas las posiciones de montaje;
- ▷ proyecto sencillo mediante el empleo de plantillas reticuladas;
- ▷ modificación rápida del esquema tipo mosaico durante su construcción y después de la puesta en funcionamiento, sin necesidad de interrumpir el servicio. No es preciso taladrar ni recortar;
- ▷ clara visión de conjunto debido al empleo de módulos pequeños y unitarios;
- ▷ costes de cableado reducidos por emplear conectores entre los módulos activos y las regletas de conexión (sustitución sencilla).

Esquemas tipo mosaico

Para los esquemas tipo mosaico se utilizan estructuras de barras cruzadas en las que se introducen por delante módulos cuadrados tipo mosaico (preferentemente con unas dimensiones de montaje de 25 mm × 25 mm).

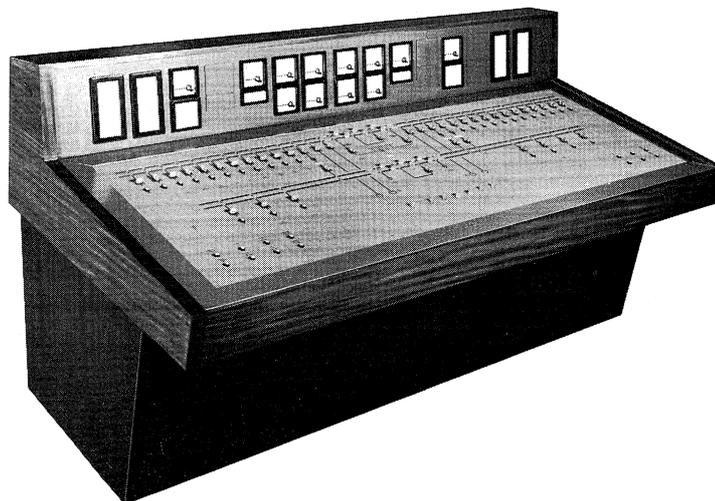


Figura 1.8/9
Pupitre de control con superficie de servicio en técnica de mosaico y parte realizada con los instrumentos de medición incorporados

Módulos

Módulos tipo mosaico

Se distingue entre módulos vacíos y módulos activos. Los primeros son de plástico al igual que las piezas de soporte de los módulos activos. Existen los siguientes módulos vacíos:

Módulos vacíos

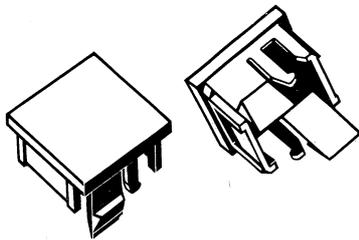


Figura 1.8/10
Módulos en blanco para completar las superficies libres

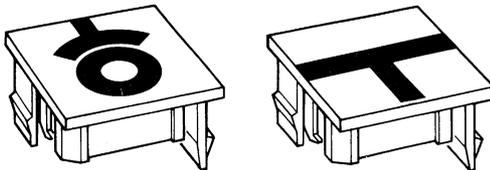


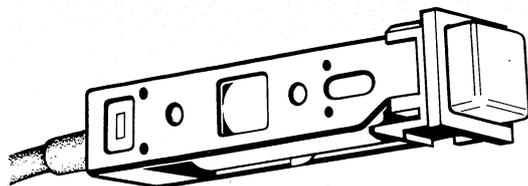
Figura 1.8/11
Módulos simbólicos para representar el trazado de la línea (sencillo, doble, cruzado, en ángulo y oblicuo), así como para representar símbolos de puesta a tierra, transformadores, flechas y otras indicaciones

Entre los módulos activos se distinguen:

Módulos activos

- ▷ *Módulos de maniobra*, tales como interruptores de control señalizadores, interruptores señalizadores, indicadores de las posiciones de maniobra, pulsadores normales y luminosos de forma rectangular o redonda.

Pulsador luminoso de forma rectangular



Interruptor de control señalizador

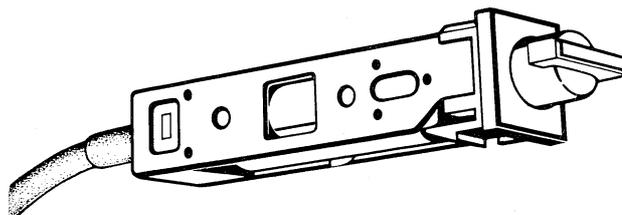


Figura 1.8/12 Pulsador luminoso e interruptor de control señalizador tipo mosaico

▷ *Módulos luminosos (con lámpara)*

Los contactos de los módulos activos están unidos con un conector multipolar, a través de una línea de conexión, y diseñados para una tensión máxima de servicio de 60 V DC (en casos especiales, también 110 V DC).

La unión por enchufe se establece a través de zócalos de distribución, de los que parten cables de control hacia un distribuidor de interconexión (véase la página 401).

Módulo luminoso

Conector y zócalo de distribución

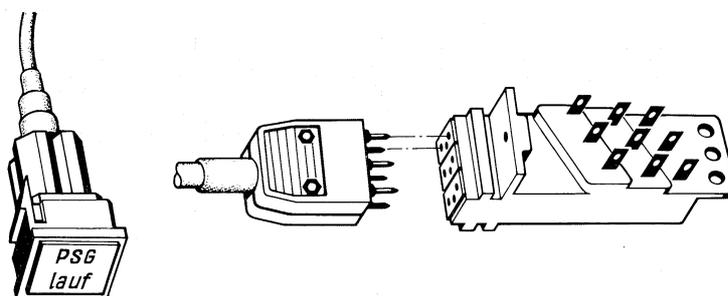


Figura 1.8/13 Módulo luminoso y conector con zócalo de distribución tipo mosaico

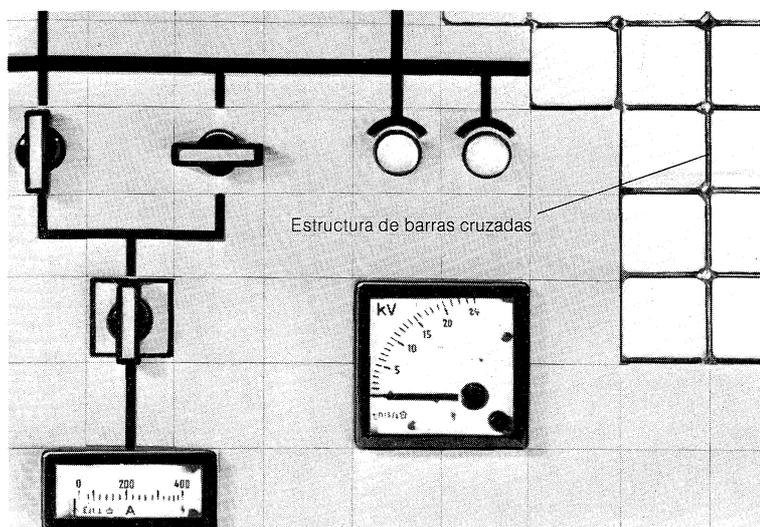


Figura 1.8/14
Sección de un esquema tipo mosaico con incorporación de aparatos de medida en la estructura de barras cruzadas

Montaje de los instrumentos de medida

Para incorporar los instrumentos de medida, los registradores o los elementos de servicio de gran tamaño en la superficie del mosaico se utilizan estructuras de barras cruzadas. Después de extraer las barras cruzadas de la estructura pueden montarse instrumentos de medida de cualquier tamaño y marca.

1.8.5 Armarios auxiliares

Para los controles por relés destinados a la indicación de alarmas, sincronización y control de transformadores se utilizan armarios completos standard 8RN3.

En estos armarios se montan las correspondientes tarjetas de relés en circuitos previamente establecidos, ya probados.

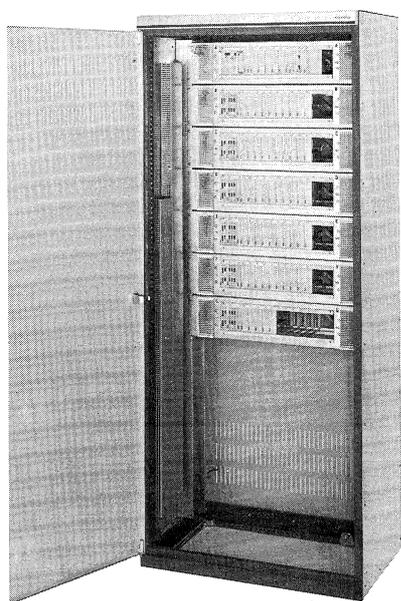


Figura 1.8/15
Armario de indicación de alarmas 8RN30

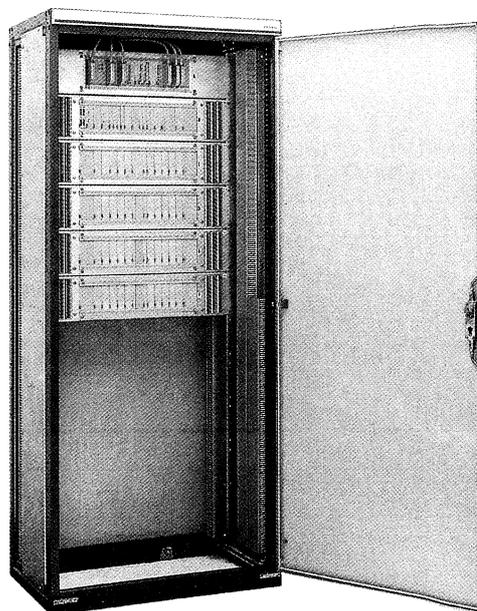


Figura 1.8/16
Armario de sincronización 8RN32

1.8.6 Distribuidores de interconexión

La mayoría de los sistemas de control por relés requieren distribuidores de interconexión para las líneas de unión entre las distintas partes de la sala de control y de los cuadros eléctricos, en los que, en cualquier momento, se pueden realizar los cambios o ampliaciones necesarias sin interrupción del servicio.

Generalidades

Los distribuidores de interconexión están compuestos por distribuciones de soldadura, dispuestas en bastidores o armarios.

Constitución

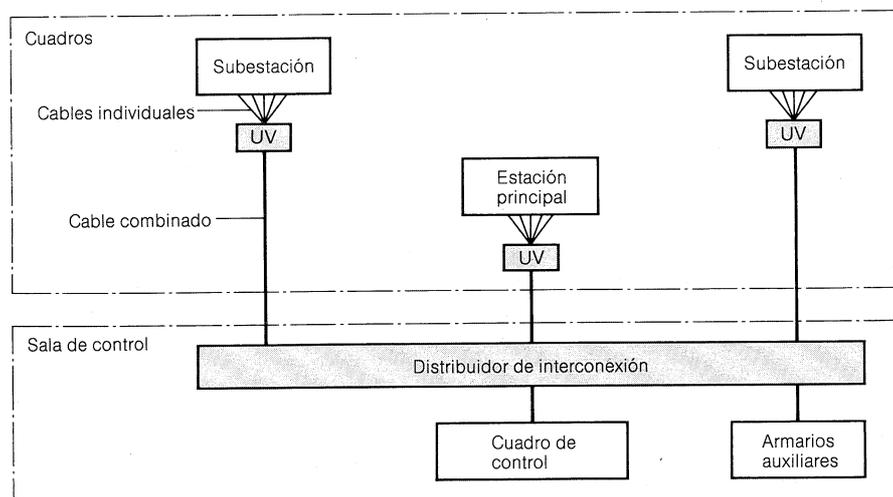
Los conductores de los cables de control de entrada y salida se sueldan a dichos distribuidores, ordenados según grupos funcionales (figura 1.8/17). La distribución se realiza con alambres de colores.

Los distribuidores de interconexión se instalan en la sala de control o directamente por debajo de ella (figura 1.8/18). La figura 1.8/19 muestra un esquema de cableado.

Frente a las uniones directas entre las distintas partes de la instalación, los distribuidores de interconexión tienen las siguientes ventajas:

Ventajas

- ▷ Agrupación de las uniones en un cable sin tener en cuenta las relaciones funcionales y, por consiguiente, proyecto sencillo;
- ▷ tendido claro de los cables;
- ▷ gran libertad de disposición espacial de todas las unidades pertenecientes a la sala de control;
- ▷ fácil ampliación o modificación del sistema de control.



UV Subdistribuciones de interconexión

Figura 1.8/17 Distribuidor de interconexión en una sala de control

1.8 Control local centralizado de cuadros eléctricos

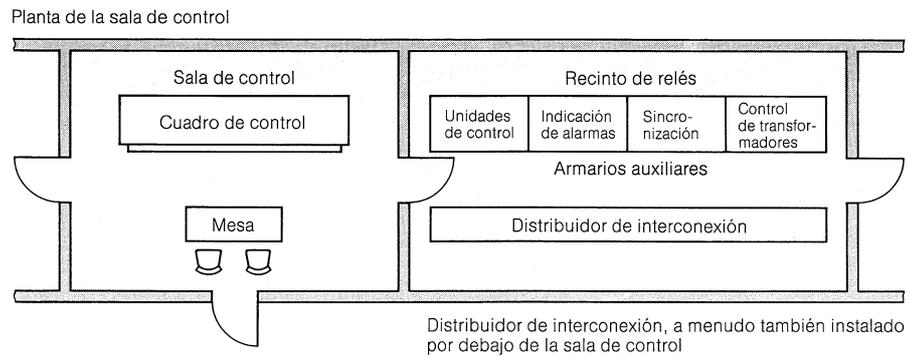


Figura 1.8/18 Disposición de los distribuidores de interconexión en una sala de control

Sistema de control sin distribuidores de interconexión

En algunos sistemas de control de nuevo desarrollo, por ejemplo, el 8RN34, puede prescindirse de distribuidores de interconexión adicionales debido al establecimiento en detalle de las funciones de los módulos de relés.

El control por relés 8RN34 es un equipo de control local, probado en fábrica, que, en el cuadro eléctrico, como se muestra en la figura 1.8/20, sólo requiere la conexión directa de los conductores de entrada y salida de los cables de control.

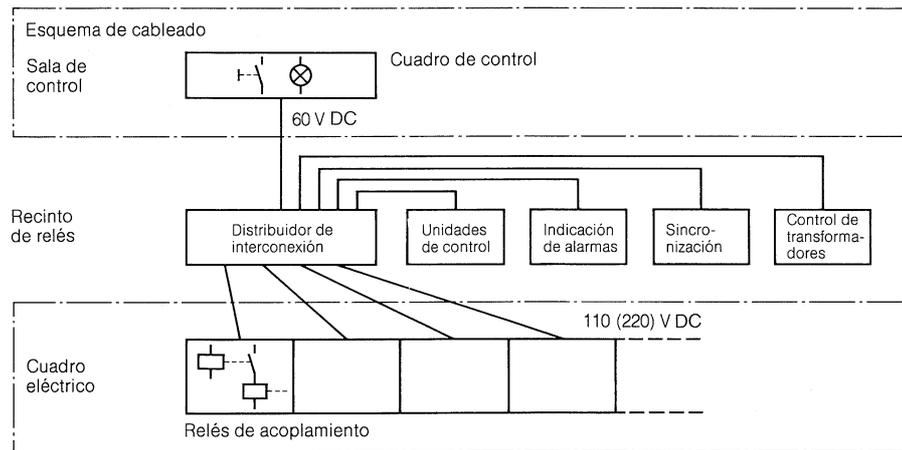


Figura 1.8/19 Esquema de cableado de un sistema de control por relés, con un distribuidor de interconexión

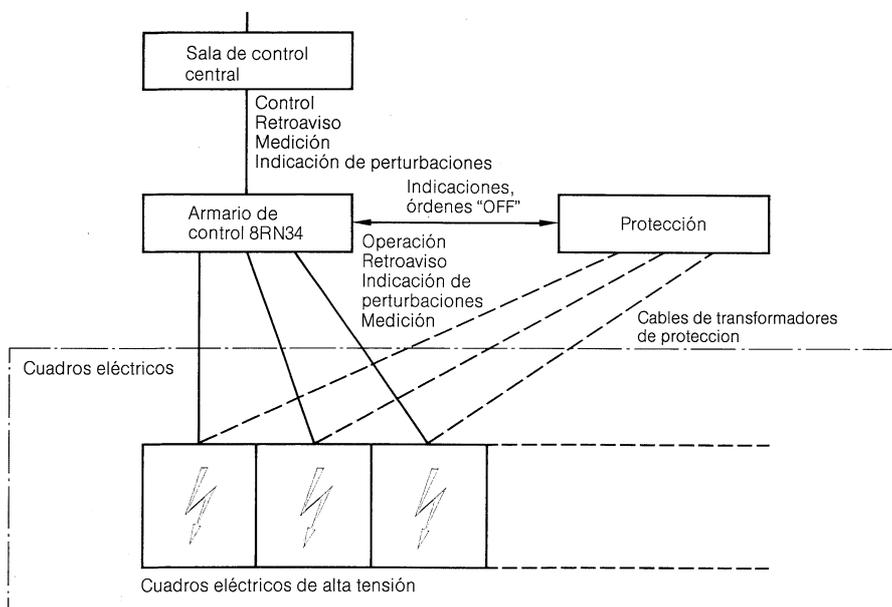


Figura 1.8/20 Esquema de cableado de un sistema de control por relés 8RN34

1.8.7 Cables de control y distancias máximas de los sistemas de control local centralizado

Cables de control

Las secciones de los conductores de control y retroaviso de los cables de control vienen determinadas, para valores dados de la tensión de control y de la distancia L , por el consumo de potencia de los aparatos a gobernar (bobinas de los relés de acoplamiento, lámparas de indicación de los interruptores de control señalizadores, etc.).

Secciones de los conductores y potencias de control

En la práctica son usuales las siguientes secciones nominales:

Cables de control para corriente industrial con conductores de cobre de 1,5 y 2,5 mm² de sección, para tensiones de control de 110 ó 220 V DC, cables de telecomunicación con conductores de 0,8 mm de diámetro (0,5 mm² Cu), para tensiones de control de 24, 48 ó 60 V DC.

De la figura 1.8/21 se desprende, para las secciones nominales usuales, la dependencia entre la distancia L y la caída de tensión Δu en tantos por ciento para distintas tensiones y potencias de control.

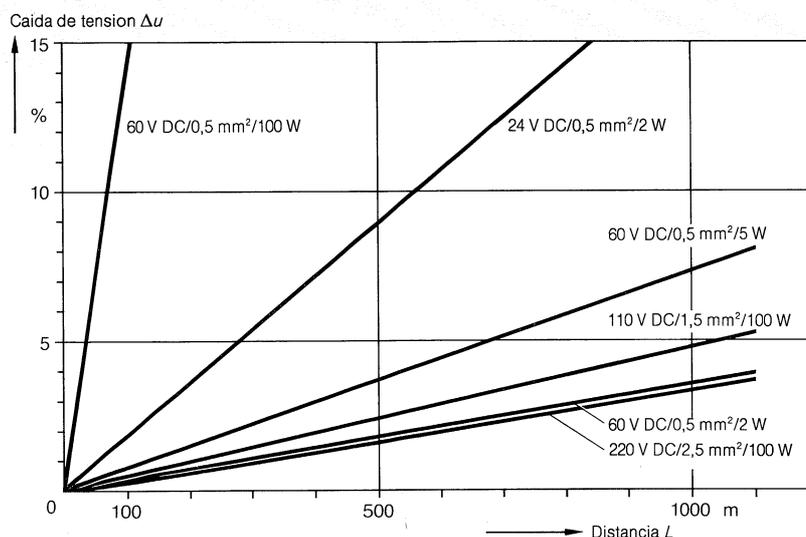


Figura 1.8/21 Caída de tensión en función de la sección del conductor y la distancia

Distancia de control

La distancia de un control local viene determinada por:

- ▷ La caída de tensión admisible;
- ▷ la intensidad mínima necesaria de la corriente de disparo del interruptor de protección (automático), dispuesto en el circuito de control, en caso de producirse un defecto.

Caída de tensión admisible

Según VDE 0670, las bobinas de accionamiento tienen que estar diseñadas de tal forma que trabajen perfectamente en un margen comprendido entre el 10% por encima de la tensión nominal y el 15% por debajo de ella. En consideración a que la tensión de la batería no es constante (fluctúa entre 2,35 V y 1,8 V por elemento, lo cual equivale a un margen comprendido entre + 17% y - 10%), a las resistencias de paso y al margen de seguridad necesario, no se admiten caídas de tensión superiores al 8%.

Intensidad de disparo del interruptor de protección de la línea

Al producirse un defecto en el extremo de la línea de control (cuadro eléctrico) se tiene que establecer una sobreintensidad que, al menos, ha de ser igual a la de disparo del interruptor de protección (automático) dispuesto en la unidad de control.

Para todos los tipos de control, la intensidad mínima de disparo es igual a $2 \cdot I_N$ del interruptor de protección de la línea.

La corriente de disparo necesaria fluye si:

$$R_{tot} \leq \frac{U_{St}}{2 \cdot I_N}$$

siendo:

R_{tot} La resistencia del lazo de conductor y la resistencia interna del interruptor de protección de la línea,

U_{St} Tensión de control,

I_N Intensidad nominal del interruptor de protección de la línea.

1.8.8 Unidades de control y unidades de relés de acoplamiento

Los dispositivos de protección y vigilancia de los circuitos de control, indicación y operación en instalaciones eléctricas se denominan unidades de control. Se prevén en cada derivación, con el fin de que, al producirse una perturbación, sólo se desconecte la derivación afectada.

Unidad de control

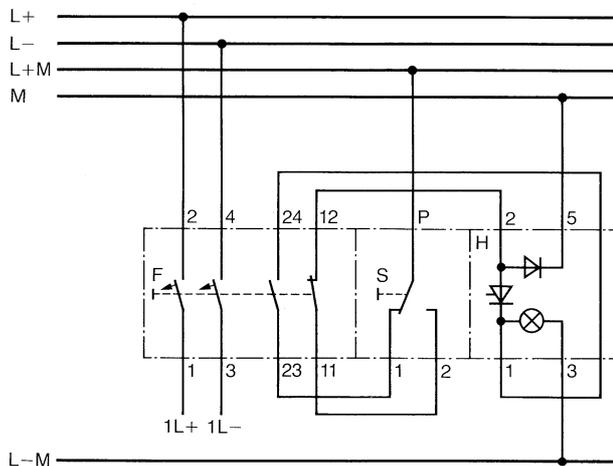
Según su aplicación y el tipo de control previsto, las unidades de control se ejecutan para corriente industrial o de baja intensidad:

Aplicación

Tipo de control	Control directo	Control por relés
Unidades de control para:	Ejecución para:	
Control y retroaviso	Corriente industrial	Corriente industrial
Operación	—	Corriente industrial
Indicación de alarmas	Corriente industrial	Corriente de baja intensidad (bajo determinadas condiciones, corriente industrial)
Protección	Corriente industrial	Corriente industrial
Enclavamiento	Corriente industrial	Corriente industrial

El funcionamiento de una unidad de control queda explicado en la figura 1.8/22.

Funcionamiento



L+, L- Tensión de control
 L+M, L-M Tensión de indicación
 M Barra común de indicación que conduce a una instalación de indicación de alarmas

F Interruptor de protección bipolar (automático) con interruptor auxiliar
 S Interruptor de desconexión
 H Parte de indicación de perturbaciones con lámpara y diodos
 P Conexión L+M

Figura 1.8/22
 Unidad de control para corriente industrial

Al conectar el automático F, tiene que accionarse al mismo tiempo el interruptor de desconexión S (igual posición de las muletillas del interruptor de desconexión y del automático (véase la figura 1.8/22)), para evitar que se establezca una indicación permanente en la instalación de indicación de alarmas.

Al disparar el automático F (distinta posición de ambas muletillas) se establece una indicación permanente a través de la barra común M. Al mismo tiempo se enciende la lámpara en la parte de indicación de perturbaciones, indicando la derivación defectuosa.

Mediante el interruptor de desconexión S se anula la alarma (las dos muletillas en la posición inferior).

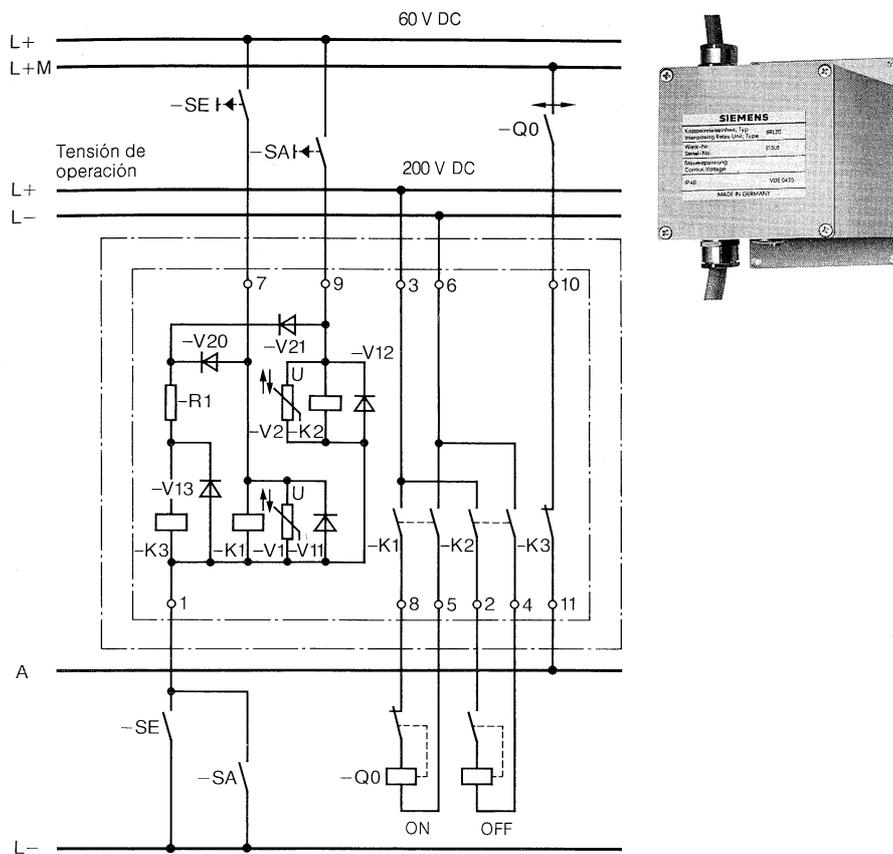
Al disparar un interruptor automático en otra combinación de cabezas de control, el diodo impide que se encienda la lámpara de indicación de perturbaciones.

Para evitar que se establezcan alarmas colectivas indeseadas al realizar operaciones en la combinación de cabezas de control, la alarma se transmite a través de un relé de tiempo, después de transcurridos unos 5 segundos, a la instalación de indicación de alarmas. Durante este tiempo pueden llevarse a la misma posición las muletillas del interruptor de desconexión y del automático.

Unidades de relés de acoplamiento

Las unidades de relés de acoplamiento sirven en los controles bipolares por relés para la conversión de órdenes, por ejemplo, de 60 V DC en 220 V DC (figura 1.8/23). En una caja de aluminio se instalan y cablean de 2 a 10 relés para el control de 1 a 5 aparatos. Las unidades de relés de acoplamiento se incorporan preferentemente en los armarios de control o de baja tensión asignados a las secciones de alta tensión.

1.8 Control local centralizado de cuadros eléctricos



- L+, L- Tensión de control
- L+M Tensión de indicación
- A Barra de alarmas
- SE/-SA Pulsador de control ON/OFF
- K1/-K2 Relé de acoplamiento ON/OFF
- K3 Relé para interrupción de la operación del interruptor
- Q0 Interruptor de potencia
- V1, -V2 Varistores
- R1 Resistencia en serie
- V11, -V12, -V13, -V20, -V21 Diodos

Figura 1.8/23 Circuito e ilustración de una unidad de relés de acoplamiento 8RL20

1.9 Transformadores

1.9.1 Tipos y aplicaciones

Transformadores pequeños y de seguridad

Campo de aplicación

Mediante los transformadores pequeños se adapta la tensión de la red a las condiciones requeridas en el lugar de servicio, por ejemplo, para la protección contra tensiones de contacto excesivamente altas, para el servicio de elementos de control y rectificadores, etc.

Los transformadores de seguridad se utilizan para abastecer circuitos a los que se aplica la “tensión pequeña de protección” según VDE 0100, como medida adicional de protección contra tensiones de contacto excesivas.

Determinaciones VDE

Para los transformadores pequeños rigen las determinaciones VDE 0550, y para los transformadores de seguridad VDE 0551.

Tipos

Los transformadores pequeños y los de seguridad se ejecutan, por ejemplo, a modo de:

- Transformadores de separación
- Transformadores de aislamiento
- Transformadores de control
- Transformadores para lámparas de indicación
- Transformadores para lámparas de mano
- Transformadores para aparatos de medicina y odontología
- Transformadores para mantas y almohadillas caldeadas eléctricamente
- Transformadores para rectificadores
- Transformadores para juguetes
- Transformadores de conexión a la red
- Transformadores para timbres

Transformadores trifásicos de distribución de hasta 2500 kVA

Campo de aplicación

Estos transformadores sirven para transformar la energía eléctrica a una tensión dada en energía eléctrica a la tensión deseada.

Determinaciones VDE y normas DIN

Para los transformadores trifásicos de distribución rigen las determinaciones VDE 0532 y las siguientes normas:

DIN 42 500, DIN 42 523, DIN 45 635 parte 30.

Formas constructivas

Según la forma constructiva, se distinguen:

- Transformadores en baño de aceite con o sin recipiente de expansión
- Transformadores en líquido sintético, con o sin recipiente de expansión
- Transformadores de resina colada
(Transformadores en baño de ascarel)¹⁾

¹⁾ El empleo de los transformadores en baño de ascarel, aunque es todavía admisible por las determinaciones y normas todavía vigentes, no es ya recomendable por posibles riesgos ambientales. Debido a ello se han dejado de fabricar ya parcialmente transformadores de este tipo. Las indicaciones que aquí aparecen rigen, por lo tanto, para los transformadores en baño de ascarel que se encuentren todavía en servicio.

<p>Los transformadores con líquido de refrigeración y recipiente de expansión, así como con libre entrada de aire, corresponden a la clase de protección IP 54; los que tienen la entrada de aire a través de deshumidificadores y los herméticos al aire, a la clase IP 65, según DIN 40 050. Los bornes tienen la clase de protección IP 00.</p>	<p>Clases de protección</p>
<p>Los transformadores de resina colada corresponden a la clase de protección IP 00.</p>	
<p>Los bornes de los transformadores con líquido de refrigeración y de los transformadores de resina colada pueden ver incrementada su clase de protección mediante medidas constructivas, tales como la previsión de una cubierta (figura 1.9/2) o una carcasa de protección (véase el capítulo 1.9.3).</p>	
<p>Los núcleos y los arrollamientos de estos transformadores se encuentran en un baño de aceite mineral.</p>	<p>Transformadores en baño de aceite</p>
<p>El recipiente de expansión absorbe las diferencias del volumen de aceite por calentamiento o enfriamiento durante el servicio.</p>	<p>Recipiente de expansión</p>
<p>Los transformadores en baño de aceite sin recipiente de expansión (TUMETIC) están sellados herméticamente y llenos completamente hasta las juntas con el líquido de refrigeración y de aislamiento. Las variaciones del volumen de aceite que se producen durante el servicio son absorbidas por la cuba compensadora.</p>	<p>Transformadores sellados herméticamente (TUMETIC)</p>
<p>Los núcleos y arrollamientos de estos transformadores se encuentran inmersos en un líquido sintético de aislamiento con un punto de inflamación más alto que el del aceite.</p>	<p>Transformadores en baño de líquido sintético</p>
<p>(Los núcleos y arrollamientos de estos transformadores se encuentran en un baño de ascarel, líquido de refrigeración y de aislamiento de origen sintético. Se denominan usualmente con el nombre comercial del líquido, por ejemplo, en Alemania "Clophen".)</p>	<p>(Transformadores en baño de ascarel)¹⁾</p>
<p>El aceite mineral para transformadores y el ascarel no deben mezclarse por motivos químicos, por lo que no es admisible el recargar con ascarel los transformadores en baño de aceite o con aceite los transformadores en baño de ascarel.</p>	
<p>Estos son transformadores secos sin líquido de refrigeración y de aislamiento según DIN 42 523. Sus arrollamientos de tensión superior (OS) se embeben, por lo general, bajo vacío en resina colada. Para los arrollamientos de tensión inferior (US) pueden utilizarse también otros procedimientos. La resina colada es difícilmente inflamable, autoextinguible y no genera gases tóxicos en caso de incendio. Debido a esto no son necesarias medidas especiales de protección contra incendios según VDE 0101 y VDE 0108.</p>	<p>Transformadores de resina colada</p>
<p>Los transformadores secos con aislamiento de barniz o silicona no se clasifican como transformadores de distribución.</p>	
<p>Los transformadores de distribución están generalmente autorrefrigerados (ONAN o AN). En esta clase de refrigeración, el calor generado por el transformador es disipado por convección natural del aire y por radiación.</p>	<p>Autorrefrigeración</p>

¹⁾ Véase la pág. 408

1.9 Transformadores

Refrigeración forzada por aire En el caso de refrigeración forzada por aire (ONAF o AF), se utilizan ventiladores de impulsión. En transformadores de resina colada se logra así un incremento de potencia alrededor de un 50%. El montaje posterior de ventiladores en el transformador, únicamente es admisible de común acuerdo con el fabricante de éste.

Temperatura del aire de refrigeración Las sobretemperaturas admisibles según VDE 0532 parte 2, para los diferentes materiales aislantes son válidas bajo la condición de que no se sobrepasen los siguientes valores de la temperatura del aire, en caso de que los transformadores estén provistos de un sistema de refrigeración por aire:

Temperatura máxima del aire	40 °C
Temperatura media diaria del aire	30 °C
Temperatura media anual	20 °C

Medida de la temperatura del aire de refrigeración En los transformadores de distribución autorrefrigerados (ONAN o AN) hay que medir la temperatura del aire ambiente a una distancia de 1 a 2 m y a media altura del transformador.

En los transformadores de distribución con refrigeración forzada por aire (ONAF o AF) se mide la temperatura del aire de entrada.

Medida de la temperatura del líquido de refrigeración y aislamiento La temperatura del líquido de refrigeración y aislamiento se mide en su capa superior. Para ello pueden emplearse los termómetros incorporados en las bolsas dispuestas en la tapa del transformador, y que hay que llenar previamente con el aceite del transformador o con el líquido sintético que corresponda. La pequeña cantidad necesaria para ello puede extraerse del transformador a través del dispositivo de purga (no en el tipo TUMETIC).

Conceptos

Tensión máxima para los medios de servicio U_m La tensión máxima para los medios de servicio U_m es el máximo valor eficaz de la tensión entre líneas, para la que está diseñado el aislamiento del arrollamiento del transformador. Valores normalizados de U_m (véase la tabla 1.9/1) se indican en la publicación CEI 76-3 (1980) "Transformadores, nivel de aislamiento y pruebas de tensión" recogidas como determinación VDE 0532 parte 3 (borrador) en las normas alemanas.

Nivel de aislamiento A los valores U_m corresponden valores de la tensión nominal soportable en corriente alterna $U_{r,w}$ y la tensión nominal de choque soportable en caso de rayo $U_{r,b}$, que caracterizan el nivel de aislamiento del correspondiente arrollamiento.

Tensiones nominales U_N (VDE 0532 parte 1) La tensión nominal U_N es la que se establece en el arrollamiento de entrada en servicio nominal y para la que está diseñado el transformador.

La tensión nominal U_N en el lado de salida es la que se establece durante el servicio en vacío (tensión en vacío U_0) a la tensión y frecuencia nominales en el lado de entrada.

Tabla 1.9/1

Tensiones nominales soportables para arrollamientos de transformador con una tensión máxima para los medios de servicio $U_m \leq 36$ kV

Tensión máxima para los medios de servicio U_m (valor eficaz)	Tensión nominal soportable en corriente alterna U_{rW} (valor eficaz)	Tensión nominal de choque soportable en caso de rayo U_{rB} (valor de pico)	
		Lista 1	Lista 2
kV	kV	kV	kV
$\leq 1,1$	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 ¹⁾	70	145	170

¹⁾ Según VDE 111 parte 1, en redes con una tensión máxima de servicio $U_{bmax} = 40$ kV pueden utilizarse medios de servicio con un nivel de aislamiento según la lista 2 para $U_m = 36$ kV

Para las tensiones nominales en el lado de entrada se eligen preferentemente los valores normalizados según DIN 40 002 (véase la tabla 1.9/2).

Valores normalizados según DIN 40 002

Para las tensiones nominales en el lado de salida se prevén valores superiores en un 5% a los normalizados según DIN 40 002, debido a la diferencia existente entre la tensión nominal y la de plena carga durante el servicio nominal.

La relación de transformación nominal \ddot{u}_N de un transformador viene dada por una fracción no simplificada, cuyo numerador es la tensión nominal del arrollamiento de tensión superior, y el denominador la del arrollamiento de tensión inferior (por ejemplo, 20000 V/400 V).

Relación de transformación nominal \ddot{u}_N (VDE 0532 parte 2)

Tabla 1.9/2

Tensiones nominales para transformadores de distribución

Tensión nominal U_N en el lado de entrada	Tensión nominal U_N en el lado de salida (valores superiores en un 5% a los de DIN 40 002)
kV	kV
1, 3, 5, 6, 10 ¹⁾ , 15, 20 ¹⁾	0,231, 0,400 ¹⁾ , 0,525 ¹⁾ , 0,693

¹⁾ Al proyectar instalaciones deben elegirse preferentemente estas tensiones nominales

Adaptación de la relación de transformación	Para adaptar la relación de transformación a las condiciones locales de tensión en las redes, los arrollamientos de tensión superior de los transformadores de distribución se proveen de tomas, que pueden seleccionarse conectando a las correspondientes bornas (por ejemplo, en transformadores de resina colada) o mediante selectores (por ejemplo, en transformadores refrigerados por líquido) en ausencia de tensión. La toma central de un arrollamiento en los transformadores de distribución se denomina toma principal.
Rango de las tomas	Es el margen de variación referido a la tensión nominal, entre las tensiones máximas y mínimas ajustables en vacío, cuando la tensión en la toma principal corresponda a la nominal. Los rangos de las tomas están establecidos en las normas DIN y se expresan en tantos por ciento de la tensión nominal (por ejemplo $\pm 4\%$). En la placa de características se indican las tensiones nominales y las tensiones ajustables en voltios. Para una tensión nominal en el lado de entrada de 20000 V y un rango de tomas de $\pm 5\%$, la placa de características contendrá entonces unos valores de tensión de 21000, 20000 y 19000 V.
Clasificación según el grupo de conexión	El grupo de conexión indica la forma de conectar los empalmes de ambos arrollamientos de un transformador, así como el indicativo de desfase entre los vectores de la tensión.
Letras indicativas de la conexión	Las letras indicativas de la conexión se escriben con mayúsculas, cuando se trata del arrollamiento de tensión superior y con minúsculas, cuando se trata del arrollamiento de tensión inferior. En la designación de grupos de conexión se antepone siempre la letra mayúscula.

Tabla 1.9/3
Conexiones de los empalmes de los arrollamientos en transformadores de distribución de corriente trifásica

Conexión	Esquema vectorial	Letras indicativas de la conexión para la	
		tensión superior	tensión inferior
Conexión en triángulo		D	d
Conexión en estrella		Y	y
Conexión en zigzag		Z	z
Conexión abierta		III	iii

Indicativo de desfase	Indica el factor por el que hay que multiplicar 30° para obtener el desfase del vector de la tensión inferior respecto al de la tensión superior, con la designación correspondiente de los terminales, en el sentido opuesto al de las agujas del reloj. El ángulo entre los vectores de las tensiones puede variar entre 0° y 360° . A los terminales de los conductores 1U, 1V, 1W en el lado de tensión superior, les corresponden los terminales 2U, 2V, 2W en el lado de tensión inferior.
Determinación del indicativo	El indicativo se determina superponiendo los diagramas vectoriales de las conexiones de ambos arrollamientos, provistos de las designaciones de bornas correspondientes, a la esfera de un reloj, de tal forma que el punto 1V de la conexión del lado de alta tensión coincida con la cifra 12 (equivalente a 0). En el punto 2V del diagrama vectorial del lado de tensión inferior puede leerse entonces el indicativo para este grupo de conexión.

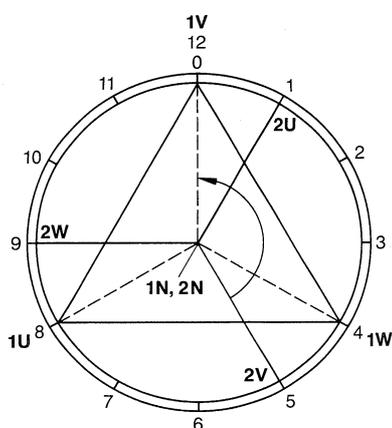


Figura 1.9/1
Determinación del indicativo en el ejemplo del grupo de conexión Dyn5

Dyn5 significa:

Lado de tensión superior: conexión en triángulo,

Lado de tensión inferior: conexión en estrella, punto estrella extraído (n)

El indicativo 5 multiplicado por 30° da por resultado un desfase de 150° entre el vector de la tensión 1V del arrollamiento de tensión superior y el vector 2V del arrollamiento de tensión inferior.

Para transformadores de distribución se emplean preferentemente la conexión en estrella y la conexión en triángulo para el arrollamiento de tensión superior, y la conexión en estrella y en zigzag para el arrollamiento de tensión inferior.

Para tensiones nominales de hasta 1000 V, el punto estrella del arrollamiento de tensión inferior se lleva generalmente a una borna (2N). La tensión estrella entre el terminal de fase y el terminal de punto estrella se obtiene dividiendo la tensión nominal U_N por $\sqrt{3}$.

Ejemplo

Grupos de conexión preferentes

Tabla 1.9/4 Grupos de conexión preferentes

Designación VDE		Diagrama vectorial		Esquema de conexiones	
Indicativo	Grupo de conexión ¹⁾	tensión superior	tensión inferior	Lado de tensión superior	Lado de tensión inferior
0	Yy 0				
5	Dy 5				
	Yz 5				

¹⁾ En caso de que se haya extraído el punto estrella debe añadirse detrás del símbolo de conexión del arrollamiento una N o n

1.9 Transformadores

Grupo de conexión Yyn 0	Para transformadores de distribución con potencias nominales de hasta 2500 kVA. El punto estrella se puede someter permanentemente al 10% de la intensidad nominal. Los transformadores de este grupo son apropiados, por ejemplo, para la conexión de motores y bobinas de extinción de contactos a tierra, pero no para redes TN, en las que se emplean dispositivos de protección contra sobretensiones según VDE 0100 parte 410, como protección contra contactos indirectos.
Grupo de conexión Dyn 5	Para transformadores de distribución con potencias nominales de 16 kVA a 2500 kVA. El punto estrella se puede someter permanentemente a la intensidad nominal. Los transformadores de este grupo son apropiados para redes locales e industriales.
Grupo de conexión Yzn 5	Para transformadores de distribución con potencias nominales de hasta 125 kVA. El punto estrella se puede someter permanentemente a la intensidad nominal. Los transformadores de este grupo son apropiados para redes locales e industriales.
Grupos de conexión para transformadores de resina colada	En estos transformadores se utiliza principalmente el grupo de conexión Dyn5.
Tensión de cortocircuito	La tensión de cortocircuito es la existente en el lado de entrada, a la frecuencia nominal, si el lado de salida está en cortocircuito y por el lado de entrada del transformador fluye la corriente que corresponde a la toma del arrollamiento conectada.
Tensión nominal de cortocircuito U_z	La tensión nominal de cortocircuito U_z viene dada por el valor de la tensión de cortocircuito en la toma principal. Como magnitud referida a la tensión nominal U_N , se designa por u_z y se expresa en %.
	$u_z = \frac{U_z}{U_N} \cdot 100\%$ <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-left: 150px;"> <div style="text-align: right;">u_z tensión nominal de cortocircuito en %</div> <div style="text-align: right;">U_z tensión nominal de cortocircuito en V</div> <div style="text-align: right;">U_N tensión nominal en V</div> </div>
Caída de tensión óhmica U_R	La caída de tensión óhmica U_R es la componente activa de la tensión nominal de cortocircuito U_z . Como magnitud relativa se designa por u_R y se obtiene partiendo de las pérdidas por cortocircuito P_k y de la potencia nominal S_N .
	$u_R = \frac{P_k}{S_N} \cdot 100\%$ <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-left: 150px;"> <div style="text-align: right;">u_R caída de tensión óhmica en %</div> <div style="text-align: right;">P_k pérdidas por cortocircuito en kW</div> <div style="text-align: right;">S_N potencia nominal en kVA</div> </div>
Tensión de dispersión U_X	La tensión de dispersión U_X es la componente reactiva de la tensión nominal de cortocircuito U_z y se obtiene, como magnitud relativa, partiendo de u_z y u_R .
	$u_X = \sqrt{u_z^2 - u_R^2}$ <div style="display: flex; justify-content: space-between; margin-left: 150px;"> <div style="text-align: right;">u_X tensión de dispersión en %</div> <div style="text-align: right;">u_z tensión nominal de cortocircuito en %</div> <div style="text-align: right;">u_R caída de tensión óhmica en %</div> </div>

La tensión de cortocircuito en caso de carga parcial (u_{za}) varía proporcionalmente a la carga del transformador. Para un transformador que no esté sometido a la potencia nominal, resulta:

$$u_{za} = u_z \cdot \frac{I_a}{I_N} \quad \text{ó} \quad u_{za} = u_z \cdot \frac{S_a}{S_N}$$

u_{za} Tensión de cortocircuito en %, en caso de carga parcial

u_z Tensión nominal de cortocircuito en %

I_a Intensidad de carga en A

I_N Intensidad nominal en A

S_a Carga parcial en kVA

S_N Potencia nominal en kVA.

Tensión de cortocircuito en caso de carga parcial

Datos:

Potencia nominal $S_N = 500$ kVA,
Pérdidas por cortocircuito $P_k = 5,5$ kW según DIN 42 500 serie A,
Tensión nominal de cortocircuito $u_z = 4\%$,
Carga parcial $S_a = 400$ kVA.

Ejemplo

Se pretende calcular la caída de tensión óhmica, la tensión de dispersión y la tensión de cortocircuito correspondiente a la carga parcial.

$$u_R = \frac{P_k}{S_N} \cdot 100\%$$

$$u_R = \frac{5,5 \text{ kW}}{500 \text{ kVA}} \cdot 100\%$$

$$u_R = 1,1\%$$

u_R caída de tensión óhmica en %
 P_k pérdidas por cortocircuito en kW
 S_N potencia nominal en kVA

Caída de tensión óhmica

$$u_X = \sqrt{u_z^2 - u_R^2}$$

$$u_X = \sqrt{4^2 - 1,1^2} \%$$

$$u_X \approx 3,85\%$$

u_X tensión de dispersión en %
 u_z tensión nominal de cortocircuito en %
 u_R caída de tensión óhmica en %

Tensión de dispersión

$$u_{za} = u_z \cdot \frac{S_a}{S_N}$$

$$u_{za} = 4\% \cdot \frac{400 \text{ kVA}}{500 \text{ kVA}}$$

$$u_{za} = 3,2\%$$

u_{za} tensión de cortocircuito en caso de carga parcial en %
 S_a carga parcial en kVA
 S_N potencia nominal en kVA

Tensión de cortocircuito en caso de carga parcial

La variación de tensión de un transformador es la diferencia existente entre la tensión nominal U_N y la tensión a plena carga U_a que se establece en el lado de salida durante el servicio nominal y para un determinado factor de potencia $\cos \varphi$.

Variación de tensión

Se pretende calcular la tensión a plena carga U_a de un transformador con los siguientes datos: **Ejemplo**

Potencia nominal $S_N = 500$ kVA
 Tensión nominal en el lado de salida $U_N = 400$ V
 Tensión nominal de cortocircuito $u_z = 6\%$
 Pérdidas por cortocircuito $P_k = 7,8$ kW
 Factor de potencia $\cos \varphi = 0,8$

La tensión a plena carga U_a , en V, es:

$$U_a = U_N \cdot \left(1 - \frac{u_\varphi}{100\%}\right),$$

$$\text{siendo } u_\varphi \approx u'_\varphi + \frac{u''_\varphi}{200}$$

$$u'_\varphi = u_X \cdot \sin \varphi + u_R \cdot \cos \varphi$$

$$u''_\varphi = u_X \cdot \cos \varphi - u_R \cdot \sin \varphi$$

$$u_X = \sqrt{u_z^2 - u_R^2}$$

$$u_R = \frac{P_k}{S_N} \cdot 100\%.$$

De este cálculo resultan los siguientes valores numéricos:

$$u_R = \frac{7,8 \text{ kW}}{500 \text{ kVA}} \cdot 100\% = 1,56\%, \quad (u_R \text{ caída de tensión óhmica en } \%)$$

$$u_X = \sqrt{6^2 - 1,56^2} \% = 5,79\%, \quad (u_X \text{ tensión de dispersión en } \%)$$

$$u'_\varphi = 5,79\% \cdot 0,6 + 1,56\% \cdot 0,8 = 4,72\%,$$

$$u''_\varphi = 5,79\% \cdot 0,8 - 1,56\% \cdot 0,6 = 3,7\%,$$

$$u_\varphi = 4,72\% + \frac{3,7^2\%}{200} = 4,79\%. \quad (u_\varphi \text{ variación de tensión en } \%)$$

Por consiguiente, la tensión a plena carga es:

$$U_a = 400 \text{ V} \cdot \left(1 - \frac{4,79\%}{100\%}\right) = 380,8 \text{ V}.$$

La potencia nominal S_N de un transformador, expresada en kVA, viene dada por el producto de la tensión nominal U_N en kV, la intensidad nominal I_N en A y el factor de fase $\sqrt{3}$.

Potencia nominal
 S_N (VDE 0532
parte 2)

Por consiguiente, la potencia nominal de los transformadores trifásicos será

$$S_N = U_N \cdot I_N \cdot \sqrt{3}.$$

1.9 Transformadores

Potencia aparente de salida S_{AN}

La potencia aparente de salida S_{AN} en kVA, en caso de servicio nominal, viene dada por el producto de la tensión a plena carga U_a en kV, la intensidad nominal I_N en A y el factor de fase $\sqrt{3}$ en el lado de salida, estando aplicadas en el lado de entrada la tensión y la frecuencia nominales:

$$S_{AN} = U_a \cdot I_N \cdot \sqrt{3} \text{ o } S_{AN} = S_N \left(1 - \frac{u_\varphi}{100\%} \right),$$

siendo S_N la potencia nominal en kVA y u_φ la variación de tensión en %.

Potencia activa P

La potencia activa P en kW en el lado de salida viene dada por el producto de la potencia aparente de salida S_{AN} en kVA y un determinado factor de potencia $\cos \varphi$:

$$P = S_{AN} \cdot \cos \varphi \text{ o } P = S_N \left(1 - \frac{u_\varphi}{100\%} \right) \cdot \cos \varphi,$$

con la potencia nominal S_N expresada en kVA y la variación de tensión u_φ en %.

Ejemplo

Potencia nominal $S_N = 500$ kVA,
Tensión nominal de cortocircuito $u_z = 6\%$,
Factor de potencia $\cos \varphi = 0,8$,
Variación de tensión $u_\varphi = 4,79\%$.

$$P = S_N \left(1 - \frac{u_\varphi}{100\%} \right) \cdot \cos \varphi,$$

$$P = 500 \text{ kVA} \left(1 - \frac{4,79\%}{100\%} \right) \cdot 0,8,$$

$$P = 380,8 \text{ kW}.$$

Según DIN 42 500 y DIN 42 523, a cada potencia nominal S_N le corresponde una tensión nominal de cortocircuito u_z .

Relación entre las tensiones nominales de cortocircuito y las potencias nominales

Tabla 1.9/5

Relación entre los valores preferentes de las tensiones nominales de cortocircuito y las potencias nominales

Potencia nominal S_N ¹⁾ kVA	Tensión nominal de cortocircuito u_z %
50, 100, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630	4
250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500	6

¹⁾ Al efectuar el proyecto se debe dar preferencia a las potencias subrayadas

1.9.2 Selección

Los datos característicos de un transformador, tales como la potencia nominal, la relación de transformación nominal y la tensión nominal de cortocircuito vienen determinados por las condiciones de la red.

Datos característicos

Para calcular la potencia nominal se toma como base el consumo máximo de potencia activa, determinado durante el proyecto o por medición y, usualmente, una reserva de potencia para el incremento anual que sea de esperar.

Potencia nominal

Partiendo de la potencia activa calculada y del factor de potencia esperado $\cos \varphi$, se determina la potencia nominal S_N .

En las redes de distribución se elige preferentemente una tensión nominal de cortocircuito $u_z = 4\%$, para mantener reducida la caída de tensión.

Tensión nominal de cortocircuito

En las redes industriales de gran potencia se utilizan transformadores con una tensión nominal de cortocircuito del 6%, en consideración a las solicitaciones a que queda sometida la instalación en caso de cortocircuito.

Las pérdidas en los transformadores ejecutados según DIN 42 500 y DIN 42 523 están normalizadas. Se componen de las pérdidas en vacío P_0 y las de cortocircuito P_k .

Pérdidas en los transformadores

Las pérdidas en vacío, que se deben al cambio continuo del sentido de magnetización del hierro, son independientes de la carga y prácticamente invariables a tensión constante.

Pérdidas en vacío P_0

Las pérdidas de cortocircuito están compuestas por las pérdidas originadas en los arrollamientos por efecto Joule y las debidas a los campos de dispersión. Las pérdidas de cortocircuito varían de forma proporcional al cuadrado de la carga. Las pérdidas totales de un transformador vienen dadas por la fórmula:

Pérdidas de cortocircuito P_k

$$P_v = P_0 + a^2 \cdot P_k$$

P_v Pérdidas totales en W

P_0 Pérdidas en vacío en W

a Factor de carga $\left(a = \frac{\text{Carga parcial } S_a \text{ en kVA}}{\text{Potencia nominal } S_N \text{ en kVA}} \right)$

P_k Pérdidas de cortocircuito en W.

El rendimiento η de un transformador de distribución se calcula, con suficiente exactitud, mediante la siguiente fórmula:

Rendimiento η

$$\eta = 100 \% - \frac{P_0 + a^2 \cdot P_k}{a \cdot S_N \cdot \cos \varphi + P_0} \cdot 100 \%$$

η Rendimiento en %

S_N Potencia nominal en kVA

P_0 Pérdidas en vacío den kW

P_k Pérdidas de cortocircuito en kW

$\cos \varphi$ Factor de potencia

a Factor de carga.

Ejemplo Se pretende calcular el rendimiento η de un transformador a plena carga, con los siguientes datos:

$$S_N = 500 \text{ kVA}, \quad P_o = 1,1 \text{ kW}, \quad P_k = 5,5 \text{ kW},$$

$$\cos \varphi = 0,8, \quad a = 1,0;$$

$$\eta = 100 \% - \frac{P_o + a^2 \cdot P_k}{a \cdot S_N \cdot \cos \varphi + P_o} \cdot 100 \%,$$

$$\eta = 100 \% - \frac{1,1 \text{ kW} + 1^2 \cdot 5,5 \text{ kW}}{1 \cdot 500 \text{ kVA} \cdot 0,8 + 1,1 \text{ kW}} \cdot 100 \%,$$

$$\eta = 98,36 \%. .$$

Rendimiento máximo El factor de carga a , al que corresponde el rendimiento máximo de un transformador, viene dado por la expresión:

$$a = \sqrt{\frac{P_o}{P_k}} .$$

En un transformador con los datos técnicos del ejemplo anterior resulta, con un factor de carga

$$a = \sqrt{\frac{1,1 \text{ kW}}{5,5 \text{ kW}}} = 0,447$$

que el rendimiento máximo a carga parcial es:

$$S_a = S_N \cdot a$$

$$S_a = 500 \text{ kVA} \cdot 0,447 = 224 \text{ kVA} .$$

Estando sometido el transformador a dicha carga parcial, el rendimiento es:

$$\eta = 100 \% - \frac{1,1 \text{ kW} + 0,447^2 \cdot 5,5 \text{ kW}}{0,447 \cdot 500 \text{ kVA} \cdot 0,8 + 1,1 \text{ kW}} \cdot 100 \%,$$

$$\eta = 98,78 \%. .$$

Transformadores en baño de aceite Los transformadores en baño de aceite encuentran aplicación en aquellas instalaciones en las que sean económicamente realizables medidas constructivas contra incendios y no se opongan disposiciones especiales al empleo de estos transformadores.

Transformadores de resina colada Los transformadores de resina colada se emplean cuando sea necesario por motivos de seguridad, o cuando resulten excesivamente costosas las medidas constructivas de protección y servicio para transformadores con líquido de refrigeración y aislamiento.

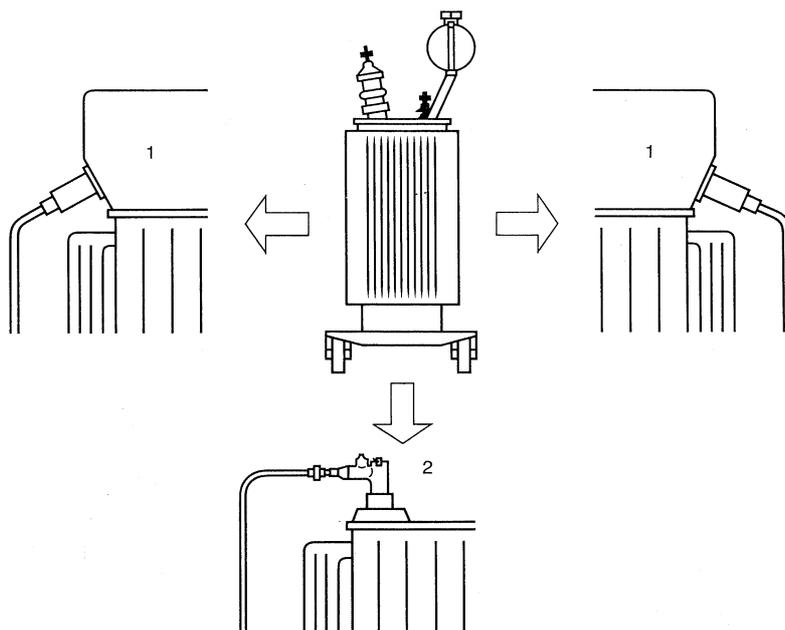
Los transformadores de resina colada son difícilmente combustibles y se extinguen por sí mismos, por lo que pueden aplicarse en instalaciones expuestas al peligro de incendios, edificios públicos y viviendas en vez de los transformadores en baño de aceite.

(Transformadores en baño de aceite) (La seguridad contra incendios de estos transformadores permite su empleo en instalaciones expuestas al peligro de incendios, edificios públicos, viviendas y edificios semejantes. Sin embargo, su empleo no es recomendable por el posible riesgo ambiental que suponen).

Los transformadores refrigerados por líquido están provistos generalmente de penetraciones de porcelana de la clase de protección IP 00 según DIN 40 050, para la conexión de las líneas, cables o barras colectoras de entrada y salida.

Empleando tapas de recubrimiento de las bornas con boquillas pasatapas para introducir los cables y conectores de cables, se obtienen clases de protección superiores.

Para conectar los cables de entrada y salida en los transformadores de resina colada se prevén aisladores de resina colada o bornas con la clase de protección IP 00. Mediante cubiertas de chapa de acero se pueden obtener clases de protección superiores (véase el capítulo 1.10.3).



1 Cubierta de las bornas con boquillas pasatapas de introducción de cables
(hasta $U_m = 36$ kV)

2 Conector de cables (hasta $U_m = 24$ kV)

Los dispositivos para el lado de tensión superior pueden combinarse opcionalmente con los del lado de tensión inferior.

Figura 1.9/3
Dispositivos de conexión en transformadores refrigerados por líquido

1.9.3 Instalación

Consideración de la altitud	<p>Los transformadores de distribución son apropiados para emplazamientos hasta 1000 m de altura sobre el nivel normal del mar. A mayores alturas disminuyen las propiedades refrigerantes y la resistencia dieléctrica del aire. Cuando los transformadores se hayan de instalar en lugares cuya altura sobre el nivel normal del mar sea considerablemente superior a 1000 m, es preciso consultar al fabricante.</p> <p>El lugar de instalación ha de estar libre de filtraciones de aguas subterráneas y estar protegido contra las inundaciones; a ser posible, se ha de evitar que la refrigeración quede menoscabada por la radiación solar.</p>
Instalación en interiores	<p>Los transformadores refrigerados por líquido en ejecución para interiores sólo se pueden colocar en recintos cubiertos, que ofrezcan una suficiente protección contra la humedad. Los recintos han de ser fácilmente accesibles, para poder efectuar sin impedimento alguno los trabajos de transporte, servicio, mantenimiento y, eventualmente, lucha contra incendios.</p>
Instalación a la intemperie	<p>Los transformadores refrigerados por líquido son adecuados para instalación a la intemperie, si se han previsto las penetraciones y pintura adecuadas.</p>
Empleo bajo condiciones climáticas especiales	<p>Si los transformadores están provistos de un recipiente de expansión y de bocas de ventilación, es preciso adosar un deshumidificador de aire debido a la humedad ambiental existente en zonas tropicales de clima húmedo y caluroso, así como en zonas costeras.</p> <p>Los transformadores de resina colada pueden instalarse de forma general en recintos eléctricos, que estén como mínimo, cubiertos, pero cerrados, debido a que son eléctricamente seguros incluso en ambientes de mucha humedad.</p> <p>Medidas especiales de obra civil, tales como muros de protección contra incendios, no son necesarias en el caso de transformadores de resina colada. Dispuestos en carcasas de la clase de protección IP 23 es también posible la instalación a la intemperie.</p>
Dimensiones máximas	<p>En la norma DIN 42 500 se fijan las dimensiones máximas, los tamaños de los rodillos, las distancias entre las penetraciones y el equipamiento, para transformadores de distribución con líquido de refrigeración y aislamiento y potencias nominales de hasta 2500 kVA y hasta $U_m = 24$ kV.</p>
Dimensiones de una estación de transformación	<p>Las dimensiones de una estación de transformación dependen, sobre todo, de las del transformador. Para poder colocar transformadores de mayor potencia en las estaciones, en caso de aumentarse posteriormente la potencia de la red, se</p>

Tabla 1.9/6 Dimensiones máximas de los transformadores según DIN 42 500

Potencia nominal del transformador kVA	Anchura mm	Longitud mm	Altura mm
630	930	1800	1950
1600	1400	2200	2600
2500	2200	2600	2900

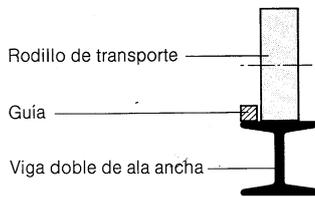


Figura 1.9/4
Ejemplo de ejecución de los raíles de traslación para los rodillos de transporte del transformador

deben tomar como base las dimensiones del transformador de 630 kVA al diseñar estaciones para transformadores con potencias nominales de hasta 630 kVA. Las estaciones para transformadores con tensiones nominales comprendidas entre 800 y 2500 kVA se han de diseñar según las dimensiones del transformador de 2500 kVA.

En las estaciones de transformador transitables, la altura del recinto de servicio depende de la del transformador, de la clase de ventilación, del trazado de los cables y de las distancias existentes entre las partes sometidas a tensión y las puestas a tierra. En tales estaciones, la altura libre del recinto de servicio ha de ser, como mínimo 500 mm mayor que la del transformador.

Altura del recinto

La longitud y la anchura de las estaciones de transformación transitables han de dimensionarse de tal forma, que alrededor de los transformadores de potencias nominales de hasta 630 kVA, quede espacio suficiente para un pasillo de inspección de 70 cm como mínimo, y en los transformadores de potencias nominales comprendidas entre 800 y 2500 kVA, dicho pasillo ha de tener una anchura mínima de 75 cm.

Anchura del pasillo de inspección

Tratándose de transformadores de resina colada deben mantenerse distancias suficientes a las bornas y la distancia eléctrica de seguridad para evitar descargas. La distancia adicionalmente necesaria para el montaje debe establecerse en cada caso según las circunstancias.

El suelo de una estación de transformación puede ser una placa de hormigón armado con una abertura central, una parrilla de hormigón armado o acero, o de forma mixta. Sobre la placa de hormigón armado se dispone un pavimento liso de cemento con una inclinación aproximada del 1 al 2% hacia el foso colector. Si se prevén vigas de hormigón armado o de acero, puede efectuarse el suelo también a base de rejas (figura 1.9/5).

Ejecución del suelo

Para guiar los rodillos lisos de transporte según DIN 42 561, hay que prever perfiles de acero con una guía lateral de 2 cm de altura (figura 1.9/4).

Raíles para los rodillos de transporte

Los rodillos de transporte se pueden ajustar para desplazamiento longitudinal o transversal.

Cambio de la dirección de traslación

Según la ley de aguas de la República Federal de Alemania, el agua freática no puede contaminarse mediante el líquido de refrigeración y aislamiento (aceite, líquido sintético o (Ascarel)). Para recoger eventuales vertidos de líquidos de refrigeración y aislamiento del transformador, que quizá estén ardiendo, existen las posibilidades que se describen a continuación.

Protección de aguas freáticas

Para transformadores con aceite mineral o líquido sintético

Cuba colectora

Si la potencia nominal del transformador es igual o menor de 630 kVA, se dispone en el recinto del transformador o por debajo de éste una cuba colectora con capacidad para recoger el líquido contenido en el transformador (aproximadamente 0,7 m³). Dicha cuba colectora se puede formar también empleando el suelo del propio recinto, y elevando adecuadamente las alturas de los umbrales de las aberturas de ventilación y de las puertas.

Si hay varios transformadores con potencias nominales de hasta 630 kVA, unos junto a otros, se puede prever una cuba colectora para cada transformador o una común para todos ellos (capacidad mínima de 0,7 m³).

Foso colector

Por debajo de los transformadores con potencias nominales comprendidas entre 800 y 2500 kVA hay que disponer fosos colectores, cuyo volumen por debajo de la reja ha de ser igual a la capacidad del transformador de aproximadamente 2 m³.

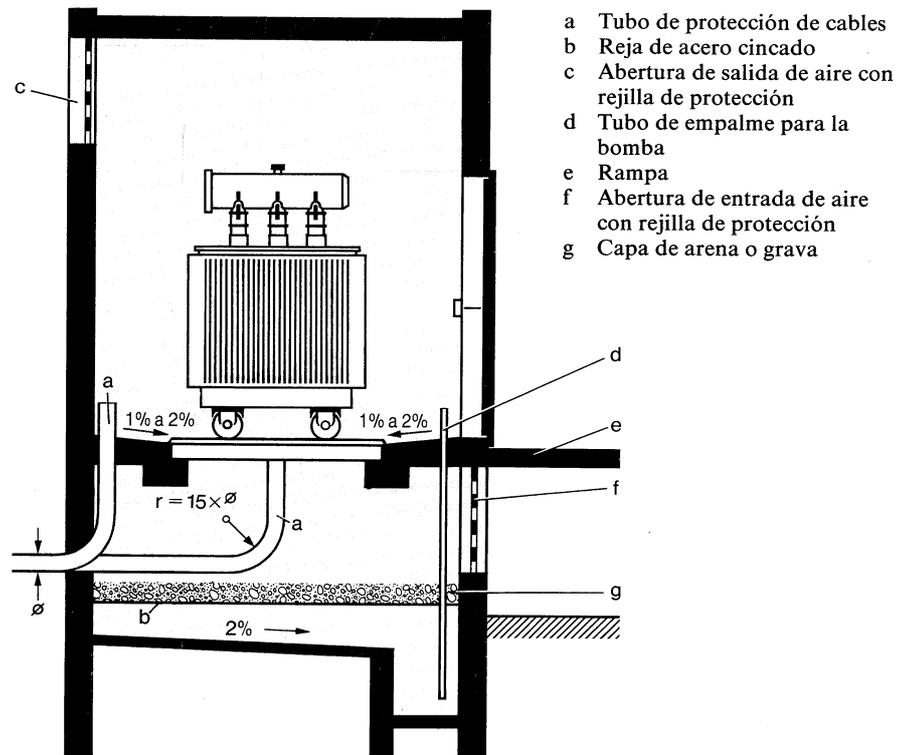


Figura 1.9/5
Ejemplo de un transformador refrigerado por líquido para instalación en interiores

Si hay varios transformadores con potencias nominales comprendidas entre 800 y 2500 kVA, es posible prever, en vez de varios fosos individuales, uno común con una capacidad mínima de 2 m³, el cual puede encontrarse fuera de los recintos de los transformadores. También existe la posibilidad de comunicar varios fosos pequeños entre sí. En total han de tener una capacidad mínima de 2 m³. En cada foso colector hay que disponer una concavidad que permita bombear pequeñas cantidades de aceite o el agua que haya podido entrar.

Los fosos colectores o los dispositivos de recogida del aceite para un foso colector común se han de recubrir por la parte superior con una capa de arena o grava de un espesor mínimo de 20 cm, dispuesta sobre una rejilla de acero cincado. Dicha capa debe impedir que, en caso de incendio, este se propague.

Capa de arena o grava

Cuando el transformador se instale a la intemperie, hay que prever un foso colector para impedir que se infiltre en el terreno el líquido de refrigeración y aislamiento que se salga. El foso colector ha de tener en este caso una capacidad mínima de 1,25 veces el contenido de líquido del transformador, para considerar las precipitaciones. Para que el foso colector no se llene, en el transcurso del tiempo, con agua de lluvia, se ha de bombear con regularidad.

Foso colector a la intemperie

Para transformadores en baño de ascarel
(válido sólo para los transformadores ya existentes)

Para los transformadores en baño de ascarel hay que prever los mismos colectores que para los transformadores en baño de aceite. Los transformadores en baño de ascarel deberían sacarse de las áreas con peligro de incendios y sustituirse por transformadores de resina colada.

En los fosos colectores de aceite hay que aplicar por dentro una capa de pintura incombustible, no higroscópica y resistente a los aceites.

Pintura de los fosos

Las capas de pintura no son necesarias si se emplea hormigón impermeable al aceite.

Las instalaciones de protección contra incendios para recintos de transformadores tienen que satisfacer las condiciones impuestas por VDE 0105.

Protección contra incendios

Las puertas han de ser resistentes al fuego según DIN 18 081 o ignífugas según DIN 18 082. Deben abrirse hacia afuera y, a ser posible, conducir al exterior.

Para apagar incendios hay que prever en las antesalas de las instalaciones eléctricas de servicio extintores adecuados según el tipo y el tamaño de los transformadores.

Para transformadores de resina colada

Debido a la ausencia de líquido de refrigeración y aislamiento en estos transformadores no son necesarios los dispositivos colectores y las medidas relacionadas con ellos.

La figura 1.9/6 muestra un transformador de resina colada (GEAFOL) instalado en una carcasa de protección de chapa de acero en una estación transformadora para centro de carga tipo 8FA.

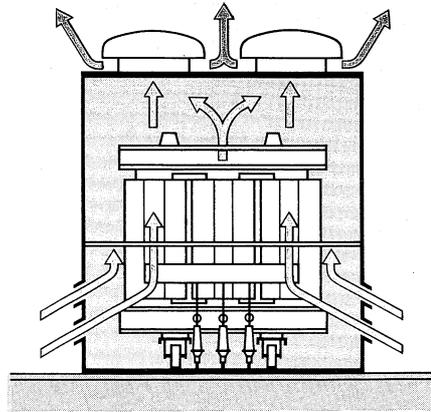
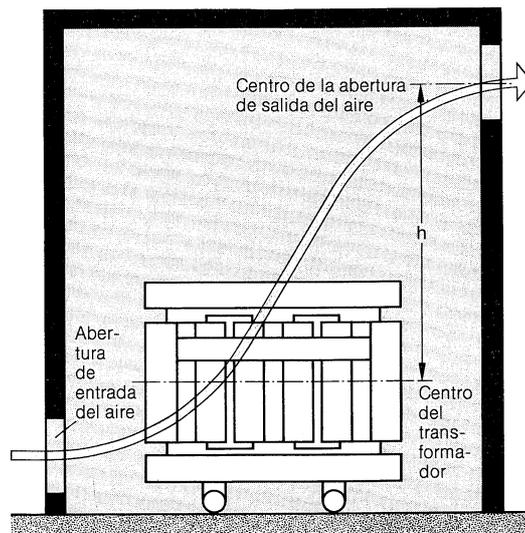


Figura 1.9/6
Transformador de resina colada en carcasa de protección y con ventilación forzada

Ventilación de recintos de transformadores

Al diseñar los recintos para transformadores autorrefrigerados (ONAN o AN) hay que tener en cuenta la disipación del calor de pérdidas. Con este fin se prevén aberturas de entrada y salida de aire. La entrada del aire debe disponerse cerca del suelo o por debajo del transformador (en ningún caso a altura superior al centro del transformador); en caso de transformadores refrigerados por líquido, de la cuba) mientras que el aire caliente debe salir por una abertura superior. La abertura de entrada y la de salida se deben disponer, a ser posible, en paredes opuestas (figura 1.9/7). La eficiencia de la ventilación aumenta cuanto mayor sea la diferencia de alturas entre el centro del transformador y la abertura de salida del aire.

Disposición de las aberturas de entrada y salida del aire



h Diferencia de alturas entre el centro del transformador y el centro de la abertura de salida del aire

Figura 1.9/7
Ejemplo de instalación de un transformador de resina colada en interiores

El tamaño de la abertura de salida del aire, desprovista de la rejilla, en caso de ventilación natural y si el calentamiento del aire del recinto es el normal de 15°C, se puede determinar con ayuda de la figura 1.9/8. A este valor hay que añadir:

Dimensionamiento de la abertura de salida del aire

En caso de cubiertas de rejilla sencilla: aprox 10%
 En caso de cubiertas de rejilla y persiana: ¡aprox 50%!

El tamaño de la abertura de entrada del aire puede ser un 10% aproximadamente menor que el de la abertura de salida, incluyendo los suplementos correspondientes a la cubierta.

Dimensionamiento de la abertura de entrada de aire

Se pretende determinar el tamaño de las aberturas de entrada y salida de aire, cubiertas con una rejilla sencilla.

Ejemplo

Datos:

Altura desde el suelo de la estación hasta el centro de la abertura de salida del aire: 3100 mm,
 Transformador según DIN 42 500, potencia nominal: 400 kVA, altura desde el suelo de la estación hasta el centro del transformador: 600 mm.

Resulta una diferencia de alturas $h = 2500$ mm (3100 mm—600 mm).

Tamaño necesario de la abertura de salida del aire según la figura 1.9/8	0,90 m ²
Suplemento correspondiente a una reja sencilla (10%)	<u>0,09 m²</u>
Tamaño de la abertura de salida del aire	<u>0,99 m²</u>
Tamaño de la abertura de entrada del aire	<u>0,90 m²</u>

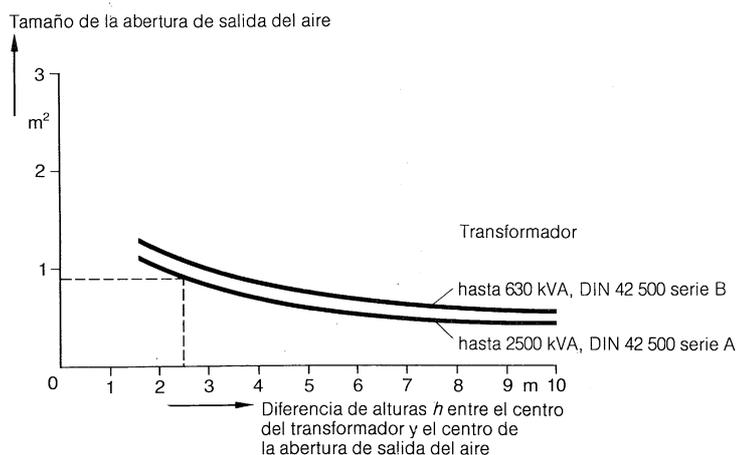


Figura 1.9/8 Dimensionamiento de la abertura de entrada del aire

1.9.4 Servicio

Servicio en paralelo

El servicio en paralelo se establece cuando hay varios transformadores conectados con los mismos sistemas de la red, tanto en el lado de entrada como en el de salida.

Se distingue entre:

- ▷ Servicio en paralelo de barras colectoras y
- ▷ servicio en paralelo de redes.

Para poder realizar un perfecto servicio en paralelo, especialmente cuando se trata de barras colectoras, han de cumplirse las siguientes premisas generales:

Premisas generales

Igual grupo de conexión

Para el servicio en paralelo de transformadores con grupos de conexión de igual indicativo, han de conectarse entre sí las bornas de igual designación. Los transformadores de los grupos de conexión con los indicativos 5 y 11 son apropiados para prestar servicio en paralelo, si las bornas están conectadas de la forma indicada en la tabla 1.9/7.

Igual relación de transformación nominal

Si hay tomas en los arrollamientos, los rangos nominales de ajuste de los transformadores han de ser iguales.

Tensiones nominales de cortocircuito aproximadamente iguales

(Estas no deben diferir en más del 10% en los transformadores que prestan servicio en paralelo). A ser posible, el transformador con la potencia nominal más reducida ha de tener la tensión nominal de cortocircuito mayor.

Tabla 1.9/7

Uniones de los bornes en transformadores con los grupos de conexión del mismo indicativo, por ejemplo, con los indicativos 5 y 11

Indicativo requerido	Indicativo existente	Conexión a las bornas	
		Tensión superior L1 L2 L3	Tensión inferior L1 L2 L3
5	5	1U 1V 1W	2U 2V 2W
	11	1U 1W 1V ó 1W 1V 1U ó 1V 1U 1W	2W 2V 2U 2V 2U 2W 2U 2W 2V
11	11	1U 1V 1W	2U 2V 2W
	5	1U 1W 1V ó 1W 1V 1U ó 1V 1U 1W	2W 2V 2U 2V 2U 2W 2U 2W 2V

Relación entre potencias nominales

En los transformadores a conectar en paralelo no debe ser mayor de 3:1.

En caso de servicio en paralelo en redes son admisibles mayores diferencias entre las relaciones de transformación nominales, las tensiones nominales de cortocircuito y las relaciones entre potencias, puesto que éstas se compensan mediante las impedancias de las redes.

También para el servicio en paralelo de breve duración, por ejemplo, al conmutar del servicio diurno al nocturno, son admisibles mayores divergencias entre las tensiones nominales de cortocircuito de los diversos transformadores que trabajan en paralelo. Cuando varios transformadores prestan servicio en paralelo hay que tener siempre cuidado de que ninguno de ellos se sobrecargue inadmisiblemente.

Para comprobar la correspondencia de fases se une la borna 2N del transformador que se desea conectar, con la barra colectora neutra N de la red, y a continuación se determinan con un voltímetro las bornas y los conductores activos que se correspondan. Si la conexión es correcta, el voltímetro no indicará tensión alguna.

Si las conexiones seleccionadas son incorrectas, los voltímetros indican valores que pueden llegar hasta el doble de la tensión entre fases.

Si son iguales las relaciones de transformación nominales de los transformadores conectados en paralelo, la carga total S_{tot} se distribuye de forma directamente proporcional a las potencias nominales S_N e inversamente proporcional a las tensiones nominales de cortocircuito u_z .

Comprobación de la correspondencia de fases en transformadores de distribución

Distribución de la carga en transformadores con igual relación de transformación nominal

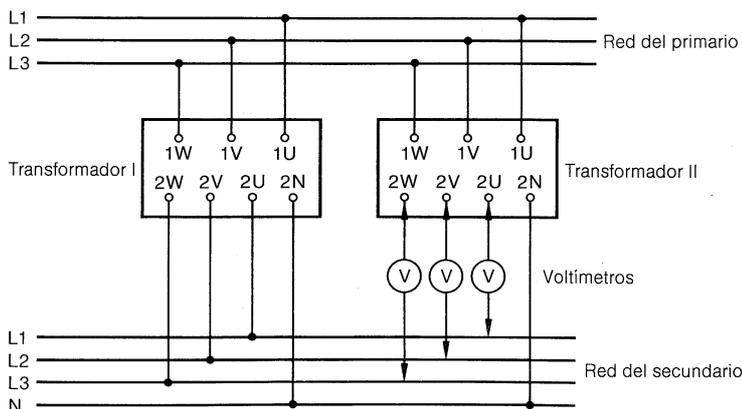


Figura 1.9/9
Comprobación de la correspondencia de fases en transformadores de distribución

1.9 Transformadores

La distribución de carga en caso de servicio en paralelo de barras colectoras se determina de manera aproximada con ayuda de las siguientes fórmulas:

$$S_1 = S_{\text{tot}} \cdot \frac{S_{N1}}{S_{N1} + S_{N2} + \dots} \cdot \frac{u_{zd}}{u_{z1}},$$

$$S_2 = S_{\text{tot}} \cdot \frac{S_{N2}}{S_{N1} + S_{N2} + \dots} \cdot \frac{u_{zd}}{u_{z2}},$$

$$S_3 = S_{\text{tot}} \cdot \frac{S_{N3}}{S_{N1} + S_{N2} + \dots} \cdot \frac{u_{zd}}{u_{z3}}.$$

Tensión media de cortocircuito:

$$u_{zd} = \frac{S_{N1} + S_{N2} + \dots}{\frac{S_{N1}}{u_{z1}} + \frac{S_{N2}}{u_{z2}} + \dots}$$

S_{tot}	Carga total en kVA	} de todos los transformadores en paralelo
u_{zd}	Tensión media de cortocircuito en %	

S_1, S_2, S_3	Carga en kVA	} del primer, segundo y tercer transformador en paralelo
S_{N1}, S_{N2}, S_{N3}	Potencia nominal en kVA	
u_{z1}, u_{z2}, u_{z3}	Tensión nominal de cortocircuito en %	

Ejemplo

Se pretende conectar en paralelo a barras colectoras de tensión superior e inferior tres transformadores con las potencias nominales $S_{N1} = 250$ kVA, $S_{N2} = 400$ kVA y $S_{N3} = 630$ kVA. Las tensiones nominales de cortocircuito son $u_{z1} = 3,6\%$, $u_{z2} = 4\%$, $u_{z3} = 4,4\%$. La carga total S_{tot} ha de ser igual a 1250 kVA.

$$u_{zd} = (S_{N1} + S_{N2} + S_{N3}) \cdot \left(\frac{S_{N1}}{u_{z1}} + \frac{S_{N2}}{u_{z2}} + \frac{S_{N3}}{u_{z3}} \right),$$

$$u_{zd} = (250 \text{ kVA} + 400 \text{ kVA} + 630 \text{ kVA}) \cdot \left(\frac{250 \text{ kVA}}{3,6\%} + \frac{400 \text{ kVA}}{4\%} + \frac{630 \text{ kVA}}{4,4\%} \right),$$

$$u_{zd} = 4,1\%.$$

$$S_1 = S_{\text{tot}} \cdot \frac{S_{N1}}{S_{N1} + S_{N2} + S_{N3}} \cdot \frac{u_{zd}}{u_{z1}},$$

$$S_1 = 1250 \text{ kVA} \cdot \frac{250 \text{ kVA}}{250 \text{ kVA} + 400 \text{ kVA} + 630 \text{ kVA}} \cdot \frac{4,1\%}{3,6\%},$$

$$S_1 \approx 278 \text{ kVA}.$$

$$S_2 = S_{\text{tot}} \cdot \frac{S_{N2}}{S_{N1} + S_{N2} + S_{N3}} \cdot \frac{u_{zd}}{u_{z2}},$$

$$S_2 = 1250 \text{ kVA} \cdot \frac{400 \text{ kVA}}{250 \text{ kVA} + 400 \text{ kVA} + 630 \text{ kVA}} \cdot \frac{4,1\%}{4\%},$$

$$S_2 \approx 400 \text{ kVA}.$$

$$S_3 = S_{\text{tot}} \cdot \frac{S_{N3}}{S_{N1} + S_{N2} + S_{N3}} \cdot \frac{u_{zd}}{u_{z3}},$$

$$S_3 = 1250 \text{ kVA} \cdot \frac{630 \text{ kVA}}{250 \text{ kVA} + 400 \text{ kVA} + 630 \text{ kVA}} \cdot \frac{4,1\%}{4,4\%},$$

$$S_3 \approx 572 \text{ kVA.}$$

$$S_1 \approx 278 \text{ kVA}$$

$$S_2 \approx 400 \text{ kVA}$$

$$\frac{S_3 \approx 572 \text{ kVA}}{S_{\text{tot}} \approx 1250 \text{ kVA}}$$

Esto significa que el transformador 1, con la menor tensión nominal de cortocircuito, queda sobrecargado en un 11% aproximadamente, mientras que el transformador 3 no presta servicio a plena carga.

Para aliviar el transformador 1, hay que reducir la carga total y repetir el cálculo. Disminuyendo la carga total, por ejemplo, a 1125 kVA, se obtiene la siguiente distribución de carga:

$$S_1 = 278 \text{ kVA} \cdot \frac{1125 \text{ kVA}}{1250 \text{ kVA}} = 250,2 \text{ kVA}$$

$$S_2 = 400 \text{ kVA} \cdot \frac{1125 \text{ kVA}}{1250 \text{ kVA}} = 360,0 \text{ kVA}$$

$$S_3 = 572 \text{ kVA} \cdot \frac{1125 \text{ kVA}}{1250 \text{ kVA}} = 514,8 \text{ kVA}$$

$$S_{\text{tot}} = 1125,0 \text{ kVA}$$

Reducción de la carga total en caso de servicio en paralelo

Ahora trabaja el transformador 1 a la potencia nominal aproximadamente, mientras que los transformadores 2 y 3 quedan sometidos a cargas inferiores a sus respectivas potencias nominales.

Si no es posible reducir la carga total, se puede elevar la tensión nominal de cortocircuito del transformador 1 preconnectando una bobina de reactancia en el lado de tensión inferior del transformador.

Preconexión de una bobina de reactancia en servicio paralelo

La conexión y desconexión de transformadores que prestan servicio en paralelo no se debe efectuar únicamente de acuerdo con la potencia requerida, sino tomando como base principalmente la mínima potencia de pérdidas de todos ellos.

Conexión y desconexión de transformadores en paralelo

Para las pérdidas totales de un transformador rige la fórmula:

$$P_v = P_0 + a^2 \cdot P_k \text{ (véase la pág. 419),}$$

de donde se deduce que dichas pérdidas se componen, por ejemplo, a media carga, de las pérdidas en vacío y de una cuarta parte de las pérdidas de cortocircuito medidas a plena carga. Como, por regla general, la relación entre las pérdidas en vacío y las de cortocircuito es de 1:5 aproximadamente, la suma de las pérdidas totales de dos transformadores de igual tamaño que trabajan en paralelo y a media carga, es considerablemente menor que las pérdidas totales de uno de ellos trabajando a plena carga.

1.9 Transformadores

Tabla 1.9/8
Sobrecarga admisible de transformadores de distribución refrigerados por líquido,
para un uso normal de su vida útil

K_2	Duración admisible de la sobrecarga en minutos para:			
	temperatura media del aire ambiente 10 °C (media diaria)	temperatura media del aire ambiente 20 °C (media diaria)	temperatura media del aire ambiente 30 °C (media diaria)	temperatura media del aire ambiente 40 °C (media diaria)
	$K_1 = \dots$	$K_1 = \dots$	$K_1 = \dots$	$K_1 = \dots$
	1,0 0,9 0,8 0,7 0,5 0,25	0,9 0,8 0,7 0,5 0,25	0,8 0,7 0,5 0,25	0,7 0,5 0,25
	t (min)	t (min)	t (min)	t (min)

Transformadores según DIN 42 500

1,1	admisible permanentemente						492	605	659	715	750	249	320	383	419	147	225	263
1,2	461	572	625	658	700	729	246	313	350	394	423	152	199	246	276	98	156	187
1,3	230	296	333	358	392	417	149	191	221	256	282	101	135	172	198	69	112	139
1,4	139	184	211	231	260	282	98	131	152	182	204	71	96	126	146	51	84	105
1,5	92	124	145	162	137	206	68	93	110	135	154	51	70	95	114	38	64	81
1,6	64	83	105	119	140	158	50	68	82	103	119	39	53	72	89	30	49	64
1,8	35	48	59	68	84	98	29	39	48	62	75	25	32	44	56	19	29	40
2,0	21	28	35	42	53	63	18	22	27	38	48	15	18	26	34	13	18	24

$K_1 = \frac{S_1}{S_N}$ carga previa referida a la potencia nominal,

$K_2 = \frac{S_2}{S_N}$ carga admisible referida a la potencia nominal,

t = duración de la sobrecarga en minutos.

Servicio económico en paralelo

Con una exactitud suficiente para la práctica, se puede añadir otro transformador ($n + 1$) cuando se haya alcanzado aproximadamente la mitad de la carga correspondiente a los transformadores que ya se encuentran prestando servicio en paralelo (figura 1.9/10). De esta forma se consigue un servicio bastante económico.

Los transformadores de distribución se pueden sobrecargar en función de la potencia permanente previa y de la temperatura media del aire ambiente.

De la tabla 1.9/8 se desprende la sobrecarga admisible de transformadores de distribución refrigerados por líquido para un uso normal de su vida útil y temperaturas medias del aire de 10 °C, 20 °C, 30 °C y 40 °C.

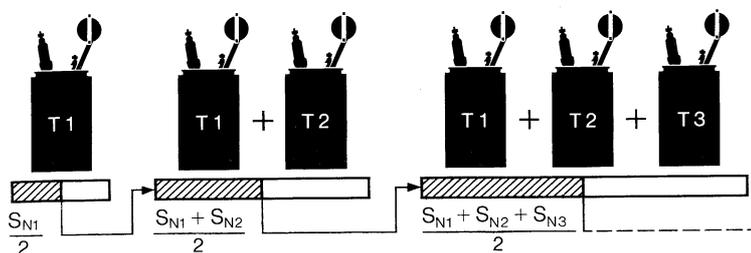


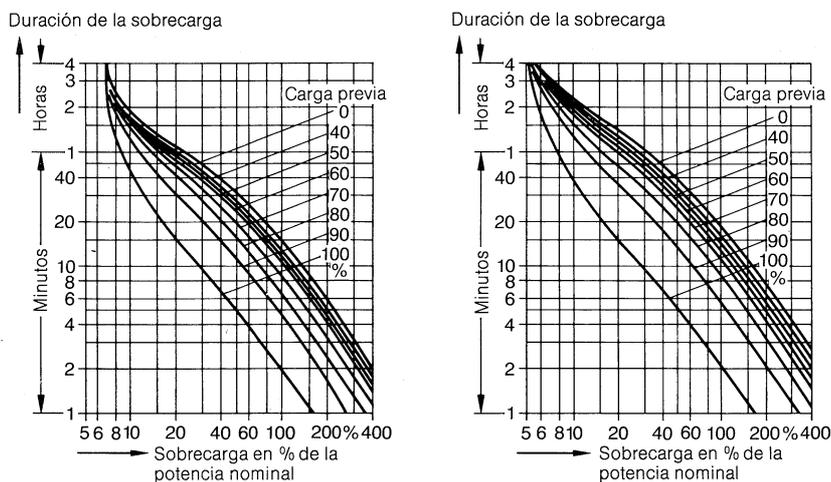
Figura 1.9/10 Servicio económico en paralelo

Un transformador de resina colada, diseñado en su margen nominal para una temperatura media del arrollamiento máxima admisible de 80/100 K¹⁾, puede ser sobrecargado hasta los límites establecidos sin que se sobrepase dicha temperatura, si prestó servicio con una cierta carga previa antes de comenzar el período de sobrecarga y/o la temperatura máxima ambiental no era mayor de 40 °C.

Sobrecarga de transformadores de resina colada

De las curvas a) y b) de la figura 1.9/11 se desprende la sobrecarga admisible de transformadores de resina colada con potencias nominales comprendidas entre 50 y 2500 kVA en función de la carga previa y de la duración de la sobrecarga.

¹⁾ Clase de material aislante B (80 K) para el arrollamiento de tensión superior y F (100 K) para el arrollamiento de tensión inferior



a) Transformadores GEA FOL de 50 a 315 kVA
sobretemperatura admisible 80/100 K¹⁾

b) 400 a 2500 kVA

Figura 1.9/11 Sobrecarga admisible de transformadores de resina colada

1.9 Transformadores

Tabla 1.9/9 Valores orientativos para el dimensionamiento de cartuchos fusibles HH

Potencia nominal del transformador kVA	Tensión de servicio				
	3 kV	6 kV	10 kV	20 kV	30 kV
	Intensidad nominal del cartucho fusible HH				
	A	A	A	A	A
50	40	25	16	10	6,3
75	63	40	25	16	10
100	63	40	25	16	10
125	63	63	40	25	16
160	100	63	40	25	16
200	100	63	40	25	16
250	100	63	40	25	16
315	100	63	40	25	16
400	—	63	63	25	25
500	—	100	63	40	25
630	—	100	63	40	25
800	—	100	100	40	—
1000	—	—	100	63	—

Protección contra cortocircuitos

Los transformadores de distribución con potencias nominales de hasta 1000 kVA aproximadamente se protegen contra cortocircuitos, en el lado de alta tensión, principalmente mediante fusibles HH. Cuando no se hayan de cumplir condiciones especiales de selectividad, los cartuchos fusibles se dimensionan según la tabla 1.9/9, considerando que el impulso máximo de la corriente de cierre en los transformadores de distribución no provoque la reacción de los fusibles (véase el capítulo 1.4.4).

Los transformadores de distribución con potencias nominales > 1000 kVA se protegen contra cortocircuitos, por el lado de alta tensión, mediante interruptores de potencia.

Protección contra sobrecargas

La protección contra sobrecargas se prevé en el lado de baja tensión del transformador. Los cartuchos fusibles NH o los disparadores de sobreintensidad con retardo térmico de los interruptores automáticos se eligen de acuerdo con la intensidad nominal I_N del transformador. De esta forma queda garantizada la selectividad entre el lado de tensión superior y el de tensión inferior (véase el capítulo 1.4.2).

Resistencia a los cortocircuitos

Los transformadores de distribución han de estar contruidos de tal forma que soporten, sin deteriorarse, los efectos de cortocircuitos externos, bajo las condiciones que a continuación se indican.

Intensidad permanente de cortocircuito I_k

La intensidad permanente de cortocircuito I_k de un transformador viene dada por la intensidad eficaz de la corriente que se establece en las bornas, una vez amortiguada la componente de corriente continua, en caso de producirse un cortocircuito en todos los polos del lado de salida. Se supone que la tensión de entrada permanece constante.

Si el transformador presta servicio a la tensión y frecuencia nominales y las tomas del arrollamiento están ajustadas a la conexión principal, la intensidad de la corriente permanente de cortocircuito I_k se calcula partiendo de la intensidad nominal I_N y de la tensión nominal de cortocircuito u_z según la fórmula:

$$I_k = I_N \cdot \frac{100\%}{u_z}$$

I_k Intensidad permanente de cortocircuito en A
 I_N Intensidad nominal en A
 u_z Tensión nominal de cortocircuito en %.

Cálculo

Al calcular las corrientes de cortocircuito que fluyen por las instalaciones, hay que tener en cuenta las resistencias de la red. En el capítulo 1.3 se expone el cálculo de las corrientes de cortocircuito en instalaciones trifásicas.

Los transformadores de potencia sólo pueden quedar sometidos durante cierto tiempo, fijado en VDE 0532 parte 5, al valor admisible de la intensidad permanente de $I_{k \text{ adm}}$ (véase la tabla 1.9/10).

Duración máxima admisible de los cortocircuitos

Tabla 1.9/10 Duración máxima admisible de los cortocircuitos

Potencia nominal del transformador S_N	Intensidad admisible permanente de cortocircuito $I_{k \text{ adm}}$	Tensión nominal de cortocircuito u_z	Duración máxima admisible del cortocircuito
kVA	A	%	s
hasta 630	$25 \cdot I_N$	4	2
superior a 630 hasta 2500	$16,7 \cdot I_N$	6	4

El impulso de la corriente de cortocircuito es determinante para la sollicitación dinámica del transformador y de los restantes medios de servicio de la instalación.

Impulso de la corriente de cortocircuito I_s

Para un transformador, el impulso de la corriente de cortocircuito I_s , viene dado por la intensidad máxima instantánea posible de la corriente en bornas, en caso de producirse un cortocircuito en todos los polos del lado de salida. El primer valor de pico es $\kappa \cdot \sqrt{2}$ veces mayor que la intensidad permanente de cortocircuito I_k .

El impulso de la corriente de cortocircuito I_s , con la que puede solicitarse un transformador, se calcula con ayuda de la fórmula

Cálculo

$$I_s = I_{k \text{ adm}} \cdot \kappa \cdot \sqrt{2}$$

I_s Impulso de la corriente de cortocircuito en A (valor de pico)

$I_{k \text{ adm}}$ Intensidad máxima admisible de la corriente permanente de cortocircuito en A (valor eficaz)

$\kappa \cdot \sqrt{2}$ Factor de choque.

El factor de choque $\kappa \cdot \sqrt{2}$ depende de la relación existente entre la reactancia X y la resistencia óhmica R , es decir, entre la tensión de dispersión u_x y la caída de tensión óhmica u_R del transformador (véase la tabla 1.9/11).

Factor de choque

Tabla 1.9/11 Factor de choque

X/R	1	1,5	2	3	4	5	6	8	10	15	25	50	∞
$\kappa \cdot \sqrt{2}$	1,51	1,63	1,75	1,95	2,09	2,19	2,28	2,38	2,46	2,56	2,66	2,75	2,83

1.9.5 Accesorios

Relé Buchholz	<p>El relé Buchholz indica la existencia de perturbaciones y daños internos, tales como:</p> <p>Pérdida de líquido de refrigeración y aislamiento; velocidad de circulación indebida de dicho líquido entre la cuba del transformador y el recipiente de expansión; formación de gases.</p> <p>El relé Buchholz se emplea generalmente en los transformadores con potencias nominales superiores a 315 kVA.</p>
Termómetros sencillos	<p>Los termómetros sencillos sirven para indicar directamente la temperatura de servicio de la capa superior del líquido de refrigeración y aislamiento.</p>
Termómetros de contacto	<p>Los termómetros de contacto sirven para indicar la temperatura de servicio de la capa superior del líquido de refrigeración y aislamiento, para señalar cuándo se alcanza una temperatura de servicio previamente ajustada y para el disparo automático de un interruptor al alcanzarse la temperatura límite admisible.</p>
Termómetros de aguja	<p>Los termómetros de aguja sirven para indicar la temperatura de servicio de la capa superior del líquido de refrigeración y aislamiento. Están provistos de contactos de alarma y desconexión para emitir señales. Se emplean cuando resulte difícil leer los valores indicados por termómetros sencillos y de contacto debido a las condiciones locales o a la altura del transformador.</p>
Sensores térmicos	<p>Los sensores térmicos ajustables emiten una señal de aviso cuando la temperatura del líquido de refrigeración y aislamiento alcanza un valor ajustado, o sirven para accionar un interruptor.</p>
Deshumificadores de aire	<p>La superficie del líquido de refrigeración y aislamiento en el recipiente de expansión está normalmente en contacto con el aire exterior, a través de una abertura de paso de aire. En climas con gran humedad del aire se recomienda disponer un deshumificador relleno de silicagel. De esta forma se impide la entrada de humedad, que reduce la capacidad de aislamiento.</p>
Indicadores magnéticos del nivel de aceite	<p>Controlan el nivel de aceite en los transformadores con líquido de refrigeración y recipiente de expansión.</p> <p>Cuando el nivel alcanza el valor inferior o el superior se dispara una señal de alarma, por ejemplo, en la sala de control, a través de la apertura o cierre de un contacto.</p>
Protección TUMETIC	<p>Se utiliza en los transformadores refrigerados por líquido sin recipiente de expansión.</p> <p>Al bajar el nivel de aceite o al formarse gas se emite una señal.</p>
Sistema de vigilancia de la temperatura en transformadores de resina colada	<p>Protege el arrollamiento del transformador de resina colada frente a calentamientos inadmisibles en caso de altas temperaturas ambientales o sobrecargas, y permite el total aprovechamiento de la potencia del transformador para cualquier tipo de ciclo de carga sin riesgo para el mismo. A menudo se incorporan dos sistemas de vigilancia: uno para alarma y otro para desconexión.</p> <p>Cada sistema de vigilancia consta de tres sensores de temperatura y un aparato de disparo. Los sensores de temperatura son resistencias dependientes de la temperatura, dispuestas en serie en los tres arrollamientos de tensión inferior. El incremento de la resistencia causa una conmutación de los contactos (1 de cierre + 1 de apertura) del aparato de disparo necesario para la vigilancia. Este se incorpora por conveniencia en el cuadro eléctrico de media o baja tensión. No es admisible su montaje junto al transformador, debido a que la temperatura ambiente para el aparato de disparo está limitada a 55 °C.</p>

En caso de tensiones de prueba ≥ 8 kV para los arrollamientos de tensión inferior debe preverse, para la vigilancia de la temperatura, un transformador de separación entre el sensor y el aparato de disparo.

1.9.6 Mantenimiento

Los trabajos de mantenimiento sólo se deben efectuar estando el transformador desconectado; las bornas deben ponerse a tierra.

Transformadores de resina colada

Los transformadores de resina colada están prácticamente exentos de mantenimiento y no necesitan secarse antes de la puesta en servicio ni incluso en caso de condensaciones.

Al irse a renovar el recinto de servicio debe cubrirse cuidadosamente el transformador de resina colada después de su desconexión y puesta a tierra, para protegerlo de suciedad, pintura, humedad y daños mecánicos. Una vez finalizados los trabajos de albañilería y pintura debe ventilarse bien el recinto y, si es necesario, caldearlo.

Renovación del recinto de servicio

Transformadores con líquido de refrigeración y aislamiento

La clase de líquido de los transformadores se puede deducir de la designación de tipos indicada en la placa de características. El mantenimiento de estos transformadores comprende la observación del nivel de líquido en las mirillas, el control de las juntas y de la capa de pintura, la comprobación de la humedad y de las pérdidas del líquido de refrigeración y aislamiento y, dado el caso, el control del silicagel en el deshumidificador.

Nivel del líquido, juntas y capa de pintura

Los transformadores sin recipiente de expansión en ejecución herméticamente cerrada están, por lo general, exentos de mantenimiento. Basta con efectuar de vez en cuando un control de las juntas y de la capa de pintura.

Para comprobar el estado del líquido de refrigeración y aislamiento debe extraerse una muestra según CEI 475/VDE 0370 parte 3. Para que el resultado de la prueba corresponda al estado real del líquido es preciso tomar la muestra con gran cuidado y limpieza:

Toma de muestras

- ▷ Deben utilizarse, por ejemplo, botellas de 1 ó 2 litros de capacidad, de vidrio marrón o de vidrio transparente inactivo con tapones esmerilados, o botellas de aluminio estirado con tapones roscados resistentes al aceite, por ejemplo, de politetrafluoretileno.
- ▷ Antes de su utilización debe limpiarse a fondo la botella y secarse bien.
- ▷ El dispositivo de purga se tiene que limpiar y secar esmeradamente. Antes de tomar la muestra deben dejarse salir 4 litros del líquido, que se vierten en un recipiente.
- ▷ Antes de tomar la muestra debe llenarse la botella aproximadamente hasta la mitad con líquido de aislamiento y enjuagarse bien con él.

1.9 Transformadores

Tensiones disruptivas

Con la muestra se determina la tensión disruptiva según VDE 0370 parte 1, siendo la distancia entre los electrodos de 2,5 mm. Con cada muestra se deben realizar seis ensayos de descarga. Después de cada uno de éstos se hace una pausa de dos minutos aproximadamente. La tensión disruptiva viene dada por la media aritmética de las 6 medidas, en kV, redondeada a 1 kV.

Para aceites de servicio en transformadores de hasta 30 kV, la tensión disruptiva según VDE 0370 parte 2, debe ser, como mínimo, de 30 kV.

Si las tensiones medidas son inferiores a dicho valor mínimo, debe secarse el líquido de refrigeración y aislamiento (eventualmente, la totalidad del transformador) mediante un calentamiento al vacío.

Los fabricantes de transformadores y las grandes compañías de distribución de energía disponen de aparatos adecuados, estacionarios o transportables, para efectuar dicho tratamiento.

Además, debe comprobarse la pureza de la muestra, eventualmente, la existencia de barrillo soluble en cloroformo y valor de neutralización.

Si el aceite está tan envejecido que contiene cantidades significativas de barrillo soluble en cloroformo o su valor de neutralización se ha incrementado por encima de 0,5 mg KOH/g, entonces se recomienda según VDE 0370 parte 2, cambiar el aceite.

Recarga

Si hay fugas de líquido de refrigeración y aislamiento hay que añadir nuevo líquido de la misma clase que el original. Se recomienda comprobar la tensión disruptiva del aceite nuevo antes de su utilización.

Pintura

A los transformadores y a sus accesorios se les aplican varias capas de pintura resistente, que en la mayoría de los casos son las siguientes:

- ▷ Imprimación de adherencia (sólo en caso de cincado al fuego),
- ▷ Imprimación, en capas de bastante espesor,
- ▷ Capa intermedia,
- ▷ Acabado.

El mantenimiento comprende esencialmente el cuidado y la renovación de la capa de acabado.

Si se producen daños de importancia en la pintura, conviene consultar al fabricante del transformador. Los retoques se deben efectuar, a ser posible, con las pinturas originales.

1.10 Estaciones de transformación

1.10.1 Estaciones pequeñas con transformadores de hasta 1000 kVA de potencia nominal para redes de distribución de hasta 24 kV

Las estaciones pequeñas de transformación de la serie 8FB1 se utilizan para:

Aplicación

- ▷ Abastecimiento público de energía eléctrica (baja tensión) en centros de carga
- ▷ Abastecimiento industrial, en especial, consumidores especiales
- ▷ Lugares de emplazamiento con mucha humedad del aire e influencias ambientales extremadas.

La instalación se efectúa al aire libre (figura 1.10/1).

La estación pequeña consta de la base, asentada en el terreno, y de la parte superior de chapa de acero.

Constitución de la estación

La base consiste en una cubeta de hormigón (simultáneamente, superficie de asiento para el transformador) y dos soportes de chapa atornillados, enfrentados. Debido a ello, la base es extremadamente estable y resistente a la torsión. En lo que respecta a su forma, puede construirse de distinta manera según se deseen estaciones pequeñas en ejecución estrecha o ancha (figura 1.10/2).

Los soportes que sobresalen de la cubeta de hormigón sirven como superficie de apoyo y fijación para los armarios de alta y baja tensión, así como para la compartimentación de los recintos de entrada de cables. La figura 1.10/3 muestra la estructura básica de una estación pequeña.

La parte superior en chapa de acero, situada por encima del terreno, está dividida en tres partes:

- ▷ Armario de alta tensión con techo y puerta de dos hojas,
- ▷ recinto del transformador con techo y dos paredes de ventilación,
- ▷ armario de baja tensión con techo y puerta de dos hojas.

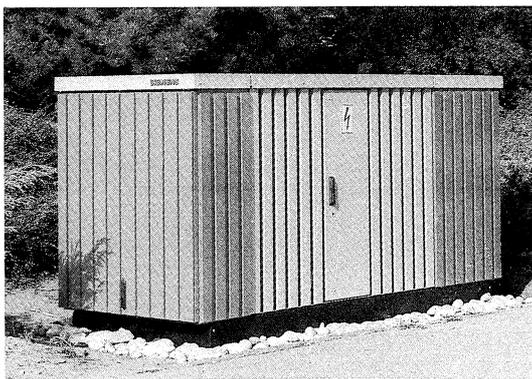
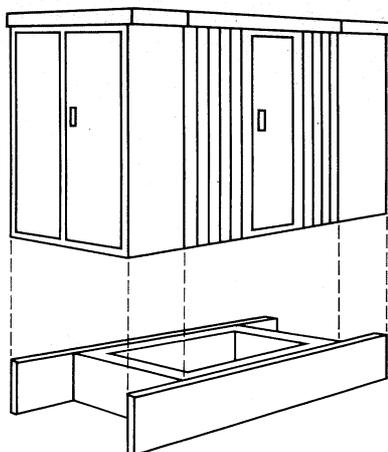


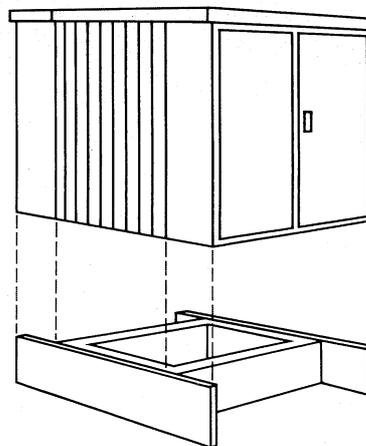
Figura 1.10/1

Estación pequeña de transformación 8FB10, con puerta de control en la pared de ventilación y paneles decorativos en las paredes laterales de los armarios y en las puertas de los mismos

1.10 Estaciones de transformación

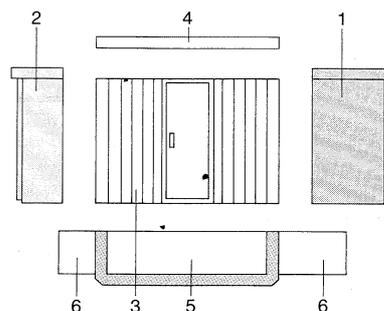
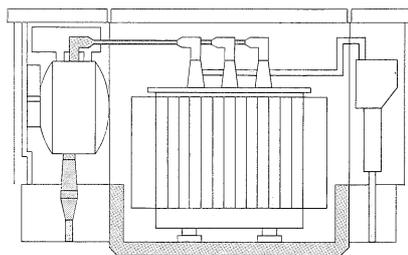


Ejecución estrecha para:
Pequeñas distribuciones de baja tensión
Transformadores DIN de potencias nominales de hasta 630 ó 1000 kVA
Cuadro de maniobra bajo carga, aislado por SF₆, 8DJ10



Ejecución ancha para:
Grandes distribuciones de baja tensión
Transformadores DIN de potencias nominales de hasta 630 ó 1000 kVA
Cuadro de maniobra bajo carga, aislado por SF₆, 8DJ10, con módulo de ampliación

Figura 1.10/2 Combinación de base y parte superior de chapa de acero



- | | |
|--|--|
| <p>1 Armario de alta tensión con cuadro eléctrico de maniobra bajo carga 8DJ10</p> <p>2 Armario de baja tensión con distribución de baja tensión</p> <p>3 Recinto del transformador con paredes de ventilación</p> | <p>4 Techo desmontable del recinto del transformador</p> <p>5 Cubeta de hormigón para el transformador</p> <p>6 Soportes de chapa para los armarios de alta y baja tensión</p> |
|--|--|

Figura 1.10/3 Estructura básica de una pequeña estación transformadora

La construcción de los distintos módulos se ajusta en alto grado a las siguientes técnicas:

- ▷ Remaches en vez de soldadura, para evitar la destrucción de las capas protectoras de cinc de la chapa de acero,
- ▷ pintura en polvo en vez de pintura líquida, para conseguir una protección de alta calidad contra la corrosión, resistente a los arañazos, particularmente en los cantos más vulnerables de las chapas.

La carcasa de la subestación está especialmente desarrollada para el montaje de los cuadros eléctricos de maniobra bajo carga, aislados por SF₆, 8DJ10 (véase el capítulo 1.7.2). Para tensiones nominales de 12 kV y en los tipos de estaciones con armarios anchos de alta tensión puede incorporarse, opcionalmente, también el conjunto de aparatos de maniobra aislado por aire 8AS10 (GH31K) (véase el capítulo 1.7.2).

Cuadro de maniobra bajo carga de alta tensión

Los cuadros eléctricos bajo carga 8DJ10, en sus ejecuciones básicas para 12 y 24 kV, tienen las mismas dimensiones. Están diseñados para tres derivaciones; dos derivaciones de cables en anillo y una derivación de transformador con cartuchos fusibles HH (figura 1.10/4).

Los cartuchos fusibles HH están dispuestos en la parte superior de la instalación, en tres cajas de resina colada blindadas unipolarmente, sobre patines extraíbles (figura 1.10/5).

El transformador (como máximo, de 1000 kVA) está dispuesto en el interior de la cubeta de hormigón, fijado al suelo. Las paredes de ventilación a ambos lados del recinto del transformador tienen laminillas de chapa de acero dispuestas en forma laberíntica y, por ello, impiden la introducción de objetos alargados.

Recinto del transformador

En cada pared de ventilación puede disponerse una puerta de control con cerradura. Si la radiación solar es intensa puede reducirse el calentamiento del recinto del transformador mediante un falso techo.

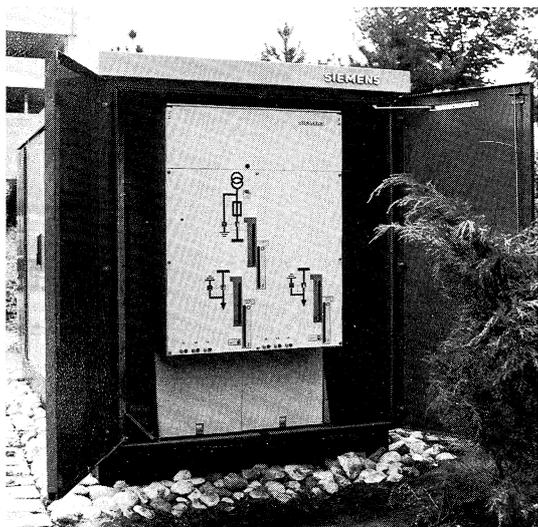


Figura 1.10/4
Armario de alta tensión con cuadro eléctrico 8DJ10, aislado por SF₆

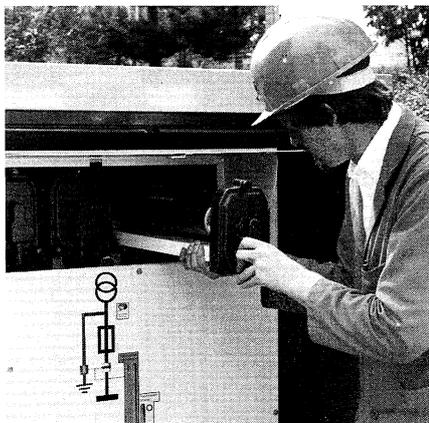


Figura 1.10/5
Patín con cartucho fusible HH

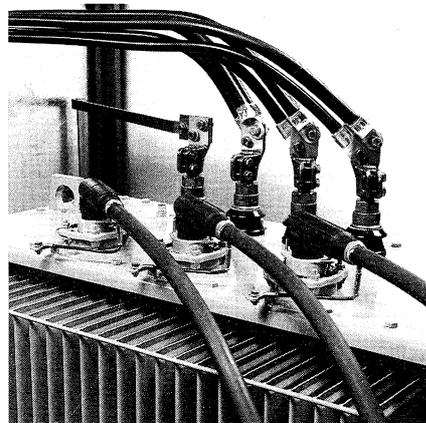


Figura 1.10/6
Conexión de alta tensión del transformador con conectores angulares para cables; la de baja tensión, con bridas para cables y cables paralelos con aislamiento de plástico

El transformador se conecta al cuadro 8DJ10 a través de tres cables con aislamiento plástico de un solo conductor. En el cuadro se realiza la conexión a través de conectores acodados y, al transformador, a través de conectores acodados o terminales desnudos con caperuzas de protección (figura 1.10/6).

Distribuciones de baja tensión

La distribución de baja tensión con alimentación, barras colectoras y salidas consiste en una chapa de montaje sobre las que se disponen todos los aparatos. La chapa de montaje se atornilla a la pared posterior del armario de baja tensión.

El interruptor de acometida se dispone en el centro de la chapa de montaje de aparatos, para conseguir la carga óptima de las barras colectoras.

En la parte superior del armario de baja tensión se encuentra, además, una chapa de soporte para los voltímetros y amperímetros. A la izquierda y derecha del interruptor de acometida se tiene suficiente espacio para contadores y relés.

Los cables de derivación pueden conectarse a las regletas de fusibles NH o seccionadores con fusibles NH de hasta un máximo de 630 A de intensidad nominal por cada derivación. La sección máxima admisible de los conductores en los cables de derivación es de 300 mm². La figura 1.10/7 muestra una distribución de baja tensión en la caseta de la estación 8FB10.

Dimensiones

Las casetas de las estaciones tienen diferentes dimensiones en lo que respecta a su longitud y anchura, debido a su planta variable y a su clasificación “hasta 630 kVA” y “hasta 1000 kVA”.

La altura sobre el suelo es de 1700 mm aproximadamente.

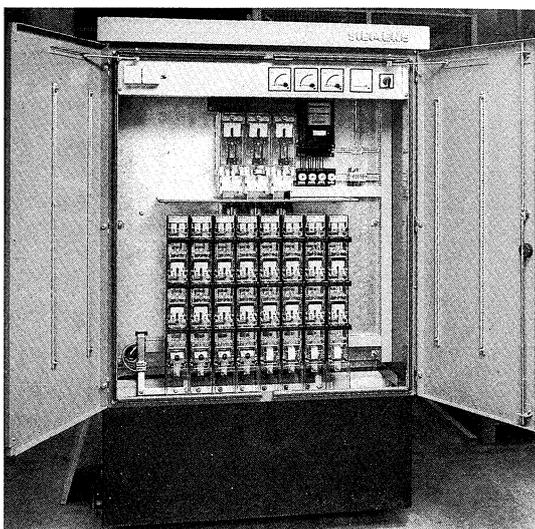


Figura 1.10/7
Distribución de baja tensión en
una caseta de la estación
8FB10

Las tonalidades standard de los colores de las casetas de las estaciones son, interior y exteriormente, las siguientes:

Diseño

- ▷ RAL 1019 (gris — beige) para las paredes de ventilación y techos,
- ▷ RAL 8025 (marrón pálido) para los armarios de alta y baja tensión.

Las superficies lisas de chapa de los armarios pueden decorarse mediante paneles superpuestos, en concordancia con las láminas de ventilación (véase la figura 1.10/1).

1.10.2 Estaciones tipo container, terminadas en fábrica

Son una variante económica de las ejecuciones usuales de las estaciones eléctricas y de transformación, así como de las destinadas a edificios con equipos de abastecimiento, donde estén ubicadas oficinas de correos, ferrocarriles u otras instituciones.

Aplicación

Suponen el recinto eléctrico de servicio ideal para cuadros eléctricos de alta y baja tensión, armarios de control, equipos de protección, distribuciones de corriente continua, eventualmente, transformadores y otros equipos.

El tiempo y costes de desarrollo del proyecto se reducen drásticamente. Las estaciones tipo container presentan las siguientes ventajas:

- ▷ Se suministran terminadas en fábrica y sólo requieren ser instaladas y conectadas externamente.
- ▷ Son adaptables al espacio disponible y pueden instalarse también unas junto a otras.
- ▷ No afectan a la planificación de edificios y no requieren medidas de envergadura en lo que se refiere a la obra civil; pueden instalarse incluso en aquellos puntos donde el montaje de un edificio eléctrico pueda causar dificultades.
- ▷ Pueden equiparse con aparatos de calefacción y climatizadores, así como con ventanas y ventiladores.

1.10 Estaciones de transformación

- ▷ Son de instalación universal. El lugar de emplazamiento puede cambiarse en cualquier momento a corto plazo y sin dificultades.
- ▷ Están estandarizadas, por lo cual, todos los procesos de licenciamiento son más sencillos.
- ▷ Son económicas y de suministro rápido; se pueden transportar y embarcar fácilmente.
- ▷ Pueden pintarse del color que vaya mejor a las condiciones locales.
- ▷ El tiempo hasta su puesta en servicio se acorta por una fabricación racionalizada, equipamiento rápido y pruebas funcionales en taller.
- ▷ Los tiempos y costes de transporte, instalación, conexión y puesta en servicio son reducidos.

Visión de conjunto	Existen las siguientes series de estaciones tipo container terminadas en fábrica:
Serie 8FF11	Cuadro eléctrico tipo container con paneles exteriores lisos,
Serie 8FF12	Cuadro eléctrico tipo container con paredes exteriores de perfil de acero soldado herméticamente,
Serie 8FF13	Container especial para adaptación individual, con pequeñas dimensiones y peso reducido,
Serie 8FF14	Container especial para grandes proyectos con dimensiones extralargas.

La figura 1.10/8 muestra un cuadro eléctrico tipo container de la serie 8FF11.

Transporte

El transporte se realiza por carretera, ferrocarril o barco. Para la carga y descarga pueden utilizarse los cuatro cáncamos, atornillados a ambas vigas transversales del techo. Adicionalmente se atornillan cuatro tirantes diagonales a cada uno de los lados, que pueden desmontarse después de la descarga.

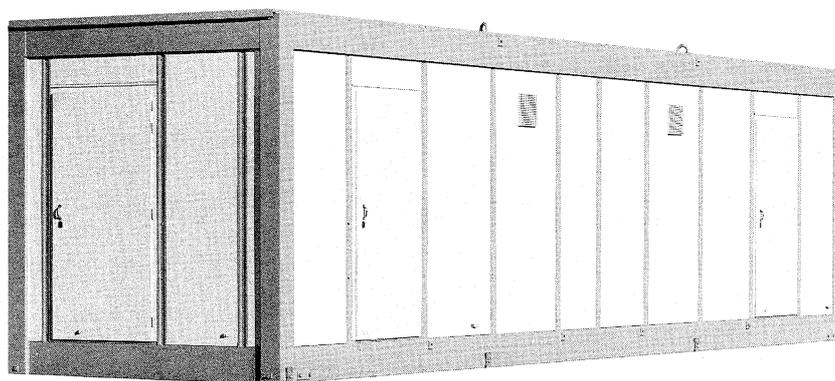


Figura 1.10/8 Cuadro eléctrico tipo container de la serie 8FF11

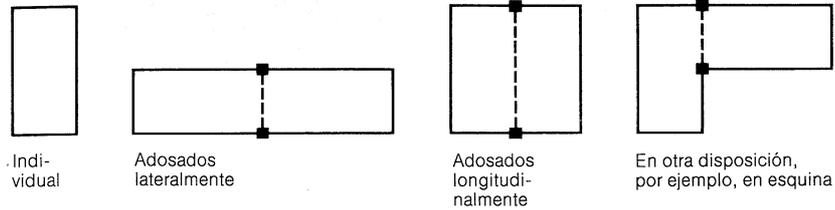


Figura 1.10/9 Instalación de grupos de containers

Las estaciones tipo container se suministran listas para su conexión con todos los aparatos y equipos instalados (también con el transformador).

La instalación de los containers se efectúa preferentemente de forma individual. En caso de instalarse varios containers son usuales las disposiciones que se muestran en la figura 1.10/9. Pueden suprimirse entonces, total o parcialmente, dos paredes laterales longitudinales o transversales. Las aberturas que quedan en el container se cubren para el transporte por tierra mediante tableros de aglomerado y para el transporte con barco mediante un embalaje marítimo adecuado.

Instalación

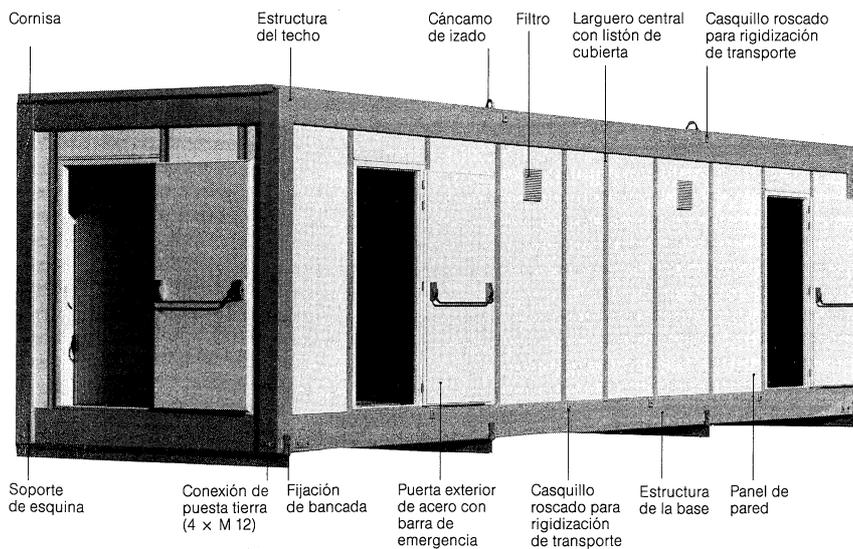
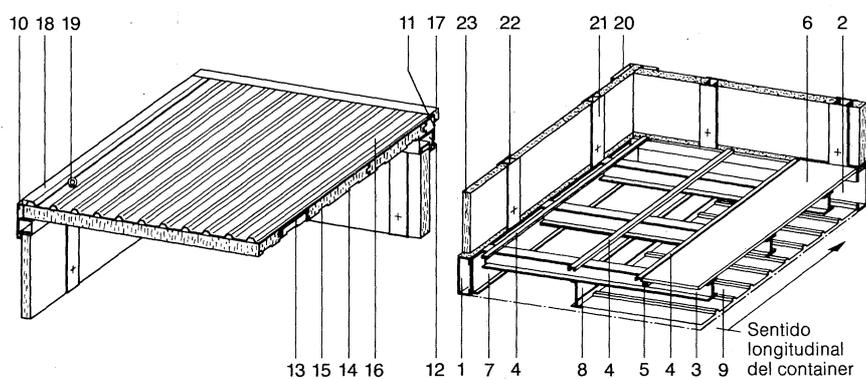


Figura 1.10/10 Constitución básica de un cuadro eléctrico tipo container "por fuera"

1.10 Estaciones de transformación

- Constitución** Los container utilizados son estructuras soldadas con paneles murales incorporados, cuya anchura puede establecerse en función de las dimensiones de los equipos internos.
- Las puertas pueden disponerse arbitrariamente.
- Las figuras 1.10/10 y 1.10/11 muestran la estructura básica de un container “por fuera” y “por dentro”.
- Accesorios** Se dispone de los siguientes accesorios:
- ▷ Paredes interiores/puertas para paredes interiores,
 - ▷ Ventilación del recinto del transformador,
 - ▷ Filtro y ventilador para el filtro,
 - ▷ Calefacción,
 - ▷ Aparatos climatizadores,
 - ▷ Techo parasol,
 - ▷ Ventanas.
- Dimensiones** Las dimensiones del container vienen fijadas por 5 longitudes, 4 anchuras y 4 alturas, pudiéndose combinar entre sí las distintas longitudes, anchuras y alturas.
- Dimensiones interiores:
- Longitud 5742/7240/8738/10236/11734 mm
 Anchura 2778/2996/3206/3420 mm
 Altura 2500/2750/3250/3500 mm
- Dimensión exterior = dimensión interior + ×
- Para longitud y anchura × = 208 mm
 Para altura × = 520 mm



- | | | |
|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| 1 Bastidor longitudinal del suelo | 10 Bastidor longitudinal de techo | 17 Embellecedor transversal de techo |
| 2 Bastidor transversal del suelo | 11 Bastidor transversal de techo | 18 Embellecedor longitudinal de techo |
| 3 Viga transversal | 12 Bastidor de chapa | 19 Cánamo de izado |
| 4 Viga longitudinal | 13 Viga transversal | 20 Soporte de esquina |
| 5 Soportes longitudinales | 14 Placas de techo, parte interna | 21 Larguero central |
| 6 Planchas de suelo | 15 Lana mineral | 22 Listón de cubierta |
| 7 Angular de apoyo | 16 Placas de techo, parte externa | 23 Panel mural |
| 8 Doble angular de apoyo | | |
| 9 Chapas corrugadas de suelo | | |

Figura 1.10/11 Constitución básica de un cuadro eléctrico tipo container “por dentro”

Ejemplos de proyecto

Los cuadros eléctricos tipo container de la serie 8FF11 están diseñados principalmente para el montaje de cuadros de interruptores de potencia de alta tensión (véase el capítulo 1.7), incluyendo los equipos auxiliares eventualmente necesarios. No son sustitutivos de las estaciones transformadoras de la red (véanse los capítulos 1.10.1 y 1.10.3), que sirven, en especial, para el abastecimiento eléctrico de redes de baja tensión. Los cuadros eléctricos tipo container están diseñados estáticamente de tal forma que, además de los cuadros eléctricos propiamente dichos, pueden instalarse también eventualmente transformadores especiales.

Ejemplo 1

Cuadro de interruptor de potencia 8DA10 de hasta 36 kV (véanse las dimensiones en el capítulo 1.7.2, página 359)

Aislamiento por SF₆, blindaje metálico unipolar, con siete derivaciones de cables; Anchura de sección 600 mm

Container serie 8FF11

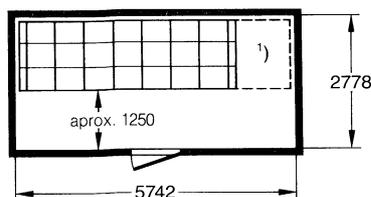
Paneles murales extraíbles hacia afuera; acceso posterior necesario para la conexión de cables.

Dimensiones interiores del container

Longitud 5742 mm

Anchura 2778 mm

Altura 2500 mm



1) Espacio libre de una anchura aproximada de 1200 mm; aprovechamiento para equipos auxiliares (recinto lateral) o dos cuadros eléctricos adicionales.

Ejemplo 2

Cuadro de interruptor de potencia extraíble 8BJ20 de hasta 12 kV (véanse las dimensiones en el capítulo 1.7.2, página 363)

Aislado por aire, blindado metálicamente, compartimentación parcial, con siete derivaciones de cables; anchura de sección 800 mm

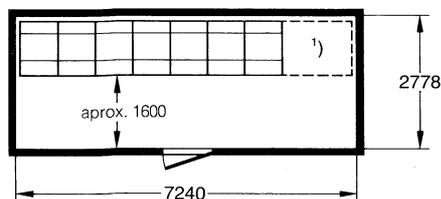
Container serie 8FF11

Dimensiones interiores del container

Longitud 7240 mm

Anchura 2778 mm

Altura 2750 mm



1) Espacio libre de una anchura aproximada de 1500 mm; aprovechamiento para equipos auxiliares (recinto lateral) o un cuadro eléctrico adicional. En caso dado, elegir un container más corto (5742 mm).

Ejemplo 3

Cuadro de interruptor de potencia extraíble 8BK20 de hasta 12 kV (véanse las dimensiones en el capítulo 1.7.2, página 367)

Aislado por aire, blindado y compartimentado metálicamente, con siete derivaciones de cables; conexión por la parte posterior; Anchura de sección 800 mm

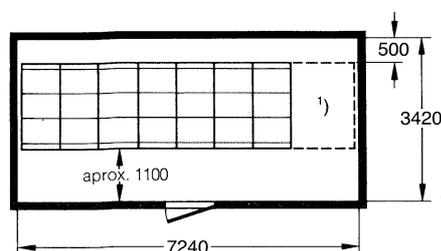
Container serie 8FF11

Dimensiones interiores del container

Longitud 7240 mm

Anchura 3420 mm

Altura 2750 mm



1) Espacio libre de una anchura aproximada de 1500 mm; aprovechamiento para equipos auxiliares (recinto lateral) o un cuadro eléctrico adicional. Eventualmente elegir un container más corto (5742 mm).

1.10.3 Estaciones transformadoras para centros de carga de hasta 12 kV ó 24 kV y para transformadores de potencias nominales comprendidas entre 400 kVA y 1250 kVA

Aplicación	Las estaciones transformadoras para centros de carga se utilizan para la distribución descentralizada de energía en centros de consumo de grandes edificaciones, almacenes, factorías industriales, talleres y otros centros fabriles.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">▷ Instalación en centros de trabajo accesibles en general (en interiores) según VDE 0100, VDE 0101 y VDE 0660 parte 500, en virtud de<ul style="list-style-type: none">— Un blindaje adecuado de los medios de servicio eléctricos y empleo de transformadores de resina colada GEAFOF.— Las medidas incorporadas en los componentes de la estación transformadora para la protección de las personas, que permiten no sólo un servicio y trabajo seguro en la estación, sino que limitan también los efectos directos de un arco eléctrico perturbador, estando cerradas las puertas, de forma que se evitan los riesgos directos de las personas que se encuentren en las proximidades de la estación.▷ Inocuidad ambiental y gran flexibilidad por el empleo de transformadores de resina colada GEAFOF. Aplicando ventilación forzada, sobrecargable permanentemente con potencias de hasta un 140% de la nominal. Ello implica reservas de potencia para puntas de carga de larga duración o servicio de emergencia sin sobredimensionamiento de los transformadores.▷ Poco espacio necesario por su configuración compacta y variable.▷ Proyecto sencillo por el empleo de componentes estandarizados y de tipo aprobado.
Constitución	<p>La estación transformadora contiene los siguientes componentes:</p> <ul style="list-style-type: none">▷ Bloque de aparatos de maniobra de alta tensión▷ Transformador de resina colada GEAFOF con carcasa▷ Cuadro eléctrico de baja tensión 8PU.007 <p>La alimentación de alta tensión se puede realizar también sin el bloque de aparatos de maniobra de alta tensión. En el terminal de tensión superior del transformador de resina colada GEAFOF se conecta entonces un interruptor de puesta a tierra con poder de cierre.</p> <p>En la figura 1.10/12 se muestra la constitución básica de la estación transformadora 8FA, a base de los esquemas eléctricos básicos. Estos difieren sustancialmente según el tipo de alimentación de alta tensión. El cuadro eléctrico de baja tensión puede equiparse según se desee, dependiendo de la potencia nominal del transformador.</p>
	<p><i>Bloque de aparatos de maniobra de alta tensión</i></p> <p>Es un armario eléctrico blindado en chapa de acero, para acometidas de líneas radiales o de cables en anillo (figura 1.10/13).</p>
Combinaciones de aparatos	Contiene, para la acometida de cables radiales, una combinación de aparatos consistente en un seccionador bajo carga para el transformador, con fusibles HH incorporados, como protección contra cortocircuitos, y para la acometida de cables en anillo se montan adicionalmente otros dos seccionadores bajo carga (véase la figura 1.10/12).

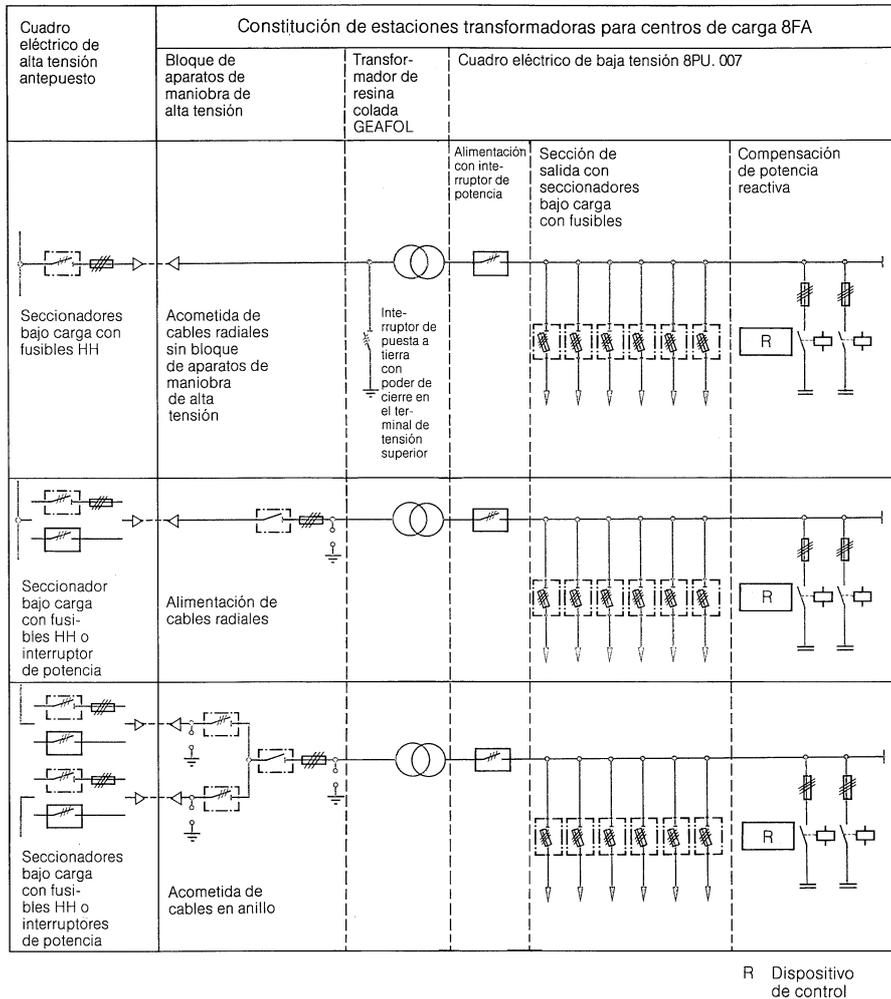


Figura 1.10/12 Esquemas eléctricos básicos de las estaciones transformadoras para centros de carga 8FA

En los seccionadores bajo carga para el transformador y los cables se ha previsto un dispositivo de puesta a tierra constituido por casquillos y barra de puesta a tierra.

Dispositivo de puesta a tierra

Para la protección contra errores de maniobra pueden equiparse los seccionadores bajo carga con interruptores auxiliares para fines de enclavamiento; además, es posible el adosar a los seccionadores bajo carga para cables, interruptores de puesta a tierra con poder de cierre, con enclavamiento mecánico (figura 1.10/13).

Seguridad de servicio

En la parte posterior del bloque de aparatos de maniobra de alta tensión existe un canal por el que se establece el alivio de presión hacia arriba en caso de defecto.

Medidas contra los efectos de arcos eléctricos perturbadores

1.10 Estaciones de transformación

Pruebas bajo arcos perturbadores	El bloque de aparatos de maniobra de alta tensión se ha probado según la directriz PEHLA N ^o 2 para verificar su resistencia contra arcos eléctricos perturbadores, cumpliéndose lo referente a los criterios 1 a 5 aquí señalados.	
Conexión de cables	Los cables de alta tensión se llevan al bloque de aparatos de maniobra desde abajo.	
Conexión del transformador de resina colada GEAFOI	La unión entre el seccionador bajo carga del transformador y el propio transformador de resina colada GEAFOI se establece con cables prefabricados de un solo conductor. Las dimensiones del bloque de aparatos de maniobra de alta tensión para alimentación de cables radiales o en anillo se desprenden de la figura 1.10/14.	
Determinaciones	El bloque de aparatos de maniobra de alta tensión satisface las exigencias de VDE 0101.	
Datos técnicos	Nivel de aislamiento según VDE 0111	hasta 12 kV, lista 2 hasta 24 kV, lista 2
	Intensidad nominal de servicio	Seccionador bajo carga del transformador, 400 A Seccionador bajo carga para cables, hasta 630 A
	Impulso de la corriente de cortocircuito	40 kA (valor de pico)
	Dimensión máxima "e" de los fusibles (véase el capítulo 1.5.3, figura 1.5/2)	hasta 12 kV, 292 mm hasta 24 kV, 442 mm
	Clase de protección según DIN 40 050 o publicación CEI 529	IP 40
	Pintura	RAL 7032 (gris guijarro)

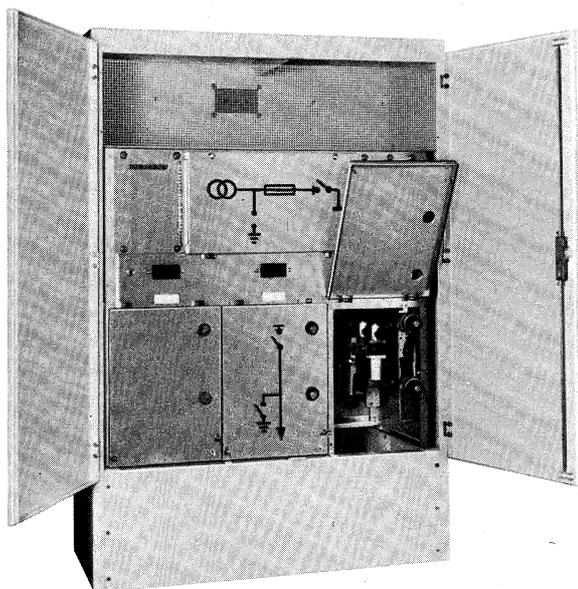
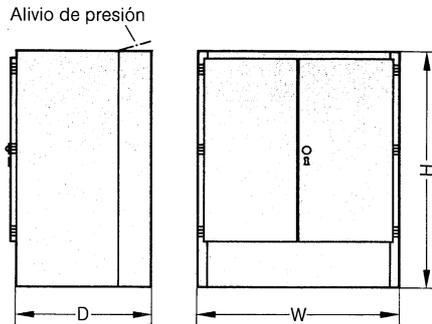


Figura 1.10/13
Bloque de aparatos de maniobra de alta tensión de hasta 12 kV, lista 2; seccionador bajo carga para cables con interruptor de puesta a tierra



Alta tensión	Dimensiones en mm		
	Anchura (B)	Altura (H)	Profundidad (T)
Hasta 12 kV, lista 2	1470	2200	960
Hasta 24 kV, lista 2	1735	2200	1130

Dimensiones

Figura 1.10/14 Dimensiones del bloque de aparatos de maniobra de alta tensión

Transformador de resina colada GEA FOL

Es un transformador seco, cuyo aislamiento consiste en una mezcla de resina epoxídica y polvo de cuarzo, material inócuo para el medio ambiente, que hace los arrollamientos libres de mantenimiento, a prueba de humedad y aptos para climas tropicales y, además, de combustión difícil y autoextinguible. No genera gases tóxicos ni aún bajo los efectos del arco eléctrico.

Los transformadores de resina colada satisfacen VDE 0532 parte 1, y la Publicación CEI 76-1, así como DIN 42 525.

Determinaciones

En el capítulo 1.9 pueden verse otros detalles sobre los transformadores de resina colada.

En las estaciones transformadoras pueden utilizarse transformadores de resina colada con potencias nominales desde 400 kVA hasta 1250 kVA.

Potencias nominales disponibles y datos técnicos

Si se instalan transformadores de resina colada en los cubículos para los transformadores debe reducirse la potencia nominal en servicio AN (ventilación natural) o con los ventiladores del techo desconectados, en servicio AF (ventilación forzada) en un 10%.

En servicio AF con ventiladores conectados puede incrementarse la potencia del transformador de resina colada a un 140% de la nominal.

Debido a ello puede dimensionarse el transformador para el caso de carga normal, mientras que las puntas de carga y el servicio de emergencia quedan cubiertos en operación AF.

1.10 Estaciones de transformación

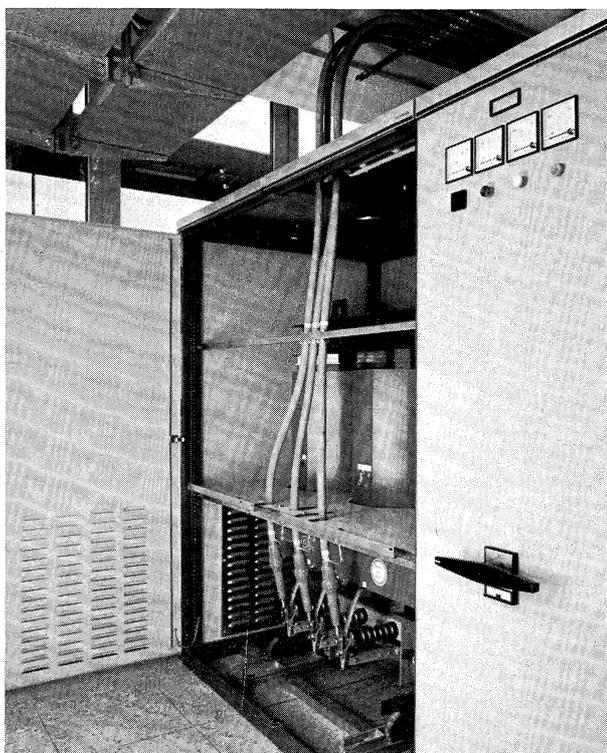


Figura 1.10/15
Estación transformadora 8FA con transformador de resina colada GEAFOL de 630 kVA, 10/0,4 kV; alimentación de cables radiales desde arriba con interruptor de puesta a tierra con poder de cierre en el borne de tensión superior del transformador

Otros datos técnicos de los transformadores de resina colada utilizables en estaciones transformadoras son los siguientes:

Tensión superior nominal según VDE 0111	> 3 hasta 12 kV, lista 2 > 12 hasta 24 kV, lista 1
Tensión inferior nominal	400 V
Tensión nominal de cortocircuito	6%
Tomas	$\pm 5\%$
Grupo de conexión	Dyn 5
Frecuencia nominal	50 Hz

Para estos transformadores de resina colada se dispone de cubículos con dos tamaños.

En la tabla 1.10/1 se indica la correspondencia entre el tamaño de los cubículos y las potencias nominales de los transformadores.

Tabla 1.10/1
Correspondencia entre la potencia nominal de los transformadores y los tamaños de los cubículos

Tamaño del cubículo del transformador	para instalar transformadores de resina colada de	
	tensión superior nominal	potencia nominal
1	hasta 12 kV, lista 2	400 kVA hasta 800 kVA
	hasta 24 kV, lista 1	400 kVA hasta 630 kVA
2	hasta 12 kV, lista 2	1000 kVA y 1250 kVA
	hasta 24 kV, lista 1	800 kVA hasta 1250 kVA

En caso de alimentación por cables radiales a la estación transformadora sin bloque de aparatos de maniobra de alta tensión (figura 1.10/12) se dispone en el borne de tensión superior del transformador un interruptor de puesta a tierra con poder de cierre (figura 1.10/15). Puede operarse con la puerta cerrada a través de un accionamiento bloqueable. Está diseñado para una maniobra inadvertida (puesta a tierra y puesta en cortocircuito se efectúan simultáneamente) a la plena potencia de cortocircuito de la red. Mediante un interruptor auxiliar de operación adelantada, dispuesto en el accionamiento del interruptor de puesta a tierra con poder de cierre, puede emitirse una orden de desconexión al seccionador bajo carga del transformador de alta tensión o al interruptor de alimentación de baja tensión.

Interruptores de puesta a tierra con poder de cierre

Seguridad de operación

Esta alimentación por cables radiales requiere la existencia de un cuadro eléctrico de alta tensión antepuesto con un seccionador bajo carga de alta tensión y fusibles HH.

(Las estaciones transformadores existente en centros de carga pueden estar equipadas todavía con transformadores en baño de ascarel (véase al capítulo 1.9). A pesar de estar todavía permitidos estos transformadores por las determinaciones y normas actualmente en vigor, su empleo, sin embargo, ya no es recomendable debido a los posibles riesgos ambientales. Por ello no se fabrican ya apenas transformadores en baño de ascarel.)

(Transformadores en baño de ascarel)

Cubículo para el transformador

El transformador de resina colada GEAFOL se instala en un cubículo que impide los contactos directos o indirectos con los transformadores.

La clase de protección según DIN 40 050 o Publicación CEI 529 es

Clase de protección

para el tejadillo IP 20
para las paredes laterales IP 40

Todas las partes del cubículo se han tratado con un lacado resistente de resina sintética de color RAL 7032 (gris guijarro).

Pintura

Dependiendo de la potencia nominal del transformador y de la alta tensión se utilizan dos tamaños de cubículos. Además, de acuerdo con el tipo de refrigera-

Variantes

1.10 Estaciones de transformación

ción deseada del transformador (según VDE 0532 parte 2) existen dos variantes de cubículos:

Tipos de refrigeración

- a) Cubículo para circulación natural del aire, servicio AN
- b) Cubículo para circulación forzada de aire, servicio AF (figura 1.10/16).

En ambas variantes penetra el aire de refrigeración a través de ranuras de ventilación a prueba de introducción de objetos alargados, por la parte inferior del cubículo del transformador en tres de sus lados.

Servicio AN

En servicio AN, el cubículo del transformador dispone de dos cubiertas para disipar el calor de pérdidas (figura 1.10/17).

Sensores de temperatura

Un sistema de vigilancia controlado por sensores de temperatura de termistores PTC, dispuestos en los arrollamientos de tensión inferior del transformador de resina colada, lo protege de calentamientos inadmisibles por desconexión de la carga.

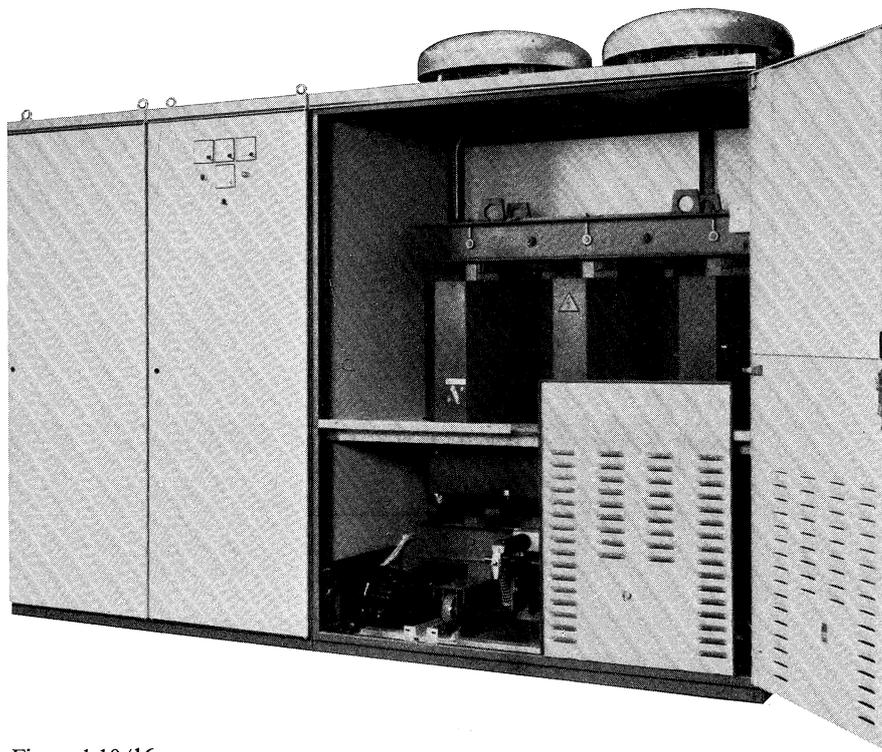


Figura 1.10/16
Estación transformadora 8FA para centro de carga, con transformador de resina colada
GEAFOL de 630 kVA, 10/0,4 kV,
Cubículo para servicio AF y cuadro eléctrico de baja tensión 8PU.007

En servicio AF, dos ventiladores dispuestos en el techo del cubículo del transformador se encargan de evacuar el calor de pérdidas (figura 1.10/18). Los ventiladores son controlados por sensores de temperatura de termistores PTC, dispuestos en los arrollamientos de tensión inferior del transformador de resina colada, que los conectan o desconectan según sea necesario.

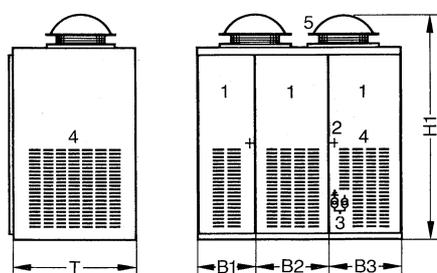
Servicio AF

Caso de fallar los ventiladores del techo o de no haber refrigeración suficiente, el sistema de control de los ventiladores emite una orden de desconexión al seccionador bajo carga del transformador de alta tensión o al interruptor de alimentación de baja tensión.

Las dimensiones de ambos cubículos, así como su estructura, pueden verse en la figura 1.10/17.

Dimensiones

Cubículo tamaño 2 para servicio AF



- 1 Puertas (el cubículo de tamaño 1 tiene 2 puertas)
- 2 Cierre de barra con cerradura de seguridad
- 3 Accionamiento del interruptor de puesta a tierra con poder de cierre (no existe en caso de alimentación a través de un bloque de aparatos de maniobra de alta tensión)
- 4 Ranuras de ventilación a prueba de introducción de objetos alargados
- 5 Ventiladores en el techo
- 6 Cubiertas en el techo

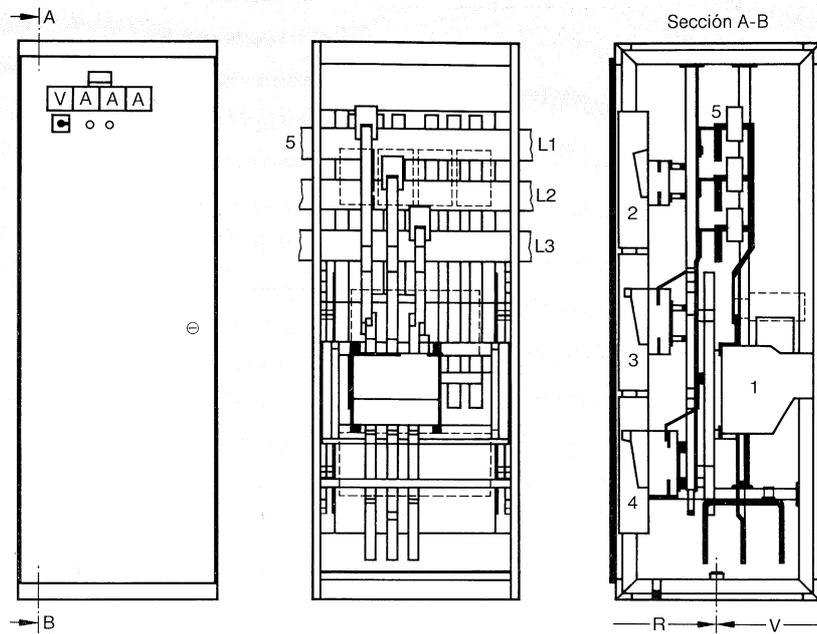
Cubículo tamaño 2 para servicio AN



Tamaño del cubículo	Dimensiones en mm					
	B1	B2	B3	H1	H2	T
1	—	900	900	2530	2370	1200
2	600	800	800	2530	2370	1400

Figura 1.10/17 Dimensiones y estructura del cubículo para el transformador

Medidas contra arcos eléctricos perturbadores	El transformador de resina colada GEAFOL, instalado en un cubículo, se protege mediante fusibles HH, que, debido a su característica limitadora de intensidad y corto tiempo de desconexión, no permiten el establecimiento de sobrepresiones críticas. Esto se ha demostrado mediante pruebas bajo arco realizadas según la directriz PEHLA N° 2.
Introducción de cables	En caso de alimentación por cables radiales sin el bloque de aparatos de maniobra de alta tensión pueden introducirse los cables desde abajo o desde arriba (figura 1.10/15).
Conexión del cuadro eléctrico de baja tensión	El cuadro eléctrico de baja tensión se conecta a través de cables. <i>Cuadro eléctrico de baja tensión 8PU.007</i> Este cuadro puede estructurarse, de acuerdo con las exigencias, a base de secciones individuales blindadas en chapa de acero, y equipadas por su parte anterior y posterior con distintos aparatos:
Tipos de sección Interruptores de potencia	▷ Sección de alimentación o salida, con interruptores de potencia fijos o extraíbles, sección L (figura 1.10/18a).
Seccionador bajo carga con fusibles	▷ Sección de salida, con seccionadores bajo carga fijos con fusibles, sección T (figuras 1.10/18a y b).
Compensación de potencia reactiva	▷ Sección con unidades fijas de condensadores conmutables y dispositivos electrónicos de control para la compensación centralizada de la potencia reactiva, sección C (figura 1.10/18b).
Seguridad de servicio	Los interruptores de potencia pueden operarse estando la puerta cerrada, sin peligro para el personal de servicio. Los seccionadores bajo carga con fusibles en las secciones de salida, que deben operarse después de abrir la puerta de la sección, son a prueba de contactos. Las barras de la sección verticales, las barras de unión y los terminales de los aparatos están dotados de una protección contra contactos. Las barras colectoras que se encuentran en el centro de las secciones están igualmente protegidas contra contactos.
Alivio de presión	Los herrajes de las puertas y las cerraduras están reforzadas y la chapa del techo está diseñada de tal forma que actúa como dispositivo de alivio de presión.
Prueba bajo arcos perturbadores	En las determinaciones referentes a “combinaciones de aparatos de maniobra de baja tensión” VDE 0660 parte 500, como también en las correspondientes publicaciones CEI, no se ha previsto una prueba bajo arcos eléctricos perturbadores. Sin embargo, para ofrecer un máximo de seguridad a las personas que se encuentren casualmente en las proximidades de la estación, se efectuaron pruebas bajo arcos eléctricos perturbadores de acuerdo con lo establecido en la directriz PEHLA N° 2, cumpliéndose sus criterios 1 a 5.



- | | |
|---|--|
| V Equipamiento anterior: sección de alimentación o salida | 1 Interruptor de potencia fijo o extraíble |
| R Equipamiento posterior: sección de salida | 2 Seccionador bajo carga con fusibles de 125 A |
| | 3 Seccionador bajo carga con fusibles de 250 A |
| | 4 Seccionador bajo carga con fusibles de 630 A |
| | 5 Barras colectoras L1, L2, L3 |

Figura 1.10/18a Secciones de alimentación y salida

La introducción de los cables de salida puede efectuarse desde abajo o desde arriba.

Introducción de cables

Las secciones individuales tienen las siguientes dimensiones:

Dimensiones

Altura × anchura × profundidad: 2200 mm × 800 mm × 800 mm.

El cuadro eléctrico de baja tensión satisface VDE 0660 parte 500, y la Publicación CEI 439.

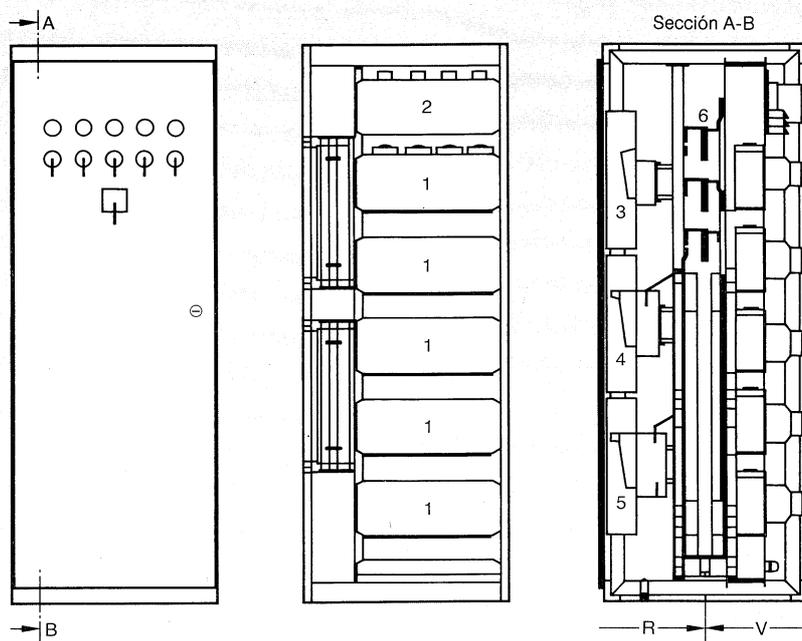
Determinaciones

Los datos técnicos del cuadro eléctrico de baja tensión son los siguientes:

Datos técnicos

Tensión de servicio nominal	hasta 660 V, 40 a 60 Hz
Tensión de aislamiento nominal	1000 V según VDE 0110, grupo C
Impulso de la corriente de cortocircuito	hasta 120 kA (valor de pico)

1.10 Estaciones de transformación



- | | |
|--|--|
| V Equipamiento anterior: sección para la compensación centralizada de la potencia reactiva | 3 Seccionador bajo carga con fusibles de 125 A |
| R Equipamiento posterior: sección de salida | 4 Seccionador bajo carga con fusibles de 250 A |
| 1 Banco de condensadores | 5 Seccionador bajo carga con fusibles de 630 A |
| 2 Dispositivo electrónico de control de la potencia reactiva | 6 Barras colectoras L1, L2, L3 |

Figura 1.10/18b

Sección para la compensación centralizada de la potencia reactiva y sección de salida

Intensidades nominales de servicio

Barras colectoras	hasta 2750 A
Barras colectoras de la sección	hasta 1150 A
Interruptor de potencia	hasta 2370 A
Seccionador bajo carga con fusibles	hasta 630 A
Bancos de condensadores	hasta 50 kvar cada uno

Clase de protección según DIN 40 050 o

Publicación CEI 529	
con respecto al recinto de la instalación	IP 40, IP 54
con respecto al canal de cables	IP 00, IP 40

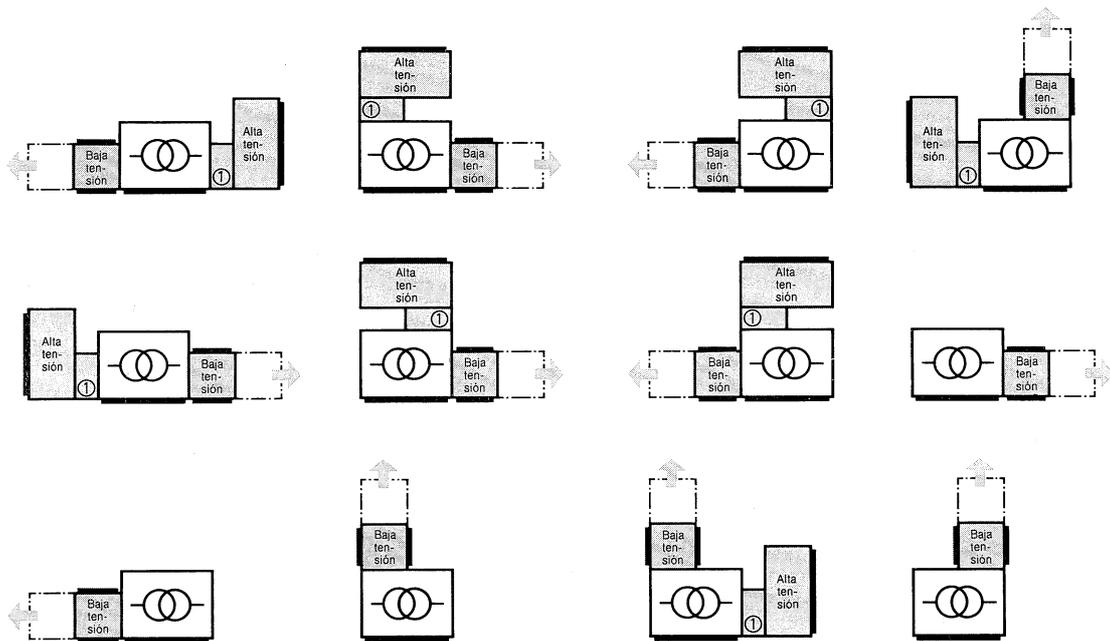
Pintura

Estructura	RAL 7022 (gris sombra)
Cubiertas	RAL 7032 (gris guijarro)

En el capítulo 1.11 se describen detalladamente las ejecuciones, el proyecto y las posibilidades de equipamiento de los cuadros eléctricos de baja tensión.

Disposición de los componentes y lugares de emplazamiento de las estaciones de transformación **Disposición**

Los componentes pueden disponerse de acuerdo con las condiciones físicas del lugar de emplazamiento. La figura 1.10/19 muestra distintas posibilidades de disposición.



El cuadro eléctrico de baja tensión puede también
 — ser alimentado por dos transformadores de resina colada GAEFOL o
 — ser instalado por separado del transformador de resina colada GAEFOL

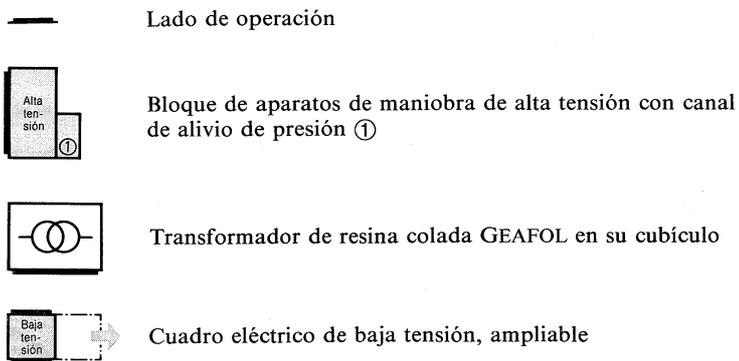


Figura 1.10/19
 Posibilidades de disposición de los componentes en una estación de transformación

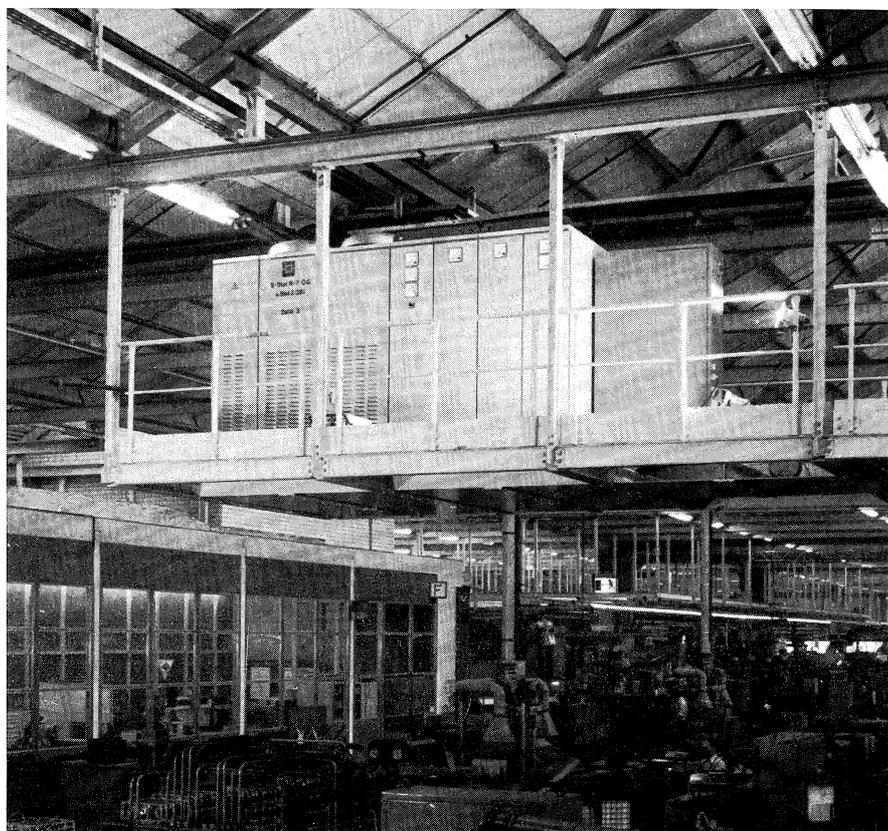


Figura 1.10/20
Estación con transformador de resina colada GEAFOL en una entreplanta de una nave de fabricación en la industria del automóvil

Emplazamiento

Como ya se ha mencionado, para las estaciones transformadoras según VDE 0100 y VDE 0101 no son necesarios “recintos eléctricos de servicio cerrados”.

Las estaciones transformadoras pueden disponerse no solamente sobre el suelo, sino también, como se muestra en la figura 1.10/20, en entreplantas, por ejemplo, en la industria automovilística.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

1.11.1 Generalidades

Los cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión constituyen los eslabones de unión entre los equipos para la generación (generadores), el transporte (cables, líneas aéreas) y conversión (transformadores) de la energía eléctrica, por un lado, y los consumidores, tales como motores, válvulas electromagnéticas, aparatos para calefacción, alumbrado y climatización, por el otro lado.

La figura 1.11/1 muestra un cuadro general sobre el programa completo de cuadros eléctricos y distribuciones, incluyendo los correspondientes sistemas de control.

Los criterios de selección expuestos en él pueden resumirse en cuatro áreas:

Intensidades

- ▷ Intensidades nominales de las barras colectoras
- ▷ Intensidades nominales de las alimentaciones
- ▷ Intensidades nominales de las derivaciones
- ▷ Resistencia contra cortocircuitos de las barras colectoras

Tipo de protección e instalación

- ▷ Clase de protección según DIN 40 050, CEI 144 o CEI 529
- ▷ Tipo de instalación (adosado a la pared, montaje independiente)
- ▷ Número de frontales de operación
- ▷ Medidas de protección
- ▷ Material de la envolvente

Montaje de los aparatos

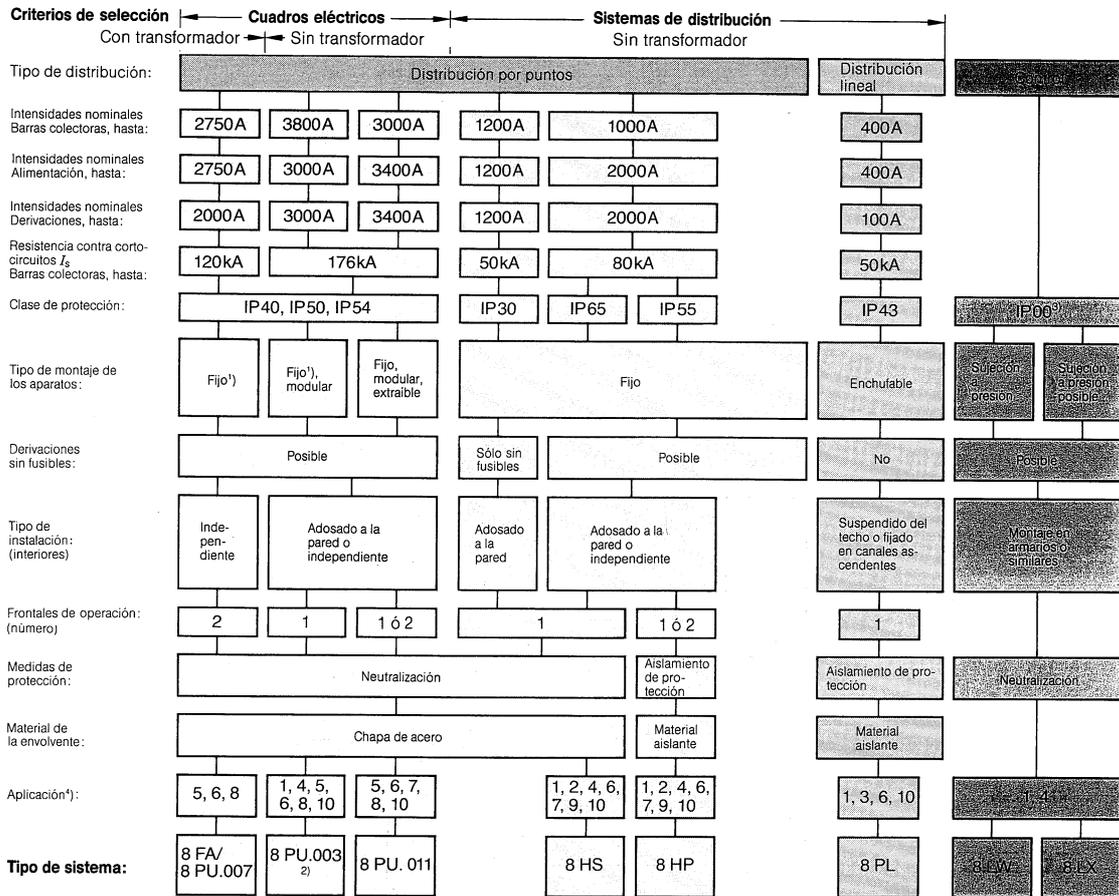
- ▷ Fijo
- ▷ Modular
- ▷ Extraíble

Aplicación

- ▷ 10 distintas posibilidades de aplicación.

Las formas constructivas más dispares de los cuadros eléctricos y de las distribuciones no presentan marcadas características diferenciales. Por ello, el fabricante y el usuario no utilizan para el mismo producto conceptos unificados. En la mayoría de los casos será determinante para la denominación la finalidad de aplicación bajo el punto de vista del usuario.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión



¹⁾ Interruptor de potencia de alimentación, opcionalmente, extraíble

²⁾ Con barras colectoras en la parte superior: 8PU.001

³⁾ Es determinante la clase de protección del blindaje

⁴⁾ 1 Distribución para luz y fuerza
 2 Distribución de la instalación
 3 Distribución lineal
 4 Control
 5 Compensación de potencia reactiva
 6 Distribución industrial
 7 Distribución para motores
 8 Cuadro eléctrico principal
 9 Distribución principal
 10 Subdistribución

Figura 1.11/1
Criterios de selección de cuadros eléctricos, distribuciones y sistemas de control de baja tensión

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Para evitar estas dificultades conceptuales se utilizan, mediante el ejemplo de una red de baja tensión en una empresa industrial, sólo los dos conceptos siguientes: “cuadro eléctrico principal” y “subdistribución” (figura 1.11/2).

El cuadro eléctrico principal es alimentado directamente a través de un transformador por cada sección de barras colectoras. Las distribuciones para motores, sistemas de control, alumbrado, calefacción, climatización, talleres etc., postconectadas, es decir, alimentadas desde el cuadro eléctrico principal, se consideran subdistribuciones.

La combinación del cuadro eléctrico principal con el transformador de alimentación y los aparatos de maniobra de alta tensión — principalmente el seccionador bajo carga con los fusibles HH para tensiones de hasta 24 kV — se denomina estación transformadora para centro de carga. En estas estaciones, todos

Cuadro eléctrico principal
Subdistribución

Estación transformadora en el centro de carga

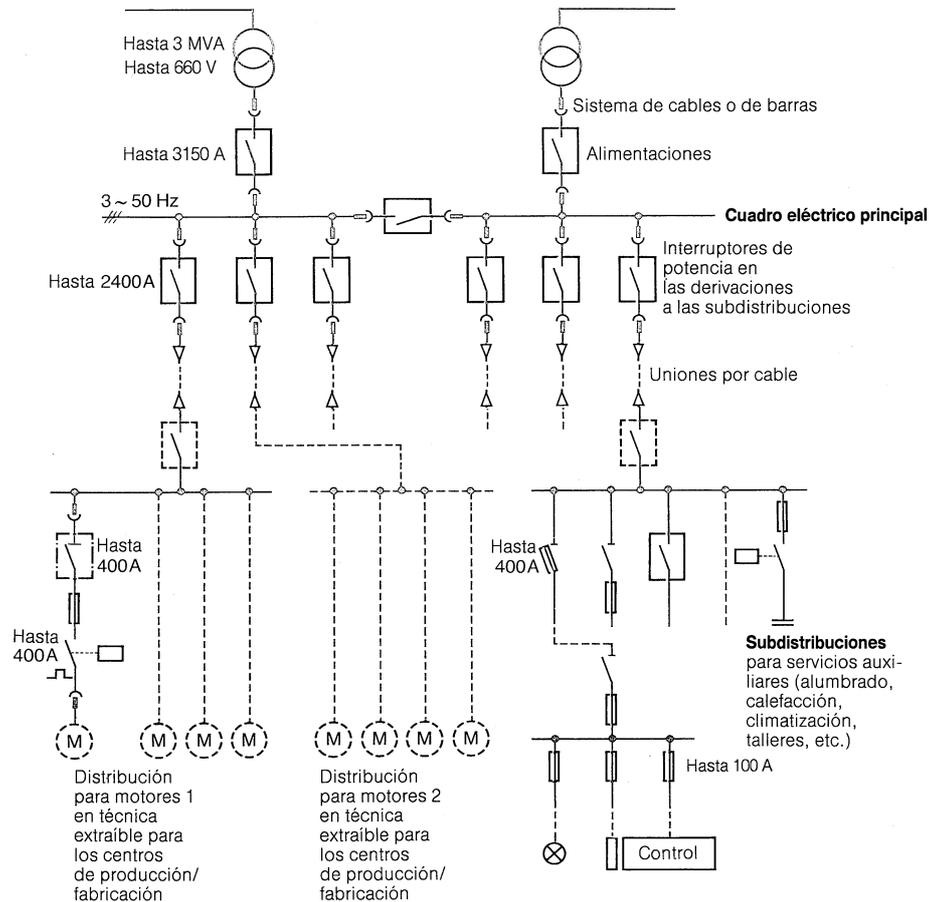


Figura 1.11/2
Ejemplo de configuración de una red de baja tensión en una empresa industrial

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

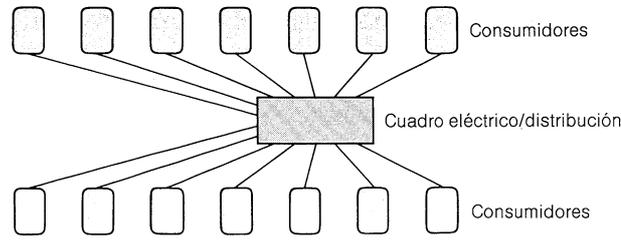


Figura 1.11/3 Distribución por puntos (esquema básico)

los medios de servicio en el lado de alta tensión y en el lado de baja tensión del transformador, incluyendo el propio transformador, están agrupados formando una unidad compacta, a través de cables y uniones por barras cortas, para su instalación en un centro de consumo de energía eléctrica (véase el capítulo 1.10.3).

Distribución por puntos

“Distribuciones por puntos” (figura 1.11/3) son, según VDE 0660 parte 500, todos los cuadros eléctricos y distribuciones desde los que, partiendo de un distribuidor “puntual”, se alimenta de energía eléctrica a los consumidores alejados a través de cables y líneas radiales. Los aparatos de maniobra, protección y medida necesarios se agrupan de forma centralizada en el cuadro eléctrico o en la distribución.

Distribución lineal

Por el contrario, con las “distribuciones lineales” (figura 1.11/4) se lleva la energía eléctrica a través de largas barras colectoras blindadas, de hasta 400 A aproximadamente, hasta la proximidad inmediata de los consumidores. Los consumidores están conectados a las barras colectoras a través de cajas de salida con fusibles y tramos cortos de líneas o cables. Las distribuciones lineales (distribuciones de barras con salidas de tamaño y situación variables) abastecen puestos de trabajo, máquinas etc., en centros fabriles y laboratorios de gran extensión. Las salidas pueden disponerse prácticamente en cualquier lugar de la traza de las barras colectoras, por lo que las distribuciones lineales son especialmente apropiadas para consumidores que se cambian frecuentemente de lugar. Además, se emplean en edificios de gran altura en forma de líneas ascendentes, alimentándose así las distribuciones de las distintas plantas (por ejemplo, distribuciones de pared STAB).

Sistemas de control

Mientras que las distribuciones puntuales o lineales contienen casi exclusivamente medios de servicio para distribuir la energía, en los sistemas de control se

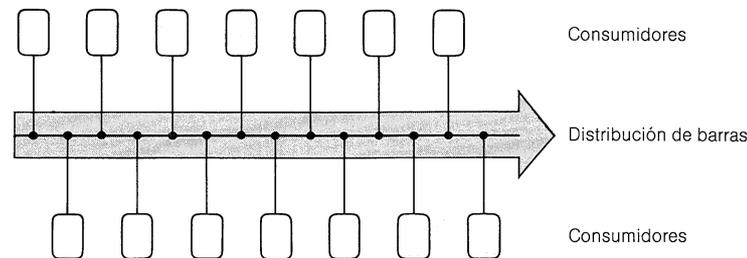


Figura 1.11/4 Distribución lineal (esquema básico)

agrupan todos los aparatos en un blindaje común formando una unidad, por medio de la cual se gobierna la función tecnológica de una determinada máquina o equipo — por ejemplo, una instalación de tratamiento de agua o un autómatas para la fabricación de piezas de plástico por inyección.

Formas constructivas de cuadros eléctricos y distribuciones

La base para el desarrollo, fabricación y prueba de los cuadros eléctricos y distribuciones construidos bajo responsabilidad propia por los fabricantes es, a nivel nacional, la determinación VDE 0660 parte 500/11.84 (Determinación referente a combinaciones de aparatos de maniobra de baja tensión TSK, probadas por tipos y PTSK que son combinaciones de aparatos de maniobra parcialmente probadas por tipos, con tensiones nominales de hasta 1000 V en corriente alterna y de hasta 1500 V en corriente continua).

Esta determinación describe diferentes formas constructivas y contiene las directrices para su instalación en su lugar de aplicación.

En este caso quedan accesibles desde todos los lados piezas sometidas a tensión durante el servicio, tales como las barras colectoras, barras de secciones, aparatos, bornes y líneas, ya que el bastidor abierto no dispone de ninguna cubierta.

Forma constructiva abierta

Esta ejecución sólo puede instalarse en recintos de servicio eléctrico cerrados.

Esta forma constructiva tiene hoy en día sólo una importancia secundaria, debido a las condiciones impuestas por las asociaciones profesionales a los usuarios de medios de servicio eléctricos (norma de prevención de accidentes (UVV) 4, instalaciones y medios de servicio eléctricos (VBG 4)). De forma aislada, sin embargo, todavía se emplean en algunas acerías bastidores de contactores abiertos, no blindados, para la operación de motores de accionamiento.

Por el contrario, en esta forma constructiva (figura 1.11/5) el lado de operación dispone de una protección contra contactos con las piezas sometidas a tensión durante el servicio, pero por los otros lados permanece abierto y, por lo tanto, accesible a posibles contactos.

Forma constructiva de panel

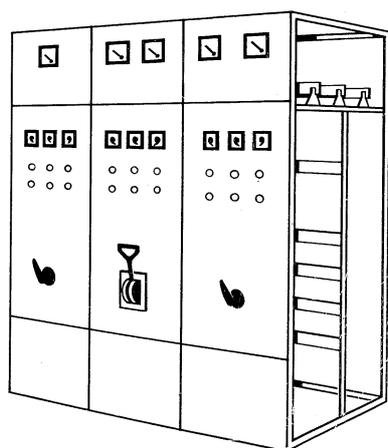


Figura 1.11/5
Forma constructiva de panel

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Debido a ello, la instalación debe efectuarse igualmente en recintos de servicio eléctrico cerrados. El empleo de la forma constructiva de panel es igualmente muy escaso por las razones expuestas.

Forma constructiva cerrada

En este tipo (figura 1.11/6) están todos los lados cerrados, de forma que se impide el contacto con las piezas sometidas a tensión durante el servicio. La instalación es admisible en centros de trabajo de acceso general. La forma constructiva cerrada tiene casi siempre una altura mayor de 1 m (altura normalizada 2,2 m) y consta de varias partes (secciones). Varias secciones (hasta 4) constituyen una unidad de transporte.

La forma constructiva cerrada es la más utilizada hoy en día, debido a que, bajo el punto de vista de la protección de las personas y equipos, representa un óptimo para el usuario entre todas las formas constructivas posibles.

En la práctica, suelen utilizarse puertas de apertura total y no — como está representado en el dibujo esquemático — puertas individuales para cada compartimiento. Cuando se emplean puertas individuales, se utilizan preponderantemente aparatos en técnica extraíble; si se utilizan aparatos fijos, se prevén puertas de altura equivalente a la de la sección, que cubren todo el frontal de los armarios.

Unidades extraíbles

Como unidad extraíble se denomina un módulo que puede sacarse por traslación o rotación, en el que se agrupan y cablean varios medios de servicio formando una unidad funcional.

La forma constructiva por unidades extraíbles (figura 1.11/7) debe diseñarse siempre como forma constructiva, cerrada por todas partes. Además, está subdividida en compartimientos individuales para cada unidad extraíble (derivación, alimentación o acoplamiento), ofreciendo así la mayor seguridad para los operarios y de servicio.

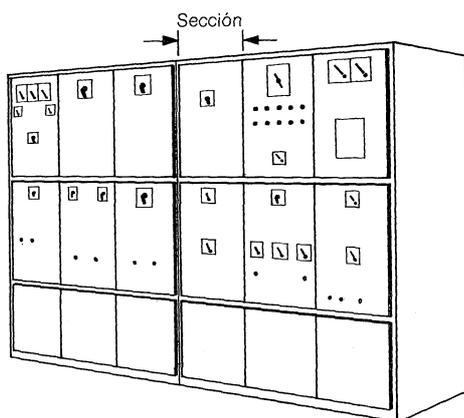
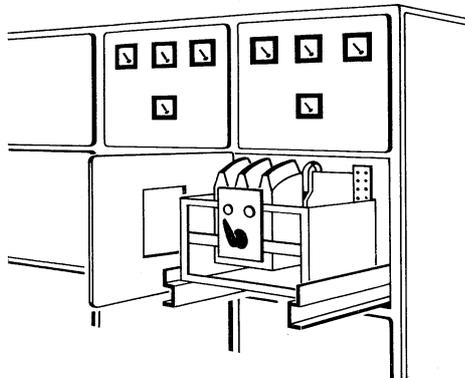


Figura 1.11/6
Forma constructiva
cerrada

Figura 1.11/7
Unidades extraíbles



Las distribuciones de esta forma constructiva (fig. 1.11/8) están constituidas por cajas individuales de material aislante, chapa de acero, fundición gris etc., unidas rígidamente entre sí, conteniendo medios de servicio tales como barras colectoras, fusibles, interruptores y contactores. Resultan imposibles los contactos con partes sometidas a tensión durante el servicio. Debido a ello pueden instalarse estas distribuciones en recintos de trabajo de acceso general.

Forma constructiva de caja

Equipadas con una cubierta de protección y manteniendo la correspondiente clase de protección en las cajas (como mínimo, IP 55) pueden emplazarse las distribuciones de este tipo, al contrario de lo que ocurre con las formas constructivas descritas anteriormente, también a la intemperie.

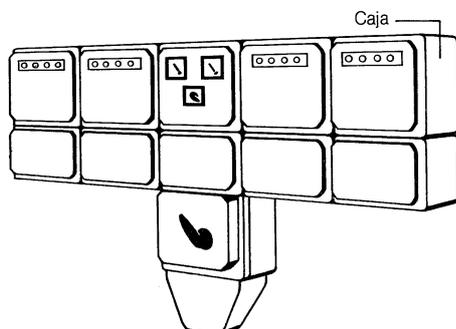


Figura 1.11/8
Forma constructiva de caja

Indicaciones para la elección

Cuadros eléctricos De acuerdo con la figura 1.11/1 se distingue fundamentalmente entre “cuadros eléctricos” y “sistemas de distribución”. Los cuadros eléctricos tienen las siguientes características primarias:

- ▷ Altas capacidades de corriente de los medios de servicio de hasta 4000 A aproximadamente,
- ▷ chapa de acero como material de blindaje,
- ▷ altura de 2200 mm,
- ▷ posibilidades de montaje de los aparatos: fijos, modulares o extraíbles,
- ▷ alta resistencia contra cortocircuitos de hasta 176 kA de valor de pico,
- ▷ clase de protección normal del blindaje IP 40; en caso de que se desee, hasta IP 54.

Sistemas de distribución Los sistemas de distribución, por el contrario, tienen las siguientes características:

- ▷ Intensidades nominales de los medios de servicio incorporados de hasta 2000 A aproximadamente,
- ▷ diferentes materiales de blindaje (material aislante, fundición gris o chapa de acero),
- ▷ altura de las cajas individuales < 1000 mm,
- ▷ montaje fijo de los aparatos casi siempre,
- ▷ resistencia contra cortocircuitos de hasta 80 kA de valor de pico,
- ▷ clases de protección hasta IP 65.

Un lugar especial entre los cuadros eléctricos lo ocupa el tipo 8FA/8PU.007, representado en la figura 1.11/1. Mientras que todos los demás cuadros eléctricos y sistemas de distribución contienen sólo los medios de servicio eléctricos para la parte de baja tensión, el cuadro 8PU.007 debe considerarse como la parte de baja tensión de la estación transformadora para centros de carga 8FA, que consta de una parte de alta tensión de 10 ó 20 kV con seccionadores bajo carga para alimentación en anillo o radial y un transformador con una potencia nominal de hasta 1600 kVA (véase el capítulo 1.10.3).

Para la elección de un cuadro eléctrico o distribución, a la medida de cada caso individual, debe procederse según los “criterios de selección” expuestos en la figura 1.11/1, que conducen casi automáticamente a un tipo de sistema apropiado.

Una descripción detallada del tipo seleccionado con otros datos técnicos, espectros de aparatos, dimensiones, etc. puede encontrarse en los siguientes capítulos:

1.11.2 Cuadros eléctricos en ejecución standard

1.11.3 Distribuciones por cajas

1.11.4 Distribuciones de barras (distribuciones lineales)

1.11.5 Sistemas de control

1.11.6 Distribuciones para instalaciones

El capítulo 1.11.7 “Proyecto de cuadros eléctricos, distribuciones y sistemas de control de baja tensión” proporciona indicaciones para el diseño y dimensionamiento de un cuadro eléctrico o una distribución.

Resistencia contra cortocircuitos La corriente de cortocircuito no limitada ($I''_k =$ intensidad de cortocircuito prevista, $I_s =$ impulso nominal de corriente) en el lugar de montaje del cuadro eléctrico o de la distribución — es decir, entre el transformador de alimentación por un lado, y los consumidores conectados a través de cables por el otro — no debe

ser mayor que los valores de la resistencia contra cortocircuitos indicada por el fabricante para el producto. Esta exigencia puede cubrirse eventualmente mediante la anteposición de un órgano de protección limitador de la corriente (reactancia de cortocircuito, interruptor de potencia limitador de la intensidad o fusibles NH) (véase el capítulo 1.4.2). El capítulo 1.11.7 contiene un impreso para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en redes de baja tensión.

Según sea el lugar en que se vaya a instalar el cuadro eléctrico o la distribución, y sus condiciones ambientales, hay que elegir una ejecución que ofrezca la protección necesaria contra los contactos y contra la entrada de cuerpos extraños y del agua (DIN 40 050, CEI 144 o CEI 529). En el capítulo 1.11.7 puede encontrarse un listado de las clases de protección y requisitos impuestos al blindaje de un medio de servicio. Según VDE 0100, los cuadros y distribuciones con la clase de protección IP 10, únicamente se pueden instalar en “recintos de servicio eléctrico” y los de clase de protección IP 00, sólo en “recintos eléctricos cerrados”.

Los cuadros eléctricos y las distribuciones dispuestas en recintos de acceso general, tienen que estar ejecutados de tal forma que ofrezcan protección contra contactos involuntarios y contra toda clase de contactos con las piezas sometidas a tensión durante el servicio, es decir, la clase de protección ha de ser, como mínimo, IP 20. Esta exigencia la cumplen todas las formas constructivas descritas.

Según VDE 0660 parte 500, se considera como “blindaje” sólo una caja cerrada por todas partes, que tenga cierta resistencia mecánica y corresponda, como mínimo, a la clase de protección IP 30. La letra adicional “B”¹⁾, utilizada hasta ahora como complemento al indicativo de la clase de protección, significaba que la clase indicada sólo podía conseguirse durante la instalación del cuadro eléctrico, adoptando determinadas medidas, por ejemplo, sellando las secciones inferiores con respecto a la superficie de emplazamiento, incluyendo las penetraciones de cables y líneas. Si por motivos de calentamiento en el blindaje es preciso una ventilación, son admisibles ranuras de hasta 8 mm de anchura.

En algunas ejecuciones de los sistemas de distribución (hasta una intensidad en barras colectoras de 1000 A) existe la posibilidad de elegir entre un blindaje metálico y otro de material aislante. Este último ofrece una gran resistencia a la corrosión y una mayor protección contra los contactos. Además, estos sistemas de distribución (8HP y 8PL) cumplen con la medida adicional de protección “aislamiento de protección” según VDE 0660 parte 500 y VDE 0100 parte 410.

Blindaje y envolvente y piezas metálicas de la estructura de soporte disponen en todas las formas constructivas de los cuadros eléctricos y de los correspondientes sistemas de distribución de una protección superficial de alta calidad contra daños por corrosión y no requieren, excepto en caso de deterioro, tratamiento posterior o cuidado alguno durante el servicio. La mayor parte del blindaje de los cuadros eléctricos está dotado de un lacado en caliente sobre una base expoxidica, de prolongada duración y de excelentes propiedades mecánicas.

Todas las piezas metálicas de cuadros eléctricos y distribuciones disponen de conductor de protección (PE).

Para que pueda elegirse en cada caso la forma constructiva más económica de un cuadro eléctrico o de una distribución, el usuario debería sopesar, antes del comienzo de los trabajos específicos de obra civil, las características de los distintos sistemas y tomar, sólo entonces, una decisión.

Clase de protección

Blindaje de material aislante

Superficies de blindajes metálicos

Medidas de protección

¹⁾ Según DIN 40 050, julio 1980, se prescinde de la utilización de la letra adicional “B”

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

	Tales características son:
Instalación, accesibilidad, introducción	<i>Tipo de instalación</i>
	▷ sobre el suelo, adosado a la pared,
	▷ sobre el suelo, independiente,
	▷ fijado a una pared, en un canal ascendente o en un nicho en el muro,
	▷ suspendido del techo,
	▷ montado en un bastidor.
	<i>Tipo de accesibilidad</i>
	▷ para operación por 1 ó 2 lados,
	▷ para trabajos de conexión de cables y de modificaciones por la parte anterior o posterior,
	▷ para trabajos de revisión en las barras colectoras, montaje de barras por arriba o por la parte posterior.
<i>Dimensiones dadas de instalación</i>	
▷ altura, anchura y profundidad.	
<i>Vías de introducción</i>	
▷ altura y anchura de las puertas,	
▷ dimensiones de los ascensores,	
▷ eventualmente, capacidad de carga de las grúas.	
Exigencias especiales	Eventuales exigencias especiales, tales como protección contra explosiones, protección contra atmósferas agresivas, diseño contra sacudidas inducidas (terremotos, explosiones de bombas, caídas de aeronaves) deben acordarse adicionalmente entre el fabricante y el usuario.
	Todos los cuadros eléctricos y sistemas de distribución y control citados se construyen según la determinación VDE 0660 parte 500.
	La parte 500 diferencia entre:
	▷ Combinaciones de aparatos de maniobra de baja tensión probadas por tipos (TSK),
	▷ combinaciones de aparatos de maniobra parcialmente probadas por tipos (PTSK).

1.11.2 Cuadros eléctricos en ejecución standard

Introducción

Los cuadros eléctricos con intensidades nominales de hasta 4000 A aproximadamente se utilizan preferentemente como cuadros principales en grandes establecimientos industriales y comerciales, en centrales eléctricas, refinerías, y edificios y clínicas de gran tamaño; es decir, en todas partes donde deba cubrirse un gran consumo de energía.

Aplicación

El esquema eléctrico básico de la figura 1.11/2 muestra una configuración razonable de una red industrial con un “cuadro eléctrico principal” alimentado directamente por transformadores (Power Center), conteniendo solo interruptores de potencia de alimentación, derivación y acoplamiento longitudinal, y con distintas “subdistribuciones” para las aplicaciones más diversas.

Configuración de la red

Esta separación del cuadro eléctrico principal con altas intensidades y las subdistribuciones postconectadas, utilizada en redes industriales, presenta las siguientes ventajas:

- ▷ El cuadro eléctrico principal se instala en las proximidades del transformador de alimentación. Las uniones por cables o barras con los transformadores son de corta longitud.
- ▷ Los interruptores de potencia incorporados para la alimentación, las salidas y el acoplamiento son de una única forma constructiva con un máximo de 4 valores de la intensidad nominal (1000 A hasta 3150/4000 A).
- ▷ Siempre que se ejecuten los interruptores en técnica extraíble, puede prescindirse, en comparación con la disposición fija, de un seccionador por cada interruptor de potencia.
- ▷ La alimentación doble combinada con el acoplamiento longitudinal — abierto en servicio normal — permite, en caso de averiarse una alimentación, la conmutación a la segunda alimentación de todas las subdistribuciones subsiguientes. Esto reduce los tiempos de parada e incrementa el grado de disponibilidad de todos los consumidores.
Eventualmente y según la carga a la que estén sometidos los transformadores, puede ser necesario un rechazo de carga.
- ▷ Las subdistribuciones se instalan en los centros de sus consumidores; consecuencia de ello son cortos cables de unión entre las subdistribuciones y sus consumidores.
- ▷ Debido a la mayor longitud de los cables o barras de unión entre la distribución principal y las subdistribuciones, pueden utilizarse en estas últimas barras colectoras, barras de las secciones y aparatos con menor resistencia frente a cortocircuitos.

Lugar de instalación

Cuando los cuadros eléctricos se encuentren en la proximidad inmediata de los transformadores puede ser ventajosa su alimentación a través de canales blindados de barras. La introducción de las barras en el cuadro es entonces posible, como en el caso de los cables, desde abajo o, a través de módulos adicionales, desde arriba. Caso de utilizarse cables, debe considerarse que, por ejemplo, para un transformador de 2 MVA y 3000 A aproximadamente de intensidad nominal a 380 V, deben fijarse y conectarse en la sección de alimentación hasta 14 cables paralelos con una sección de 240 mm² por cada conductor activo. El montaje es, por lo tanto, considerablemente más costoso.

Alimentación por barras y por cables

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Salidas	Las salidas se conectan, por norma general, mediante cables. Según las distancias y dependiendo de la caída de tensión y de las intensidades a transportar, a partir de 250 A aproximadamente, cabe la utilización también aquí de cables paralelos.
Bandejas de cables	Usualmente se tienden los cables hacia abajo. En el piso inferior se montan bandejas de cables en el techo para el tendido de los cables. En naves fabriles de una sola planta, que no dispongan de sótanos, se utilizan a menudo también falsos suelos, de forma que en el espacio disponible de aproximadamente medio metro de altura pueden tenderse los cables de forma simple y clara.
Falsos suelos	Al dimensionar y montar las bandejas de cables y los falsos suelos deben tenerse en cuenta los radios de curvatura admisibles para la conexión de los cables.
Pasillos de operación y servicio	<p>Los pasillos de operación y servicio se han de dimensionar según VDE 0100 parte 729. Tratándose de cuadros eléctricos con aparatos extraíbles — y, sobre todo, si se trata de aparatos voluminosos para grandes intensidades — debe tenerse en cuenta, además, que debe dejarse espacio libre suficiente entre el cuadro eléctrico y el frente opuesto (muro, otro cuadro, máquinas, etc.) para la sustitución por el personal de aparatos en el frente de operación.</p> <p>Los cuadros eléctricos principales tienen tal importancia para el abastecimiento de energía de todas las subdistribuciones siguientes y sus consumidores, que debería tenerse en cuenta la posibilidad de efectuar trabajos de mantenimiento en sus salidas, previendo anchuras de pasillo suficientes.</p>
Posibilidades de separación	<p>Si varios transformadores alimentan unas mismas barras colectoras o varias secciones de barras colectoras (unidas mediante interruptores de acoplamiento), entonces debería preverse una posibilidad de separación adicional entre el interruptor de alimentación y la barra colectora para poder independizar el interruptor de alimentación en caso de revisión o de avería.</p> <p>Esto puede conseguirse de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none">▷ Montaje de un seccionador normal o bajo carga (hasta 3000 A),▷ disposición de bases de fusibles NH con dispositivos separadores (hasta 1000 A),▷ disposición de seccionadores bajo carga con fusibles NH con dispositivos separadores (hasta 630 A),▷ montaje de interruptores de potencia extraíbles (hasta 4000 A). <p>La última posibilidad mencionada no sólo ahorra costes, sino también volumen en el cuadro eléctrico y es la solución más frecuentemente adoptada. Lo mismo rige para acoplamientos longitudinales con interruptores de potencia entre dos secciones de barras colectoras.</p>
Acoplamiento longitudinal	Los acoplamientos longitudinales — ocasionalmente también separaciones longitudinales con seccionadores bajo carga fijos — tienen por finalidad el reducir la potencia de cortocircuito cuando hay varios transformadores de alimentación, a la potencia de un solo transformador. Condición previa es, sin embargo, el servicio normal del cuadro eléctrico con interruptor de acoplamiento abierto.
Acoplamiento transversal	Como unión entre dos cuadros eléctricos adosados por su parte posterior, cada uno con una sección de barras colectoras, pueden utilizarse igualmente seccionadores bajo carga o interruptores de potencia. Tales uniones se denominan acoplamientos transversales.

También las distintas salidas deberían poderse aislar de forma sencilla de las barras colectoras o de las barras de la sección, para poder realizar trabajos de sustitución, revisión o mantenimiento. En la mayoría de los casos pueden utilizarse cartuchos fusibles NH sobre las bases correspondientes o seccionadores bajo carga con fusibles NH que, de todas formas, se prevén como protección contra cortocircuitos. La forma más segura y cómoda para el personal de servicio de mantener e inspeccionar los aparatos es, sin duda, la que permite el extraer el aparato completamente de su blindaje sin gran complicación. Esta posibilidad la ofrecen los cuadros eléctricos fabricados en técnica modular o extraíble.

Aislamiento de las salidas

En la mayoría de los casos, y dado que consumidores asimétricos tales como calefacción, alumbrado o motores monofásicos se conectan raramente a los cuadros eléctricos principales, puede preverse un sistema de barras colectoras de cuatro conductores, con las tres fases activas L1, L2 y L3 y una barra conductora PE ó PEN tendida por la parte inferior de las secciones. Los conductores activos se encuentran en la parte superior del cuadro eléctrico o escalonadamente unos sobre otros en la parte posterior, a media altura de la sección. En caso necesario puede montarse adicionalmente en el sistema horizontal de barras colectoras o en las barras verticales de la sección o de enchufe (en técnica modular y extraíble) una quinta barra aislada para el conductor neutro. Véanse, a este respecto, las indicaciones dadas en el capítulo 1.11.7.

Tipo de sistema de barras colectoras

En lo que respecta a la capacidad de carga de las barras colectoras, tanto para la intensidad nominal o para la intensidad de servicio nominal en servicio normal, como para las intensidades de cortocircuito (bajo el punto de vista térmico o dinámico) son, para los cuadros fabricados según VDE 0660 parte 500, exclusivamente determinantes las indicaciones de los fabricantes para el producto concreto. Los valores mencionados en los catálogos, hojas de datos u otras publicaciones se han determinado mediante cálculo y/o ensayos en los bancos de pruebas, en el marco de las pruebas de tipo según VDE.

Capacidad de carga de las barras

Las intensidades nominales y de cortocircuito de las barras colectoras presentan, según el tipo de cuadro eléctrico, diferentes valores, que dependen de:

Factores que afectan a la capacidad de carga de las barras

- ▷ La posición de montaje en las secciones,
- ▷ la relación entre los distintos conductores,
- ▷ la sección de los conductores utilizados,
- ▷ la resistencia mecánica de los conductores utilizados,
- ▷ las distancias entre los soportes,
- ▷ las posibles influencias térmicas de otros medios de servicio.

La barra PE, conectada eléctricamente al bastidor, debe dimensionarse adecuadamente para la conducción de las eventuales corrientes de cortocircuito que se establezcan.

Sección del conductor PE

Otras indicaciones referentes al dimensionamiento de las barras colectoras pueden extraerse, por ejemplo, de la norma DIN 43 671 como orientación y para la fabricación de cuadros eléctricos no terminados en fábrica.

En lo que respecta a la barra PEN, largos años de experiencia con cuadros eléctricos de este tipo han demostrado que con un 25% de la sección de los conductores activos se consigue un dimensionamiento práctico y correcto.

Sección del conductor PEN

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

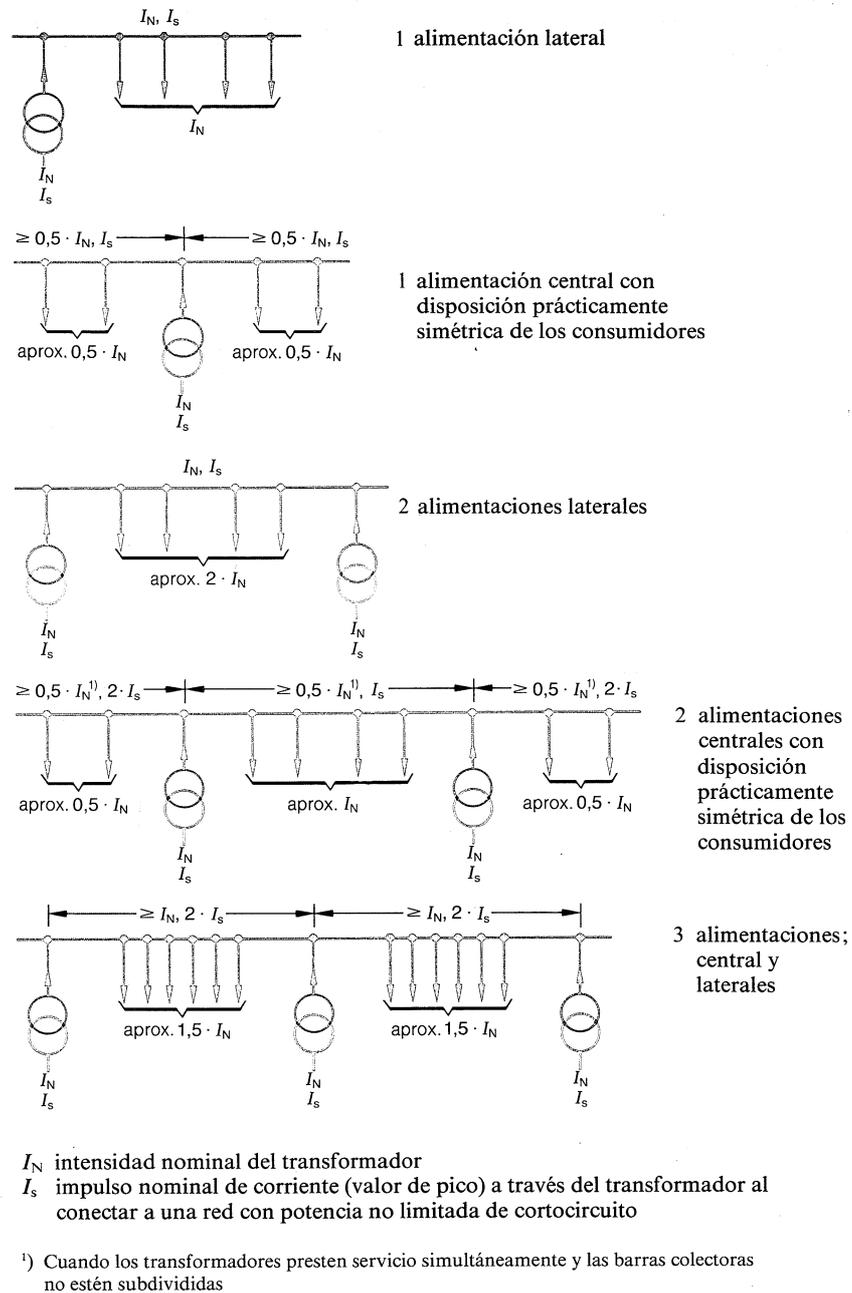


Figura 1.11/9
 Distribución de la carga de las barras colectoras según la situación de la alimentación

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

La situación espacial de las alimentaciones dentro de un cuadro eléctrico desempeña una función importante en el diseño de las barras colectoras. En la figura 1.11/9 se representan las posibles disposiciones de las alimentaciones y salidas y las solicitaciones que aparecen. A este respecto, cabe señalar, que incluso para dos o más transformadores de alimentación, las barras colectoras no están subdivididas mediante acoplamientos longitudinales. Sin embargo, esto sería recomendable con vistas a un ahorro en los costes de adquisición del cuadro eléctrico (medios de servicio con menor capacidad de ruptura y menor resistencia contra cortocircuitos) y por motivos de la seguridad de servicio (menores efectos perjudiciales en caso de avería).

Situación de la alimentación

Las barras se fabrican hoy en día principalmente de cobre electrolítico con una resistencia F30; el aluminio y el aluminio con envoltorio de cobre se utilizan escasas veces en los cuadros eléctricos.

Material de las barras

Para la identificación de las barras colectoras se utilizan adhesivos resistentes al calor con la anotación L1, L2 y L3 en las fases activas y para el conductor de protección PE ó PEN un adhesivo verde-amarillo por cada sección. El neutro N se identifica con el color azul.

Identificación de las barras colectoras

El pintar las barras con los colores amarillo-verde-violeta, practicado anteriormente, no se utiliza ya hoy en día, y no cumple tampoco las normas DIN 43 671 y VDE 0660 parte 500, según las cuales deben mantenerse los conductores activos del mismo color.

Tabla 1.11/1

Intensidades nominales y de cortocircuito de transformadores con potencias nominales comprendidas entre 50 y 3150 kVA, para tensiones nominales comprendidas entre 400 y 525 V

Potencia nominal del transformador S_N kVA	Tensión nominal 400 V			Tensión nominal 525 V		
	Intensidad nominal I_{th} A	Tensión nominal de cortocircuito $u_z = 4\%^1) \mid u_z = 6\%^2)$ Intensidad de cortocircuito ³⁾		Intensidad nominal I_{th} A	Tensión nominal de cortocircuito $u_z = 4\%^1) \mid u_z = 6\%^2)$ Intensidad de cortocircuito ³⁾	
		I''_k A _(ef.)	I''_k A _(ef.)		I''_k A _(ef.)	I''_k A _(ef.)
50	72	1 805	1 203	55	1 375	916
100	144	3 610	2 406	110	2 750	1 833
200	288	7 220	4 812	220	5 500	3 667
250	360	9 025	6 015	275	6 875	4 583
315	455	11 375	7 583	346	8 660	5 775
400	578	14 450	9 630	440	11 000	7 333
500	722	18 050	12 030	550	13 750	9 166
630	910	22 750	15 166	693	17 320	11 550
800	1 156	28 900	19 260	880	22 000	14 666
1 000	1 444	36 100	24 060	1 100	27 500	18 333
1 250	1 805	45 125	30 080	1 375	34 375	22 916
1 600	2 312	57 800	38 530	1 760	44 000	29 333
2 000	2 890	72 250	48 167	2 203	55 075	36 717
2 500	3 613	90 325	60 217	2 753	68 825	45 883
3 150	4 552	113 800	75 867	3 469	86 725	57 817

¹⁾ Según DIN 42 500 y 42 503 para potencias nominales comprendidas entre 50 y 630 kVA

²⁾ Según DIN 42 511, para potencias nominales comprendidas entre 100 y 1600 kVA

³⁾ Para la conexión por el lado de tensión superior del transformador a una red rígida

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Motores, incremento de la intensidad de cortocircuito

Si las salidas de un cuadro eléctrico abastecen grandes motores, se incrementa debido a ello, en caso de cortocircuito, la corriente de cortocircuito. Esto debe tenerse en cuenta al diseñar las barras colectoras. Se recomienda el cálculo de las corrientes de cortocircuito con ayuda del impreso contenido en el capítulo 1.11.7.

Intensidades nominales y de cortocircuito de los transformadores

Para el dimensionamiento de un cuadro eléctrico, la tabla 1.11/1 contiene indicaciones sobre las intensidades nominales e intensidades de cortocircuito (intensidad inicial de cortocircuito en corriente alterna I_k') de los transformadores con potencias nominales comprendidas entre 50 y 3150 kVA, tensiones nominales de cortocircuito u_z comprendidas entre el 4% y el 6% y tensiones nominales en las bornas del transformador comprendidas entre 400 y 525 V. Las tensiones nominales de los transformadores se indican un 5% superiores a los propios valores de la tensión nominal de un cuadro eléctrico.

Para el cálculo de los valores para 695 V deben dividirse los datos de la intensidad nominal e intensidad de cortocircuito para 400 V por 1,73, para la misma potencia nominal del transformador.

Para la conversión del valor eficaz de la corriente de cortocircuito en el impulso nominal de corriente (valor de pico) es válido para los cuadros eléctricos según VDE 0660 parte 500, el factor n , siempre que el cliente no indique otra cosa. Multiplicando el valor eficaz por el factor n (tabla 1.11/2) se obtiene el impulso de la corriente de cortocircuito (valor de pico de la primera semionda de la corriente de cortocircuito incluyendo la componente de corriente continua), que determina la sollicitación electrodinámica.

La correspondencia del $\cos \varphi$ y los valores de la intensidad responden a las condiciones que se establecen en la mayoría de los casos. Si en casos determinados, por ejemplo, en la proximidad de grandes transformadores, se establecen condiciones más severas, deben adoptarse acuerdos especiales entre el fabricante y el cliente.

Cuadros eléctricos standard tipo 8PU.

Programa completo

8PU. es el nombre familiar de los cuadros eléctricos descritos a continuación, con aparatos

- ▷ fijos,
- ▷ en técnica modular y
- ▷ extraíbles.

Tabla 1.11/2

Valores preferentes del factor n para la determinación del impulso nominal de corriente para distintos valores eficaces de la corriente de cortocircuito

Valor eficaz de la corriente de cortocircuito kA	$\cos \varphi$	n
hasta 5	0,7	1,5
> 5 hasta 10	0,5	1,7
> 10 hasta 20	0,3	2,0
> 20 hasta 50	0,25	2,1
> 50	0,2	2,2

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

El programa completo, de los cuadros eléctricos standard tipo 8PU., desarrollado para su fabricación en Alemania y en el extranjero, abarca, para los más distintos casos de aplicación, cuatro formas constructivas con las siguientes propiedades y características:

- 8PU.001: Técnica de montaje fijo, modular o extraíble para alimentaciones y derivaciones; situación de las barras colectoras en la parte superior de la sección; adosable a la pared. **Formas constructivas**
- 8PU.003: Aparatos fijos, interruptores de potencia también extraíbles, módulos y seccionadores bajo carga con fusibles NH para las derivaciones; situación de las barras colectoras en la parte posterior de la sección; adosables a la pared.
- 8PU.007: Aparatos fijos, interruptores de potencia también extraíbles, módulos y seccionadores bajo carga con fusibles NH para las derivaciones; situación de las barras colectoras en la parte central de la sección; aparatos montados en doble frente, instalación independiente, cuadro eléctrico de baja tensión típico para las estaciones transformadoras para centros de carga 8FA.
(Descripción detallada del cuadro 8PU.007 en el capítulo 1.10.3).
- 8PU.011: En técnica de montaje fijo, modular y extraíble para alimentaciones y derivaciones; situación de las barras colectoras en la parte superior de la sección en un recinto separado; según el tipo de sección y el tipo constructivo, instalable adosado a la pared, independiente o espalda con espalda con otro cuadro.

En la Tabla 1.11/3 se han resumido las características más importantes de las formas constructivas anteriormente descritas.

Tabla 1.11/3

Formas constructivas 8PU. con cuadro general del tipo de montaje de los aparatos y situación de las barras colectoras, de secciones, dimensiones de las secciones y posibilidades de instalación

Forma constructiva	Montaje de los aparatos			Situación de las barras colectoras			Programa de tipos de sección	Dimensiones de las secciones			Instalación		
	Fijo	Modular	Extraíble	Superior	Posterior	Central		anchura mm	altura mm	profundidad mm	adosada a la pared	independiente	espalda con espalda
8PU.001 ¹⁾ y 8PU.011 ²⁾	x	x	x	x			L1, S, K, T1, T3, F, C, Z	600	2200	400	x	x	x
								800		600	x	x	
								800		800		x	
8PU.003 ¹⁾	x		x ³⁾		x		L1, L2, T1, T4, F, C, Z	600 800 900		600	x	x	x
8PU.007 ¹⁾	x		x ³⁾			x	L1, L2, T1, T4, C, Z	800		800		x	

¹⁾ Fabricación en taller
²⁾ Terminado en fábrica

³⁾ Sólo los interruptores de potencia 3WE extraíbles

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

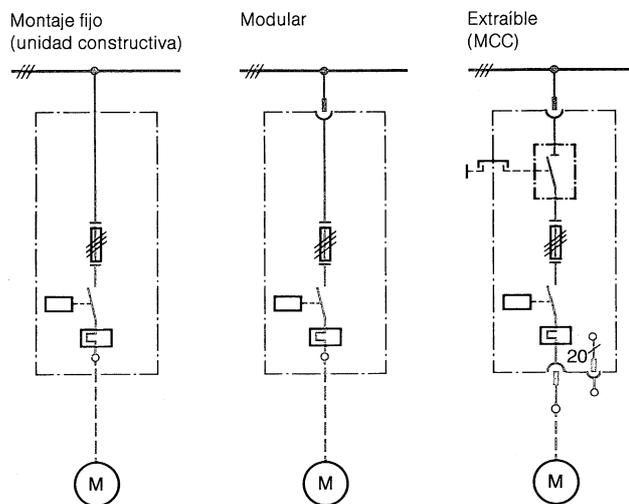


Figura 1.11/10
Esquema básico de las tres técnicas de montaje de los aparatos en el ejemplo de una derivación para motor

Tipos de secciones

Cada cuadro eléctrico consta de una o varias secciones, que alojan los aparatos montados de la forma apropiada. Para facilitar la planificación, el proyecto, la puesta en servicio, el mantenimiento y la propia fabricación se han desarrollado diferentes tipos de sección. Los tipos de sección contienen siempre los mismos aparatos o grupos de aparatos con características claramente definidas, con rangos escalonados de intensidad nominal y montados según una de las tres técnicas mencionadas. La figura 1.11/10 muestra, en el ejemplo de una derivación para motor, los esquemas básicos de las tres técnicas de montaje utilizadas.

Montaje fijo

En el montaje fijo, la derivación (unidad constructiva) está unida fijamente con las barras verticales de las secciones a través de líneas o barras; para sustituir los aparatos hace falta aislar las barras colectoras. El cable que va al motor y los ca-

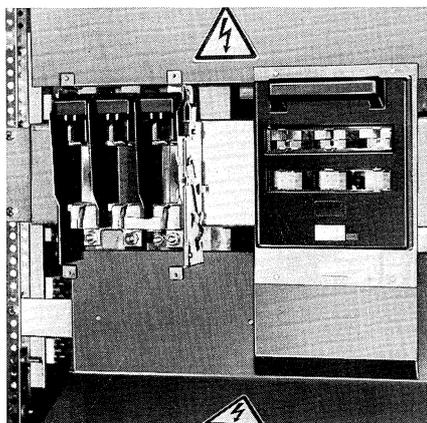


Figura 1.11/11
Sección T1 con seccionadores bajo carga con fusibles NH, de 250 A, de montaje fijo; a la izquierda, asidero y protección contra contactos en los bornes inferiores, desmontados

bles auxiliares para accionamiento y, eventualmente, medición, están conectados directamente al aparato (por ejemplo, relé de sobreintensidad) o a regletas de bornes, y deben ser desconectados previamente. La figura 1.11/11 muestra el ejemplo de unas unidades de seccionadores bajo carga con fusibles NH fijas en una sección T1.

Por el contrario, la técnica modular supone ya un mayor confort a la hora de sustituir los aparatos. Para la línea de entrada se utiliza un contacto tripolar de separación, que conduce la energía a través de barras de inserción verticales, desde las barras colectoras hasta los aparatos del módulo. Una vez extraídos los cartuchos fusibles NH mediante las tenazas adecuadas y desconectados los cables del motor y auxiliares, puede desmontarse el módulo de la sección desatornillando dos o cuatro tornillos. El personal debería tener cuidado al realizar estos trabajos, para evitar el peligro de tocar medios de servicio bajo tensión que se encuentren eventualmente en las proximidades; éstos deberían cubrirse bien mediante mantas aislantes o bien introduciendo placas de aislamiento.

Técnica modular

La figura 1.11/12 muestra un módulo enchufable para una salida de motor en la sección S.

La técnica extraíble ofrece al usuario el máximo confort de operación y la mayor seguridad en lo referente a las personas y al servicio. Con esta forma constructiva se cumplen de forma óptima las exigencias de VBG 4, establecidas por las asociaciones profesionales y que entraron en vigor el 1. 4. 1979. Tanto la entrada como la salida de una derivación se efectúan, en esta técnica, por enchufe, es decir, cada lado dispone de un contacto de separación tripolar. De este modo se evita la desconexión del cable del motor. También los circuitos auxiliares (hasta 30 polos) se conectan o desconectan automáticamente (figura 1.11/10). El montaje de las unidades extraíbles para derivaciones controladas de motores se efectúa principalmente en secciones con barras de inserción (S). De forma distinta a como se hace la mayoría de las veces en Europa, de equipar una unidad extraíble con un único final de carrera en el circuito de la bobina del

Técnica extraíble

Motor Control Center

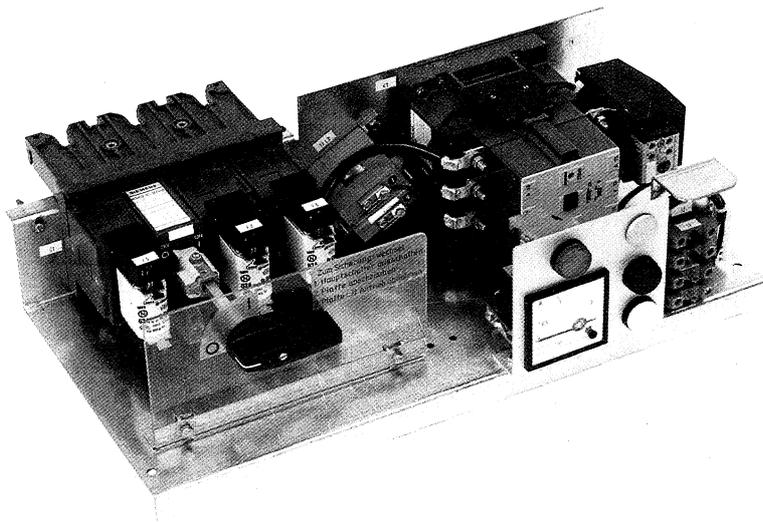


Figura 1.11/12 Módulo enchufable para una salida de motor en una sección S

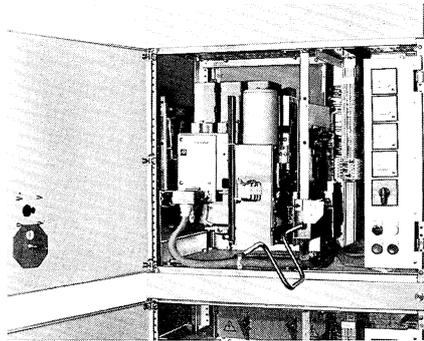
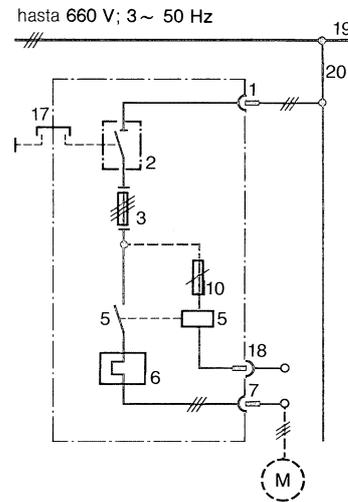
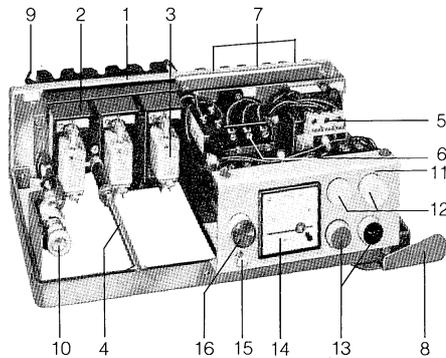


Figura 1.11/13
Interrupor de potencia 3WE
extraíble con husillo de introducción
(puerta del compartimento abierta,
manivela introducida) en una sección L1



- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> 1 Contacto de separación de entrada*) 2 Posición de aislamiento de carga del interruptor del motor*) 3 Fusibles NH*) 4 Eje de accionamiento*) 5 Contactador para conexión y desconexión operacionales 6 Relé térmico de sobrecorriente 7 Contacto de separación de salida 8 Palanca auxiliar de introducción 9 Contacto de puesta a tierra 10 Fusible de control 11 Soporte pivotante para instrumentos 12 Lámpara de indicación ON, OFF 13 Pulsador ON, OFF 14 Amperímetro (72 mm × 72 mm) 15 Botón para el rearme del relé de sobrecorriente 16 Lámpara de indicación "defecto" | <ul style="list-style-type: none"> 17 Accionamiento del interruptor con enclavamiento de puerta*) 18 Contacto de separación auxiliar de 20 polos (se encuentra por debajo del contacto de separación de salida) 19 Barras colectoras principales horizontales 20 Barras de inserción verticales <p>*) Integrado en un aparato: seccionador del motor con fusibles 3KM</p> |
|--|---|

Figura 1.11/14
Unidad extraíble más pequeña (2 módulos) para una sección S, con un contactor de 32A,
y esquema eléctrico básico

contactor, como enclavamiento eléctrico y mecánico para evitar la extracción en estado de conexión, la técnica americana de motor-control-center (MCC) según NEMA ICS 2—322 exige un interruptor principal adicional, para enclavar la puerta. Este interruptor principal en cada derivación de motor posee la capacidad de ruptura del motor ($6 \text{ a } 8 \cdot I_N$) y garantiza, que sólo se pueda abrir la puerta de la unidad extraíble durante la fase de aceleración del motor, estando el motor frenado eventualmente o estando un contactor “agarrotado”, después de la desconexión del interruptor principal. Después de la operación del interruptor principal queda la unidad extraíble libre de tensión, de forma que puede efectuarse sin peligro, por ejemplo, la sustitución de un fusible NH o un ajuste del relé de sobreintensidad en el compartimiento. El accionamiento del interruptor principal puede asegurarse contra operación no autorizada en la posición de desconexión, con un máximo de tres candados.

En la figura 1.11/13 se muestra un interruptor de potencia extraíble 3WE, por ejemplo, para la alimentación de un cuadro eléctrico 8PU.011 en una sección L1. La figura 1.11/14 muestra un extraíble para una salida de motor con el correspondiente circuito básico. Estas unidades extraíbles se introducen en las secciones S (figura 1.11/15). La tabla 1.11/4 proporciona un cuadro general de los tipos de secciones con sus características más importantes.

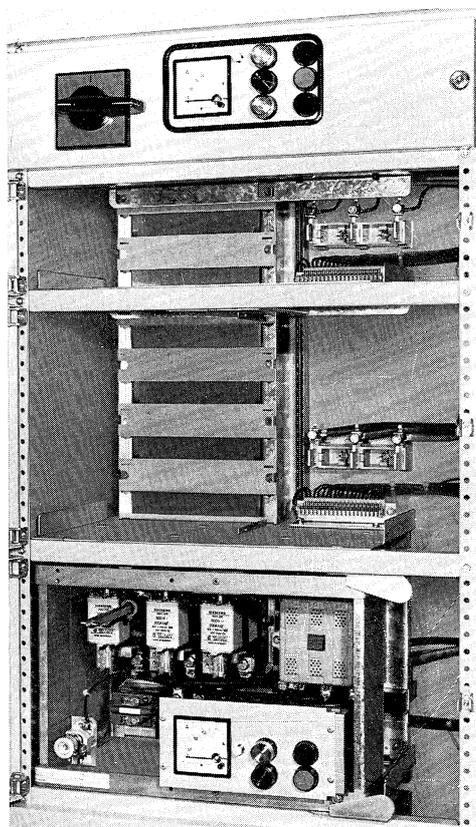


Figura 1.11/15
Sección S,
Unidades extraíbles parcialmente
sacadas (centro), barras de inserción
verticales cubiertas por una protección
automática contra contactos,
extraíble inferior con la puerta abierta

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Tabla 1.11/4 Tipos de secciones, espectro de aparatos y aplicaciones

Tipo de sección	Tipo de aparato	Montaje	Aplicaciones, características
L1	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia 3WN 	Extraíble	<ul style="list-style-type: none"> ● Alimentación por transformadores de hasta 4,0 MVA con 660 V~ ● Acoplamiento longitudinal dentro del cuadro de hasta 3000 A ● Salidas de hasta 3000 A a las subdistribuciones
L2	<ul style="list-style-type: none"> ● Interruptor de potencia 3WN 	Fijo	<ul style="list-style-type: none"> ● Alimentación por transformadores de hasta 3,15 MVA con 660 V~ ● Acoplamiento longitudinal dentro del cuadro de hasta 4000 A ● Salidas de hasta 3000 A a las subdistribuciones
S	<ul style="list-style-type: none"> ● Contactores y ● Combinaciones de contactores 3TB, 3TF ● Seccionadores bajo carga con fusibles 3KM/3KL ● Interruptor de potencia compacto 3V. 	Extraíble	<ul style="list-style-type: none"> ● Salidas para motores en técnica MCC hasta 400 A, con y sin fusibles ● Salidas de cables a las subdistribuciones con interruptores de potencia bajo carga y compactos de hasta 400 A ● Hasta 20 unidades extraíbles por sección
K	<ul style="list-style-type: none"> ● Contactores y ● Contactores de inversión 3TB 	Extraíble	<ul style="list-style-type: none"> ● Unidades extraíbles pequeñas para actuadores y válvulas electromagnéticas en centrales eléctricas y en la industria de hasta 32 A ● Salidas para motores de hasta 32 A ● Hasta 30 unidades extraíbles por sección

Pueden haber variado los tipos de aparato y los datos técnicos debido a nuevos desarrollos o mejoras.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Tabla 1.11/4 (continuación)

Tipo de sección	Tipo de aparato	Montaje	Aplicaciones, características
T1	<ul style="list-style-type: none"> ● Seccionadores bajo carga con fusibles NH, 3NP5 	Fijo	<ul style="list-style-type: none"> ● Derivaciones de cables de 160 A a 630 A para la alimentación de subdistribuciones y distribuciones para luz y fuerza ● máx $3 \times 4 = 12$ salidas 125 A o $3 \times 2 = 6$ salidas 250 A hasta 630 A por sección
T4	<ul style="list-style-type: none"> ● Seccionadores bajo carga con fusibles 3NJ6 	Extraíble	<ul style="list-style-type: none"> ● Derivaciones de cables de 125 A a 630 A para la alimentación de subdistribuciones, etc. ● máx. 18 salidas hasta 250 A o 7 salidas hasta 400 A y 5 salidas hasta 630 A por sección
F	<ul style="list-style-type: none"> ● Contactores y ● Combinaciones de contactores ● Interruptores de potencia 3V. ● Contactores auxiliares 	Fijo	<ul style="list-style-type: none"> ● Salidas de cables de hasta 800 A para la alimentación de subdistribuciones ● Salidas para motores de hasta 630 A ● Controles
C	<ul style="list-style-type: none"> ● Condensadores con contactor y fusibles NH como unidades de maniobra ● Unidad de control 4RY 	Fijo (Unidades constructivas)	<ul style="list-style-type: none"> ● Compensación de la potencia reactiva ● Unidades de maniobra de hasta 50 kvar ● Hasta 5 unidades de maniobra = 250 kvar por sección ● Una unidad de control necesaria por cada cuadro eléctrico
Z	<ul style="list-style-type: none"> ● Según las exigencias, por ejemplo: ● Fusibles DIAZED, ● Fusibles NH, ● Equipos de corriente continua 	Fijo	<ul style="list-style-type: none"> ● Sección vacía para ampliaciones con aparatos, no cubiertos por los restantes tipos de secciones

Pueden haber variado los tipos de aparato y los datos técnicos debido a nuevos desarrollos o mejoras.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Aislamiento al aire y recorridos de las corrientes de fuga

Para el dimensionamiento de los tramos de aislamiento al aire y de los recorridos de las corrientes de fuga de los sistemas de barras horizontales y verticales de un cuadro eléctrico, deben tomarse de VDE 0110 los valores del grupo C para 1000 V, 40 a 60 Hz. Atendiendo a la fabricación en todo el mundo del programa 8PU. de cuadros eléctricos según otras determinaciones y normas internacionales se tomaron los valores más altos, muy por encima de los citados por VDE 0100, y que están recogidos en las normas NEMA ICS 2-322 americanas para MCC.

Estos valores son:

1 pulgada (25,4 mm) para los tramos de aislamiento en aire entre conductores activos (L1, L2, L3) y para tramos de aislamiento en aire y recorridos de las corrientes de fuga entre conductores activos (L1, L2, L3) y piezas conectadas con tierra (bastidor, cubiertas, etc.).

2 pulgadas (50,8 mm) para recorridos de las corrientes de fuga entre conductores activos (L1, L2, L3).

Datos y característicos comunes

Datos y características comunes de las cuatro formas constructivas 8PU:

Determinaciones y recomendaciones:	VDE 0660 parte 500, publicación CEI 439-1
Tensiones nominales:	hasta 660 V, 40 a 60 Hz
Intensidades nominales para las barras colectoras:	hasta 3800 A
Impulso nominal de corriente para las barras colectoras:	hasta 176 kA
Material para las barras colectoras, barras de las secciones y barras de inserción:	cobre electrolítico F30
Clase de protección según DIN 40 050 o publicación CEI 144:	IP 40 (IP 54)
Construcción del bastidor:	secciones individuales autoportantes
Envoltorio exterior:	chapa de acero: color RAL 7032, gris guijarro
Altura de las secciones:	2200 mm
Profundidad de las secciones:	400 mm, 600 mm u 800 mm (dependiendo de la forma constructiva)
Anchura de las secciones:	600 mm, 800 mm, 900 mm (dependiendo de la forma constructiva)
Dimensionamiento de los medios de servicio:	Para una temperatura ambiente del cuadro eléctrico de 35 °C como valor medio durante 24 horas. En caso de temperaturas ambientales superiores se reducen las intensidades nominales de servicio de los equipos.

Especialmente la forma constructiva 8PU.011 ofrece una elevada seguridad para el servicio del cuadro eléctrico, a consecuencia del montaje separado de los medios de servicio dentro de una sección. La subdivisión interna en estos tipos de sección abarca:

Subdivisión interna

- ▷ El compartimiento de las barras colectoras,
- ▷ el recinto de aparatos,
- ▷ el recinto de conexión de cables,
- ▷ el recinto para las barras de la sección o de inserción.

La utilización de mantas de tejido duro para la sujeción de las barras colectoras en los cuadros eléctricos 8PU.011 impide, al mismo tiempo, que en caso de defecto se extienda un eventual arco eléctrico perturbador a secciones vecinas.

Soporte de las barras colectoras

Mediante resortes en los cierres de las puertas se consigue, en caso de establecerse tales arcos, una reducción de la presión en el blindaje, sin que salten las puertas o las cubiertas exteriores del bastidor.

Cierres de las puertas con resortes

Por delante de las barras de inserción verticales de la sección S del MCC se encuentra una protección contra contactos de acción automática (Shutter). Esta protección es accionada por la unidad extraíble, cubriendo a prueba de contactos las barras de inserción bajo tensión cuando está extraída la unidad (figura 1.11/15).

Shutter automático

Según el mismo principio, puede incorporarse en las secciones L1 con interruptores de potencia extraíbles, si se desea, una protección automática contra contactos de este tipo por delante de los contactos de entrada y salida (figura 1.11/16).

Además, para este tipo de sección puede suministrarse un equipo mecánico para desplazar el interruptor de potencia extraíble desde la posición de servicio a la de prueba, estando la puerta del compartimiento cerrada. Mediante una manivela puede desplazarse el interruptor a lo largo de un recorrido de unos 50 mm.

Desplazamiento de los interruptores de potencia

Todos los tipos de sección pueden montarse en orden arbitrario unas junto a otras, siempre que las barras colectoras se encuentren en la misma posición en la sección, con independencia de la anchura y profundidad de las mismas.

Montaje de diferentes tipos de sección

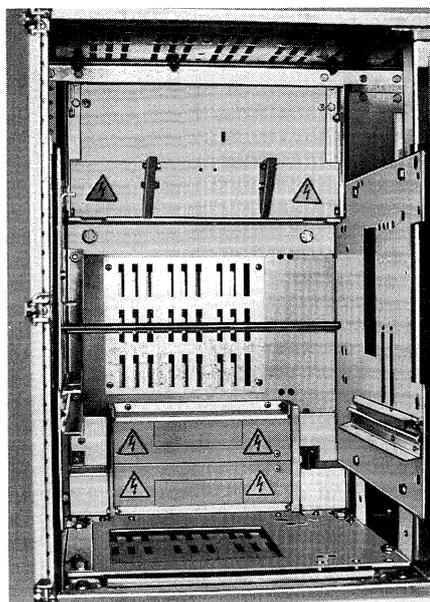


Figura 1.11/16
Vista de un compartimento, con protección automática contra contactos después de extraer el interruptor de potencia

Ampliaciones

Para poder montar otras secciones en cuadros eléctricos existentes, todas las secciones se suministran de fábrica con todos los taladros necesarios en el bastidor y en las barras colectoras, de forma que en obra sólo haya que desatornillar las paredes laterales.

De la figura 1.11/17 se desprenden las posibilidades que existen de montaje de los cuadros eléctricos 8PU..

Introducción de cables

Todas las formas constructivas están preparadas para introducir los cables de salida y entrada desde abajo. En secciones que tengan las barras colectoras montadas en la parte superior y que tengan una profundidad mínima de 600 mm, pueden introducirse, sin embargo, los cables en caso necesario también desde arriba. Para ello, pueden desatornillarse las chapas del techo de las secciones, debiendo dotarse en obra de las correspondientes uniones roscadas para los cables.

Alimentación por canal de barras

Bajo las mismas condiciones (dimensiones de las secciones, posición de las barras colectoras) es también posible la alimentación por canales de barras desde transformadores montados en las proximidades. Las secciones apropiadas para ello son las de tipo L1 y L2.

Conexión de cables

Para la conexión de cables se han previsto, según el tipo de sección y la intensidad nominal de los aparatos, diferentes posibilidades (tabla 1.11/5).

Barras colectoras dobles Todos los tipos de sección están equipados con un sistema de barras colectoras, en el que existen dos barras en paralelo para cada conductor activo. Esto tiene la ventaja de facilitar la conexión de las barras verticales y cables sin necesidad de agujeros, mediante una pieza de fijación especial.

En caso de secciones dispuestas espalda con espalda, cada una de 400 mm de profundidad, puede montarse en caso necesario un segundo sistema de barras colectoras en la parte superior de las secciones. Mediante interruptores de acoplamiento transversal pueden unirse, según lo requiera el circuito, ambos sistemas de barras.

1.11.3 Distribuciones de baja tensión por cajas

Forma constructiva de cajas Mientras que los cuadros eléctricos descritos hasta ahora en armarios, paneles o bastidores encontraban aplicación principalmente como distribuciones principales y subdistribuciones con un rango de intensidades nominales en las barras colectoras desde 1000 A hasta 3000 A aproximadamente, las distribuciones por cajas se utilizan en distribuciones principales y subdistribuciones para intensidades nominales en las barras colectoras desde 250 A hasta 1800 A aproximadamente. “Las distribuciones en forma constructiva de cajas” constituyen un sistema acabado en fábrica, pudiéndose configurar distribuciones de tamaño y función arbitrarios.

Determinaciones VDE Los componentes de tipo aprobado de tales distribuciones son fabricados y probados por los fabricantes de acuerdo con las determinaciones VDE mencionadas a continuación:

VDE 0606: “distribuciones pequeñas para equipos de hasta 63 A”
VDE 0659: “distribuciones acabadas en fábrica, para instalaciones”
VDE 0660 parte 500 “combinaciones de aparatos de maniobra de baja tensión”.

Las distribuciones de baja tensión por cajas descritas a continuación son combinaciones de aparatos de maniobra probadas por tipos (TSK) según VDE 0660 parte 500.

Las unidades básicas de tales distribuciones son cajas de diferentes dimensiones, pero ajustables entre sí, que pueden combinarse tanto en los talleres de los usuarios como en fábrica formando distribuciones. Debido a ello pueden adaptarse óptimamente a la finalidad específica del usuario.

Material de blindaje Para el blindaje se utilizan hoy en día principalmente material aislante o chapa de acero.

Debido al aislamiento de protección y a la resistencia contra la corrosión son cada vez más numerosas las distribuciones con cajas de material aislante.

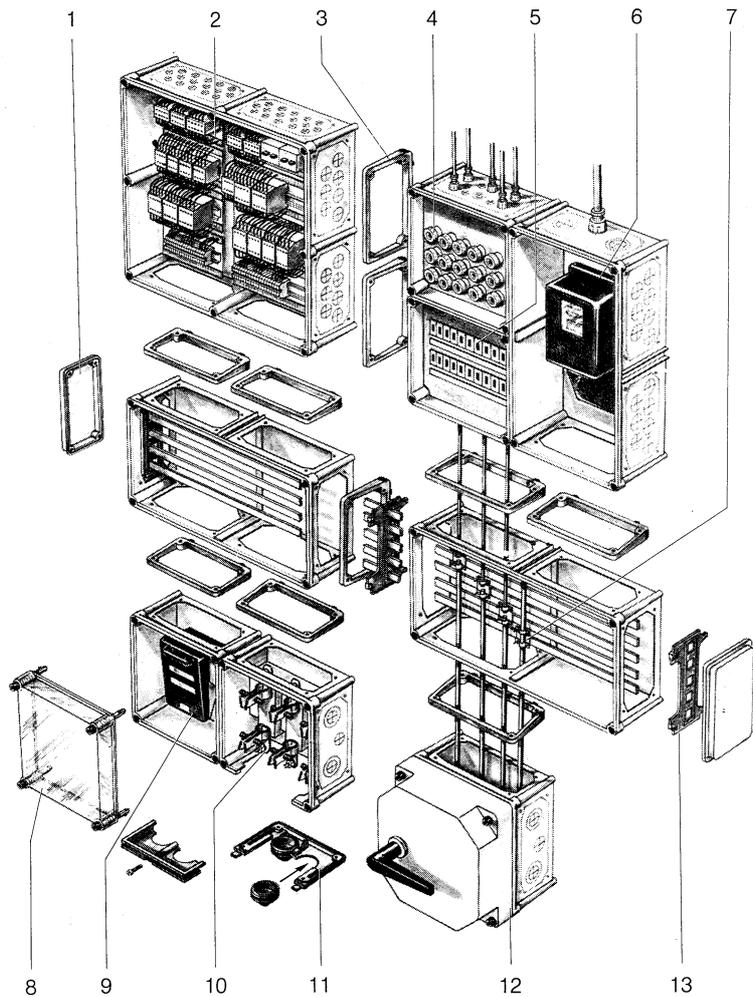
A continuación se describen las siguientes distribuciones de este tipo:

Programa general Distribuciones con aislamiento de protección 8HP,
Distribuciones blindadas en chapa de acero 8HS,
Distribuciones protegidas contra explosiones.

Distribuciones con aislamiento de protección 8HP (TSK VDE 0660 parte 500)

Las distribuciones con “aislamiento de protección” tienen cada día mayor importancia debido a su alto grado de protección contra tensiones peligrosas de contacto.

Las figuras 1.11/18 y 1.11/19 muestran la constitución de tales distribuciones. **Constitución**
 En la figura 1.11/20 puede verse que las unidades básicas del sistema son 5 cajas, de áreas en la proporción 0,5:1:1,5:2:4, constituyendo las dimensiones de la caja del tamaño 1 el módulo básico. Las cajas con los aparatos instalados pueden disponerse tanto individualmente como por grupos, formando distribuciones y sistemas de control, sin dejar huecos. Para los diferentes aparatos puede



- | | | |
|--|---|--|
| 1 Placa terminal | 5 Aparatos fijados a presión | 9 Seccionador bajo carga con fusibles NH |
| 2 Caja con aparatos para sistemas de control | 6 Caja de contadores | 10 Fusibles NH |
| 3 Junta | 7 Accesorios para el tendido de las barras colectoras | 11 Placa de entrada de cables |
| 4 Caja con fusibles DIAZED | 8 Tapa | 12 Seccionador bajo carga |
| | | 13 Soporte para barras colectoras |

Figura 1.11/18 Constitución de las distribuciones de baja tensión 8HP

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

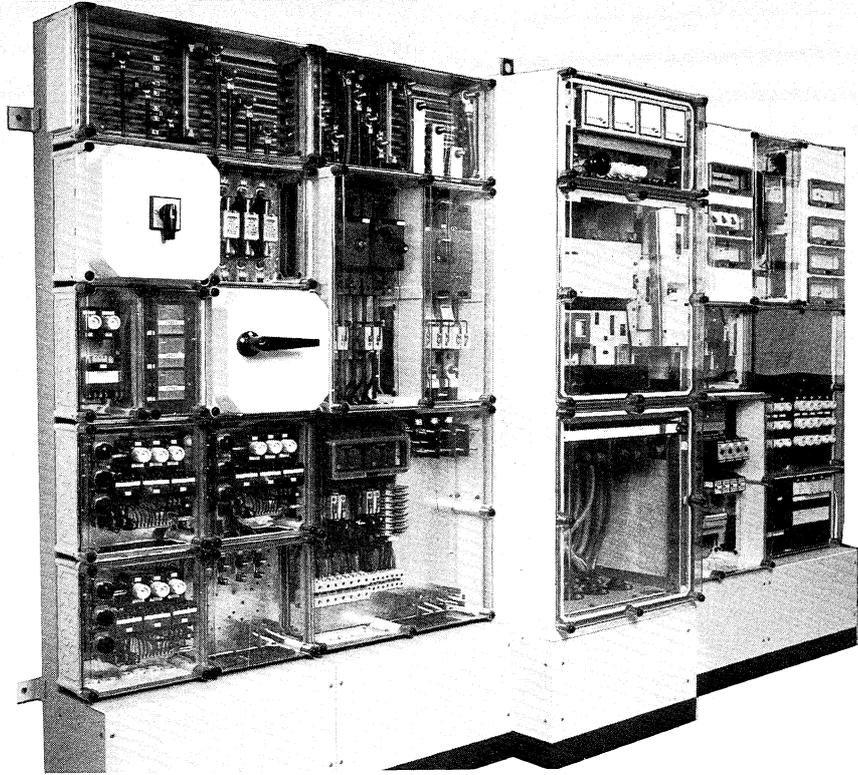


Figura 1.11/19
Distribución blindada en material aislante con sección de alimentación para 1800 A

Dimensiones en mm

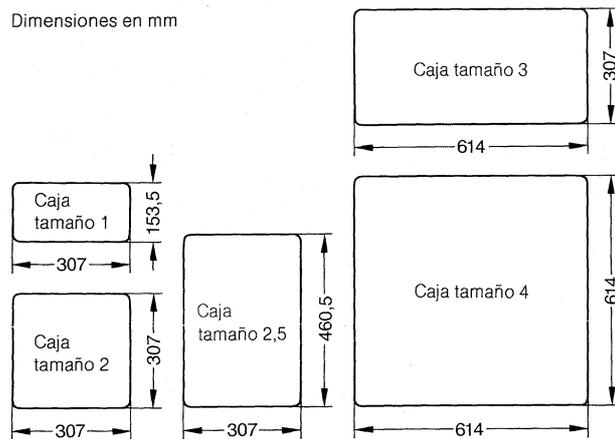


Figura 1.11/20 Unidades básicas del sistema 8HP (dimensiones)

variarse a voluntad la profundidad mediante marcos intermedios (incluso superponiendo varios de éstos). Las cajas disponen en todos los lados de grandes estampados de brida, que contienen, a su vez, estampados para uniones roscadas normalizadas (figura 1.11/21). Estos estampados se quitan con facilidad en taller o en obra. De este modo, las cajas pueden utilizarse tanto para la construcción de distribuciones (grandes aberturas de brida) como para instalación individual (estampado para uniones roscadas).

La concepción del sistema, de cubrir con un pequeño número de partes un rango grande de aplicaciones, ofrece al usuario las siguientes ventajas:

Ventajas

- ▷ Proyecto sencillo,
- ▷ gestión de almacén sencilla y económica,
- ▷ manipulación sencilla y universal de un pequeño número de componentes,
- ▷ plazos de suministro cortos.

Todas las partes de la carcasa son de una resina poliéster reforzada con fibra de vidrio. Este material de alta calidad técnica aúna de forma ideal todas las propiedades que se le exigen para sistemas de distribución en edificios e industrias. Entre éstas cabe citar:

Poliéster reforzado con fibra de vidrio

- ▷ Aislamiento de protección,
- ▷ Clase de protección elevada (hasta IP 65),
- ▷ Resistencia contra la corrosión,
- ▷ Resistencia mecánica,
- ▷ Montaje y trabajos sencillos,
- ▷ Resistencia al calor,
- ▷ Ausencia de mantenimiento,
- ▷ De difícil inflamación, autoextinción,
- ▷ Libre de halógenos (con lo que se impiden daños secuenciales por incendios externos),
- ▷ Peso reducido de los componentes.

Todas estas ventajas, que se tratarán a continuación con más detalle a base de ejemplos, abogan por la utilización de tales distribuciones con aislamiento de protección.

Mientras que antes se mezclaban halógenos (por ejemplo, cloro) al material de moldeo para conseguir características de difícil inflamación y autoextinción, o incluso una serie de materiales de moldeo estaban constituidos por las propias combinaciones del cloro, hoy en día se ha impuesto una tendencia diferente en este campo debido a las nuevas experiencias.

Ausencia de halógenos

Los materiales moldeados conteniendo halógenos liberan, a saber, en caso de incendio, el cloro en forma gaseosa, lo que constituye un serio peligro para el hombre. Además, el cloro se combina con la humedad del aire o con el agua de extinción (en caso de incendio), formando ácido clorhídrico, que origina daños secuenciales impredecibles en instalaciones y equipos no afectados directamente por el fuego. Las compañías aseguradoras y el cuerpo de bomberos exigen, por ello, con gran énfasis el empleo de materiales aislantes sin halógenos.

En el sistema 8HP se utiliza en vez de cloro el hidróxido de aluminio, que no conlleva riesgos ambientales.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Ventajas constructivas

La utilización de las unidades y componentes de un sistema de este tipo durante el servicio, durante el montaje de distribuciones y durante los trabajos de conexión en obra se facilita por una serie de medidas constructivas, de las que se describen a continuación tres en detalle.

Fijación de la tapa

Todas las tapas están provistas de cierres rápidos para operación con herramienta (figura 1.11/21). Pueden sustituirse por cierres de operación manual. Por medio de una indicación queda claramente visible si la tapa se ha cerrado perfectamente (clase de protección). Introduciendo dos tornillos especiales de bisagra puede conseguirse una tapa abatible.

Existen tapas

- ▷ opacas (poliester reforzado con fibra de vidrio) y
- ▷ transparentes (policarbonato).

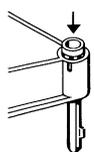
Trabajos

La utilización de poliester reforzado con fibra de vidrio para las bases de las cajas y las tapas opacas, y de policarbonato para las tapas transparentes, evita problemas a la hora de montar los aparatos. Los taladros y aberturas para los accionamientos manuales, lámparas de indicación y clapetas de operación pueden efectuarse sin problemas, por poderse trabajar estos materiales incluso con herramientas sencillas, por ejemplo, barrenas, serruchos de calar, sierras de marquetería o perforadores de agujeros.

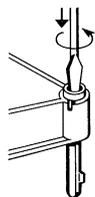
Cierres de las tapas

Todas las tapas disponen de cierre rápido, que puede abrirse solamente mediante herramientas. Los cierres pueden precintarse.

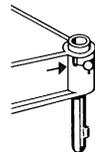
Cerrar



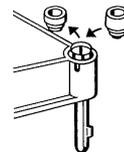
Abrir



Cerrado y precintado



Introducción de un asidero para abrir los cierres manualmente



Tornillos-bisagra para la tapa

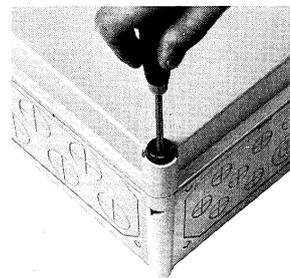
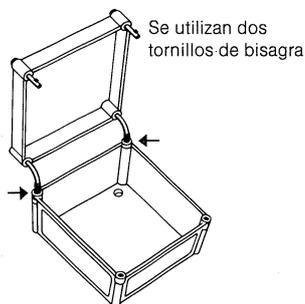


Figura 1.11/21 Modos de fijación de la tapa

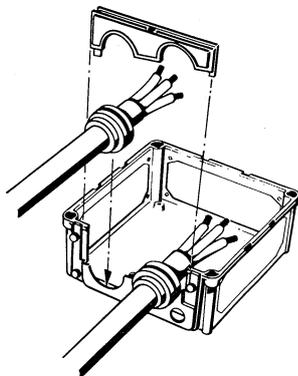


Figura 1.11/22
Placa divisible para introducción de cables

Para facilitar la conexión de los cables en obra se ha desarrollado una placa de introducción de cables en dos partes, para los cables de secciones mayores, que puede ser montada en cada caja del sistema (figura 1.11/22). Los cables pueden montarse así de frente de forma rápida y barata, siendo innecesarias las boquillas para cables.

Conexión de cables

Los cables que se introducen desde abajo pueden protegerse mediante un revestimiento apropiado (figura 1.11/19).

El sistema se suministra de tres formas:

- 1) Suministro de distribuciones completas, listas para su conexión, por los talleres del fabricante
- 2) Suministro de componentes para el ensamblaje de las distribuciones
- 3) Suministro de unidades de distribución para disposición individual, por ejemplo, cajas de fusibles, cajas con automáticos, cajas para sistemas de control

Programa de suministros

Las unidades de distribución mencionadas en el punto 3) se suministran como cajas

- ▷ con placas de montaje, por ejemplo, para sistemas de control,
- ▷ con fusibles DIAZED,
- ▷ para el montaje de aparatos fijados a presión, por ejemplo, automáticos, fusibles NEOZED, interruptores de protección por corriente de defecto, etc.,
- ▷ con fusibles NH,
- ▷ con placas de soporte para contadores,
- ▷ con interruptores bajo carga y de potencia de hasta 750 A (figura 1.11/23),
- ▷ con condensadores para la compensación de la potencia reactiva,
- ▷ en forma de secciones de alimentación de hasta 1800 A (transformador 1250 kVA).

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

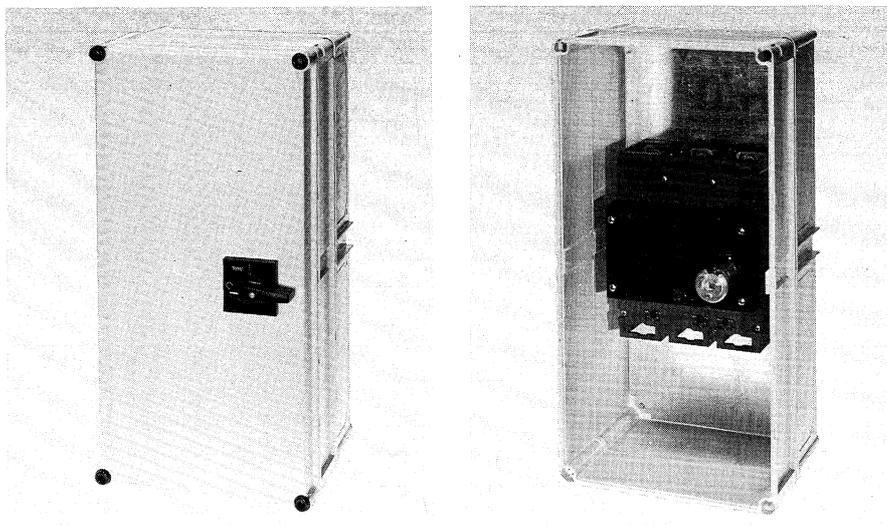


Figura 1.11/23
Interruptor de potencia 3VT... 630 A para accionamiento manual (caja tamaño 3)

Datos técnicos

Tensión nominal	660 V~ 600 V_
Grupo de aislamiento C según VDE 0110	1000 V~ 1200 V_
Intensidad nominal:	
Barras colectoras	250, 400, 630, 1000 A
Aparatos montados	hasta 750 A
Alimentación	hasta 1800 A
Resistencia contra cortocircuitos (impulso de la corriente de cortocircuito I_s) de las barras colectoras para una intensidad nominal en barras colectoras de	40 kA, 250 A 70 kA, 400 A 70 kA, 630 A 80 kA, 1000 A
Clase de protección según DIN 40 050 o Publicación CEI 144 y CEI 529	IP 55 (también IP 65)
Color:	
Partes del blindaje	RAL 7035, gris claro
Tapas transparentes	Incoloras
Revestimiento del recinto de cables	RAL 7030, gris piedra
Medida de protección	Aislamiento de protección \square

Todas las piezas del blindaje y accionamientos están construidas de tal forma, que en estado normal cerrado cumplen las condiciones del aislamiento de protección según VDE 0660 parte 500. Debajo de un tejadillo de protección pueden instalarse también las distribuciones 8HP a la intemperie.

Distribuciones blindadas en chapa de acero 8HS (TSK VDE 0660 parte 500)

Las distribuciones de este tipo son especialmente apropiadas para su empleo bajo severas condiciones de servicio, debido a su robustez y alta clase de protección de IP 65 (protección total contra polvo y agua).

El sistema de distribución aquí descrito es, por la aplicación universal de sus componentes, apropiado para la construcción de distribuciones principales y subdistribuciones, así como de sistemas de control (figuras 1.11/24 y 1.11/25). Tales combinaciones son muy seguras debido a su alta clase de protección, su robusto blindaje en chapa de acero, su clara disposición de aparatos, sus barras contra arcos eléctricos en la traza de las barras colectoras y su prueba según VDE 0660 parte 500.

El sistema dispone de 4 cajas de diferentes tamaños (figura 1.11/26), que pueden ser instaladas por separado o agrupadas. Las aberturas laterales se cierran mediante placas y las frontales mediante puertas. Para mantener la clase de protección se disponen juntas entre las distintas cajas.

Constitución

Las combinaciones de cajas pueden instalarse, según se requiera, adosadas a la pared o de forma independiente.

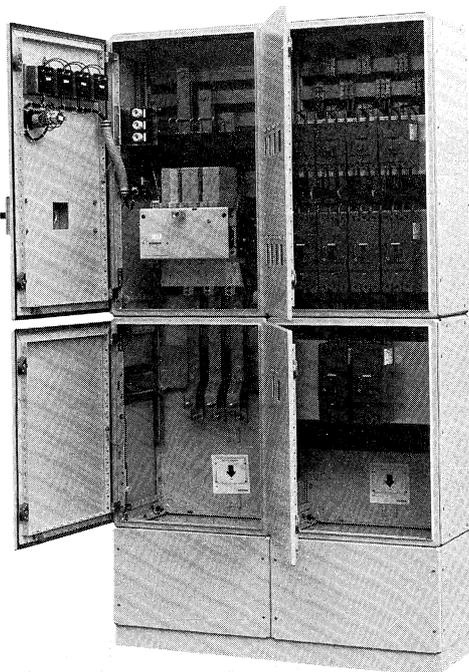


Figura 1.11/24
Subdistribución blindada
en chapa de acero 8HS

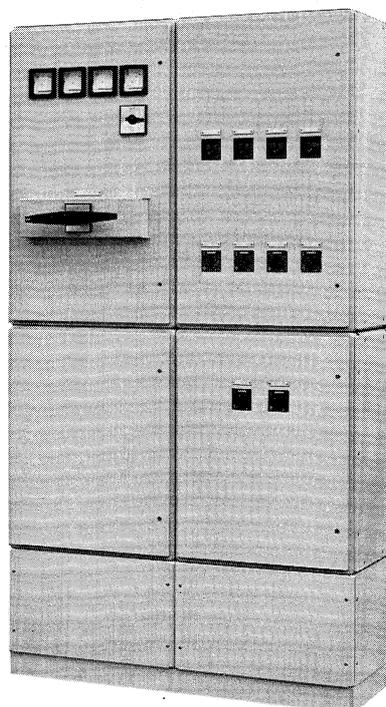


Figura 1.11/25
Subdistribución
blindada en chapa
de acero 8HS

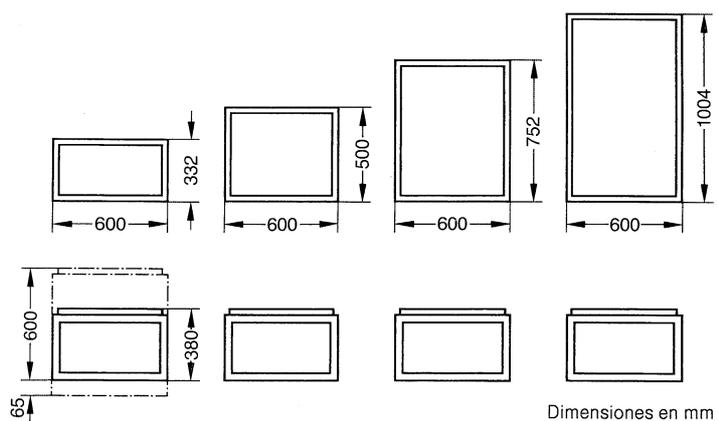


Figura 1.11/26 Dimensiones de las cajas en el sistema de distribución 8HS

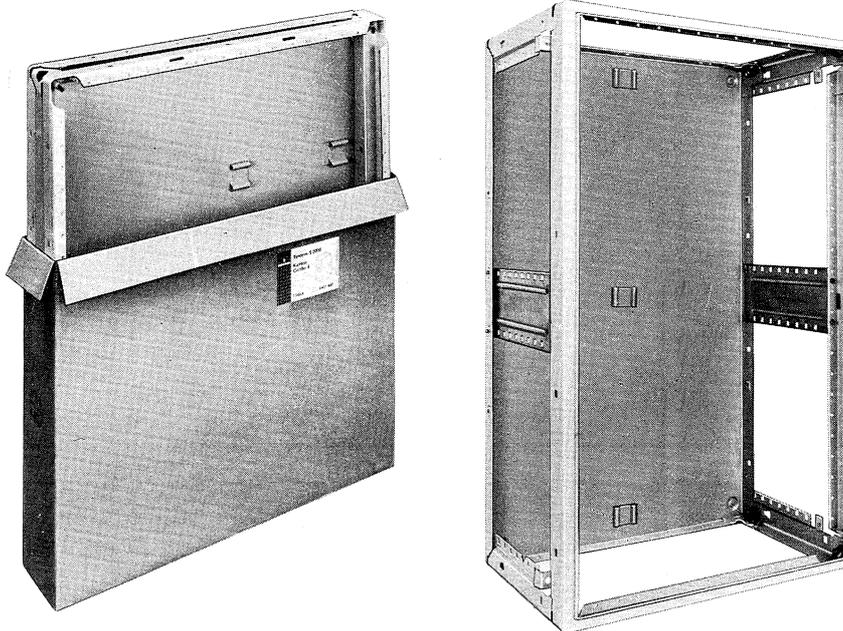
1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Las cajas disponen de cuatro puntos de conexión para el conductor PE. Para todos los demás componentes queda garantizado el que, al montarlos o adosarlos, queden incluidos en la medida de protección de puesta a tierra normal o neutralización.

**Medidas
de protección**

Después de su mecanizado, las piezas de blindaje son protegidas perfectamente contra la corrosión mediante un recubrimiento plástico superficial de alta resistencia, aplicado en caliente (resina epoxídica).

Para reducir los costes de transporte y almacenamiento, las cajas se suministran por piezas. El ensamblaje de las piezas para formar las cajas es sencillo (figura 1.11/27).

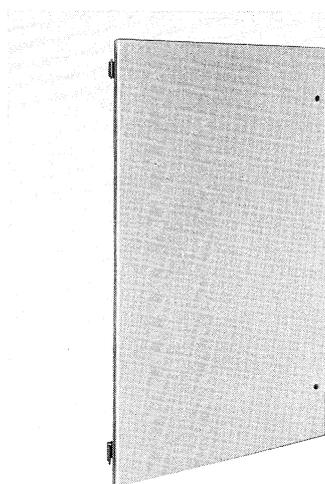


a) Embalada por piezas

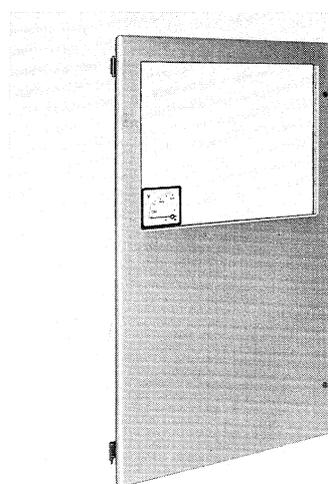
b) Caja atornillada

Figura 1.11/27
Caja del sistema de distribución 8HS, embalada por piezas y atornillada

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión



a) Puerta totalmente de chapa



b) Puerta de visibilidad parcial

Figura 1.11/28 Puertas del sistema de distribución 8HS

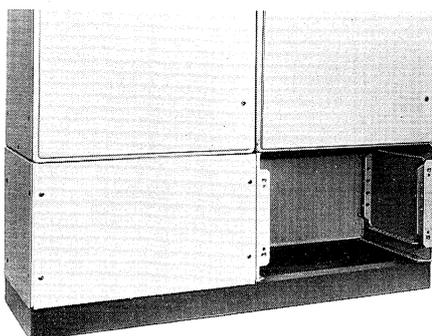


Figura 1.11/29
Zócalo autoportante para una distribución 8HS

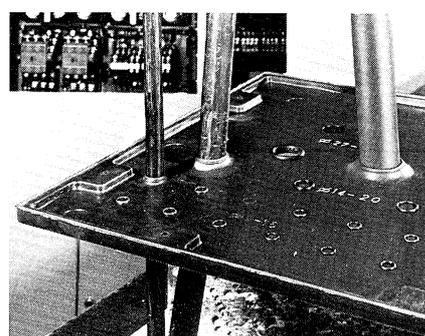


Figura 1.11/30
Placa de introducción de cables con recubrimiento de goma para una distribución 8HS

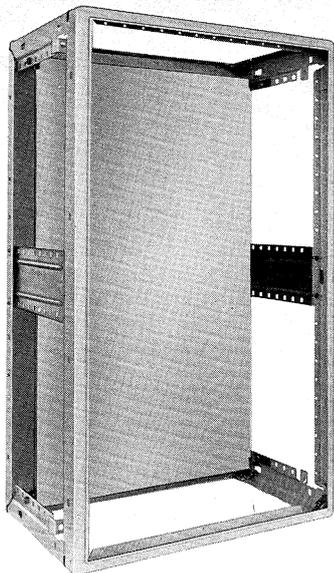


Figura 1.11/31
Caja con una placa de montaje de gran superficie

Se suministran tres modelos de puertas (figura 1.11/28)

- ▷ Con vista total,
- ▷ con media ventana,
- ▷ totalmente de chapa.

Puertas

Para la instalación autoportante de una distribución se suministran piezas de zócalo (figura 1.11/29). Los cables quedan cubiertos por todos lados. En el propio zócalo pueden disponerse soportes de hierro para los cables. El zócalo se fija sobre un bastidor de perfiles en U con piezas de sujeción, que hacen innecesario el taladrado de agujeros. La introducción de cables y líneas se efectúa a través de las placas terminales con penetraciones para cables o uniones roscadas normalizadas, o mediante placas de introducción de cables revestidas de goma (figura 1.11/30).

Zócalo

Penetraciones de cables

Para el montaje de los aparatos de maniobra se dispone de un gran espectro de placas de montaje y barras de soporte, bicromatizadas o cincadas tipo sendzimir.

Montaje de aparatos

Para los sistemas de control se suministran las cajas con placas incorporadas de gran superficie, en correspondencia con el tamaño de las cajas (figura 1.11/31).

En el caso de distribuciones, las cajas disponen de pletinas de fijación, a las que se fijan los componentes necesarios para el montaje de los aparatos de maniobra, tales como placas de montaje o barras de soporte.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Ventajas

Tales distribuciones de chapa de acero son:

- ▷ Fiables durante el servicio debido a su alta clase de protección, a la robustez de su blindaje en chapa de acero y a la clara disposición de los aparatos;
- ▷ convenientes para el taller por sus grandes recintos de bornes y su cableado flexible;
- ▷ convenientes para el montaje por su instalación sencilla, por no ser necesarios taladros para la fijación del zócalo sobre el bastidor, por la rapidez con que se pueden conectar los cables, por las placas terminales con entradas de cables autoselladas;
- ▷ susceptibles de ampliación en virtud de los componentes del sistema;
- ▷ conexión sencilla de aparatos montados posteriormente por los bornes insertables en las barras colectoras;
- ▷ de bajo mantenimiento por el revestimiento resistente de plástico de las piezas de blindaje.

Datos técnicos

Tensión nominal	660 V~ 600 V_
Grupo de aislamiento C según VDE 0110	1000 V~ 1200 V_
Intensidad nominal: Barras colectoras Aparatos montados Alimentación	400, 630, 1000 A hasta 750 A hasta 2000 A
Resistencia contra cortocircuitos (impulso de la corriente de cortocircuito I_s) de las barras colectoras para una intensidad nominal en barras colectoras de	70 kA, 400 A 70 kA, 630 A 80 kA, 1000 A
Clase de protección según DIN 40 050 o Publicación CEI 144 y CEI 529	IP 65
Color	RAL 7032, gris guijarro

Distribuciones protegidas contra explosiones

En aquellos lugares en instalaciones, edificios, fábricas, etc., donde puedan producirse gases, vapores o polvo explosivos (en operación normal o en caso de accidente) deben aplicarse instalaciones, aparatos y distribuciones eléctricas en ejecución protegida contra explosiones. Tales centros son, por ejemplo, instalaciones de pintura, fábricas de productos químicos, refinerías de petróleo, tanques de almacenamiento de combustible, etc.

Los medios de servicio protegidos contra explosiones están sujetos en lo referente a la construcción, la prueba y su instalación en centros con riesgo de explosiones a determinaciones y prescripciones muy restrictivas. El capítulo 25 trata este tema con más detalle.

**Prescripciones,
determinaciones**

En la figura 1.11/32 se muestra una distribución protegida contra explosiones.

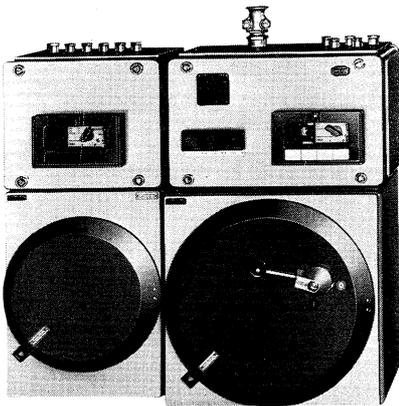


Figura 1.11/32
Distribución de baja tensión
protegida contra
explosiones

1.11.4 Distribuciones de barras 8PL con salidas variables (TSK VDE 0660 parte 500)

Las distribuciones de barras son un tipo especial de distribuciones de baja tensión, definidas en VDE 0660 parte 500, como se describe a continuación:

“Distribuciones de barras con salidas variables son aquéllas en las que las cajas de salida pueden desmontarse y disponerse sobre otro asiento dispuesto sobre las barras de las barras, sin necesidad de quitar la tensión de las barras” (figura 1.11/33).

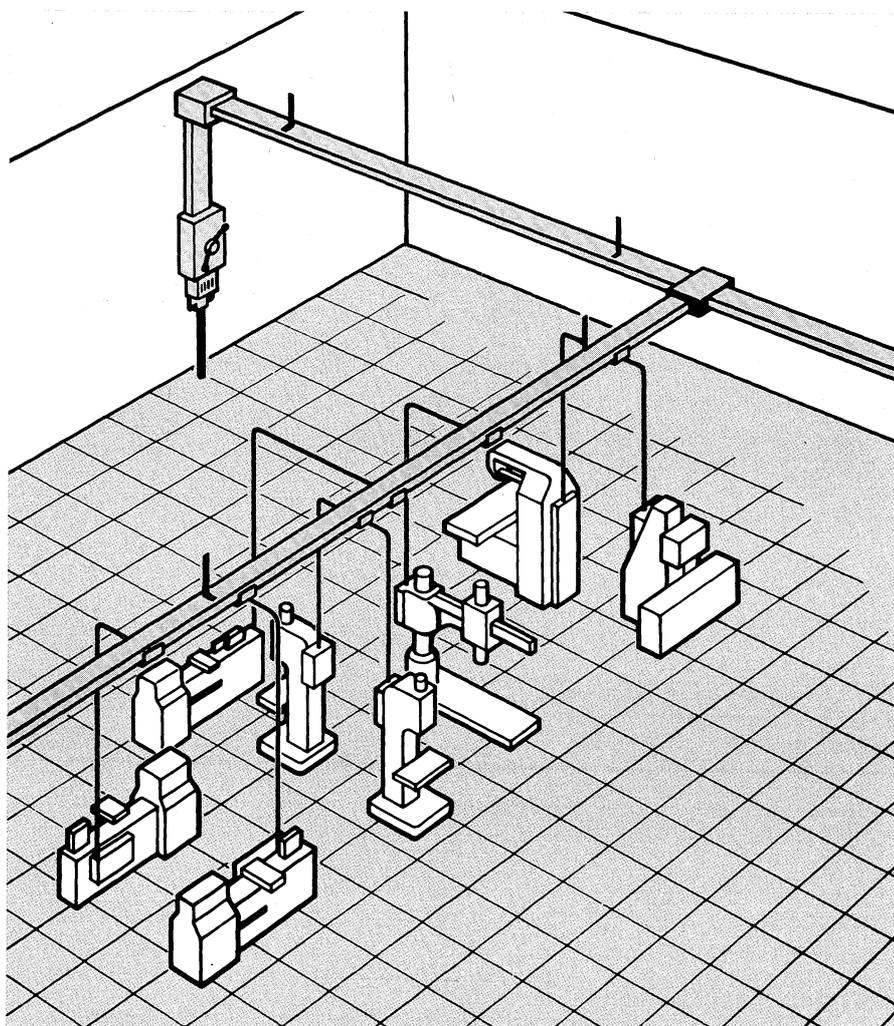


Figura 1.11/33
Representación esquemática de una distribución de barras 8PL con salidas variables

Las distribuciones de barras con salidas variables se emplean para el abastecimiento de energía de máquinas, de ubicación variable, por ejemplo, por cambios en el programa de fabricación. Las barras blindadas se montan en las naves de forma fija en paralelo a las hileras de máquinas; las conexiones de las máquinas se efectúan de forma segura y sencilla a través de cajas de salida dispuestas en los puntos previstos (figura 1.11/34).

Aplicación

Las distribuciones de barras se emplean en la industria de las máquinas-herramienta, industria del automóvil, madera, papel, textil, industrias de alimentación, en talleres de reparación, laboratorios, edificios de administración, etc., así como, en disposición vertical, como líneas ascendentes en edificios de gran altura.

Como envolvente de todos los componentes se utiliza poliester reforzado con fibra de vidrio. Este material ofrece las siguientes ventajas:

Material de blindaje

- ▷ Resistencia contra la corrosión en atmósferas agresivas,
- ▷ aislamiento de protección,
- ▷ peso reducido,
- ▷ mantenimiento escaso, no necesita pintura de protección.

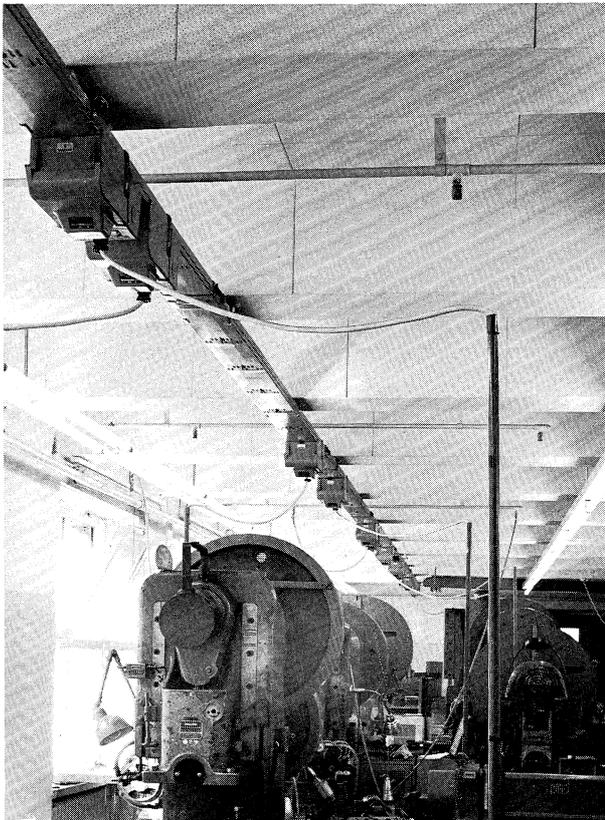
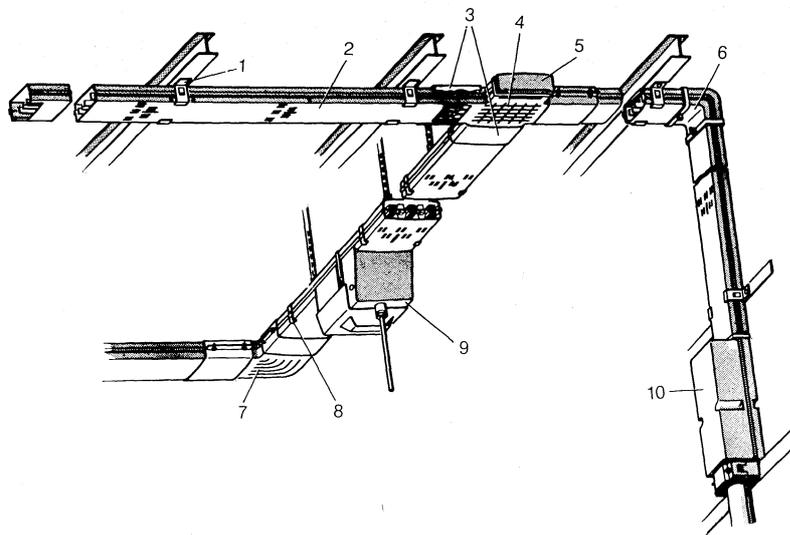


Figura 1.11/34 Distribución de barras 8PL en una planta de mecanizado

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión



- | | |
|----------------------------|-------------------------|
| 1 Estribo de soporte | 6 Caja acodada |
| 2 Caja de barras | 7 Caja en L |
| 3 Unión de cajas de barras | 8 Estribo de suspensión |
| 4 Caja de cruce K | 9 Caja de salida |
| 5 Cubierta final | 10 Caja de alimentación |

Figura 1.11/35 Sistema de distribución de barras 8PL

Debido a la clara estructuración pueden ensamblarse los componentes prefabricados del sistema de forma rápida y sencilla en obra (figura 1.11/35). La alta resistencia mecánica y las buenas características eléctricas del material han permitido diseñar los distintos componentes con pequeñas dimensiones y pesos reducidos. Para las tres intensidades nominales de las cajas de barras pueden utilizarse las mismas cajas de salida, de forma que puede planificarse sin restricciones dentro de una misma planta la conexión de máquinas, incluso tratándose de sistemas de diferentes intensidades nominales.

Cajas de salida

Para la conexión de los consumidores eléctricos se dispone de cajas de salida que sirven para las tres intensidades nominales de las barras colectoras:

- ▷ Para intensidades nominales de hasta 100 A, de poliéster reforzado con fibra de vidrio,
- ▷ para intensidad nominal de 200 A, de material moldeado (duroplast).

Las cajas de salida no son cajas de enchufe en el sentido de VDE 0100. Pertenecen a la parte fija de la instalación y sirven como órgano de separación sólo al conectar y desconectar las salidas.

Los fusibles en las cajas de salida protegen contra cortocircuitos las líneas que parten hacia las máquinas.

Las cajas de salida constan de una base y una tapa. La base contiene los órganos de contacto para la conexión a las cajas de las barras, los zócalos de fusibles y las piezas para la conexión de los conductores de salida. La tapa tiene un dispositivo que deja sin tensión la cámara de fusibles cuando está abierta, de forma que pueden sustituirse los fusibles sin peligro. Un enclavamiento impide el montar o retirar la caja, en estado de conexión, de las cajas de las barras. Las figuras 1.11/36 "a" a "c" muestran algunas cajas de salida de aplicación frecuente.

Debido a que en la mayoría de los casos las distribuciones de barras se suspenden a lo largo de una hilera de máquinas a una altura de 3 ó 4 metros, la estructura de soporte del sistema puede utilizarse también para la fijación de dispositivos de alumbrado, siempre que la disposición de éstos a lo largo de la hilera de máquinas satisfaga las condiciones de iluminación requeridas (figura 1.11/37). Para conseguir una iluminación uniforme de la nave, se agrupan los dispositivos de alumbrado en el techo formando bandas luminosas, que pueden fijarse de forma simple a las cajas de las barras con ayuda de accesorios al efecto.

Sistemas de alumbrado

Las ventajas que ofrece el empleo de distribuciones de barras son las siguientes:

Ventajas

- ▷ Completa libertad para instalar o cambiar de posición las máquinas
- ▷ Alta seguridad de servicio aportada por las cajas de salida con fusibles, dotadas de enclavamiento
- ▷ No son necesarios trabajos de instalación al aislar o conectar los consumidores
- ▷ Amplia variedad de combinaciones por el principio modular.

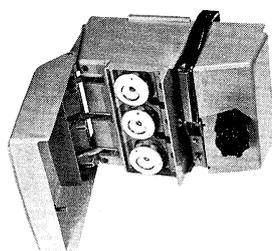


Figura 1.11/36a
Caja de salida para la distribución de barras 8PL

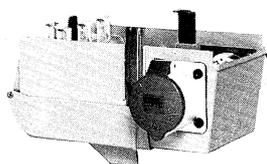


Figura 1.11/36b
Caja de salida con tres fusibles DIAZED de 25 A y conector tipo CEE para la distribución de barras 8PL

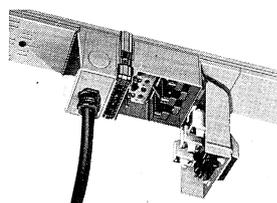


Figura 1.11/36c
Caja de salida de material aislante con fusibles NH, tamaño 00, sin tensión cuando la tapa está abierta

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

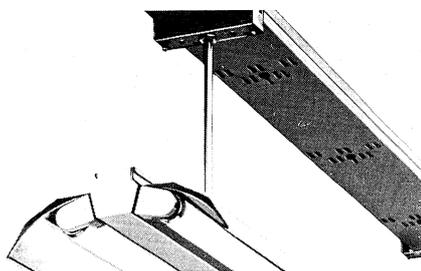


Figura 1.11/37
Dispositivo de alumbrado suspendido
de la caja de las barras

Datos técnicos

Tensión nominal	500 V~ (660 V~ posible con limitaciones) 600 V_		
Intensidad nominal de las barras colectoras	160 A	250 A	400 A
Resistencia contra cortocircuitos (impulso de la corriente de cortocircuito I_s) de las barras colectoras para una intensidad nominal en las barras colectoras de	24 kA	40 kA	50 kA
Fusible antepuesto admisible	160 A	250 A	425 A
Clase de protección según DIN 40 050 o Publicación CEI 144 y CEI 529	IP 43		
Color	RAL 7030, gris piedra		
Medida de protección	Aislamiento de protección <input type="checkbox"/>		

1.11.5 Sistemas de control con aparatos de maniobra sujetos a contacto

Debido a que estos sistemas se utilizan para el abastecimiento de energía y para los sistemas de control de máquinas-herramienta e instalaciones de procesamiento, dichos sistemas pueden considerarse también, por su función, como subdistribuciones. En la mayoría de los casos la energía se suministra directamente a los consumidores a través del sistema de control. Por su forma constructiva, los sistemas de control pueden clasificarse en tres grupos, siendo su diferencia principal el modo de disposición y tendido de las líneas de control:

Aplicación

- ▷ Sistemas de control con cableado frontal por canales (figura 1.11/38a)
- ▷ Sistemas de control 8LX con cableado posterior punto a punto (figura 1.11/38b)
- ▷ Sistemas de control 8LV/8LW con cableado frontal prefabricado (figuras 1.11/39a y 1.11/39b).

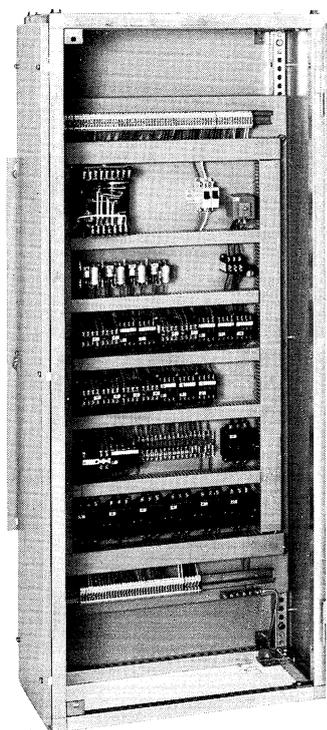


Figura 1.11/38a
Sistema de control con cableado frontal por canales

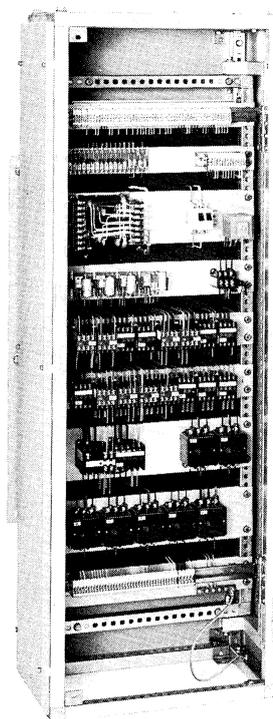


Figura 1.11/38b
Sistema de control 8LX con cableado posterior punto a punto (parte delantera)

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

La técnica de los sistemas de control cableados por canales y los de cableado posterior punto a punto es conocida desde hace muchos años en la construcción de tales sistemas. Debido a ello no se trata aquí con más detalle.

Cableado frontal prefabricado

Buscando otras posibilidades de racionalizar la fabricación de sistemas de control convencionales se desarrollaron en el curso de los últimos años nuevos métodos de montaje con cableado frontal prefabricado.

La peculiaridad de estos sistemas radica en la utilización de líneas de control prefabricadas, por lo que pudieron reducirse hasta en un 50% los costes de taller por cada punto de conexión en comparación con los sistemas de control cableados por canales y punto a punto. La utilización de líneas prefabricadas para el cableado exige un diseño que permita ubicar, ahorrando espacio, los excesos de líneas prefabricadas, de determinadas longitudes estándar.

Este sistema consta de piezas prefabricadas y sirve para construir cuadros de control, bastidores de contactores y cuadros eléctricos en ejecución abierta. Ins-

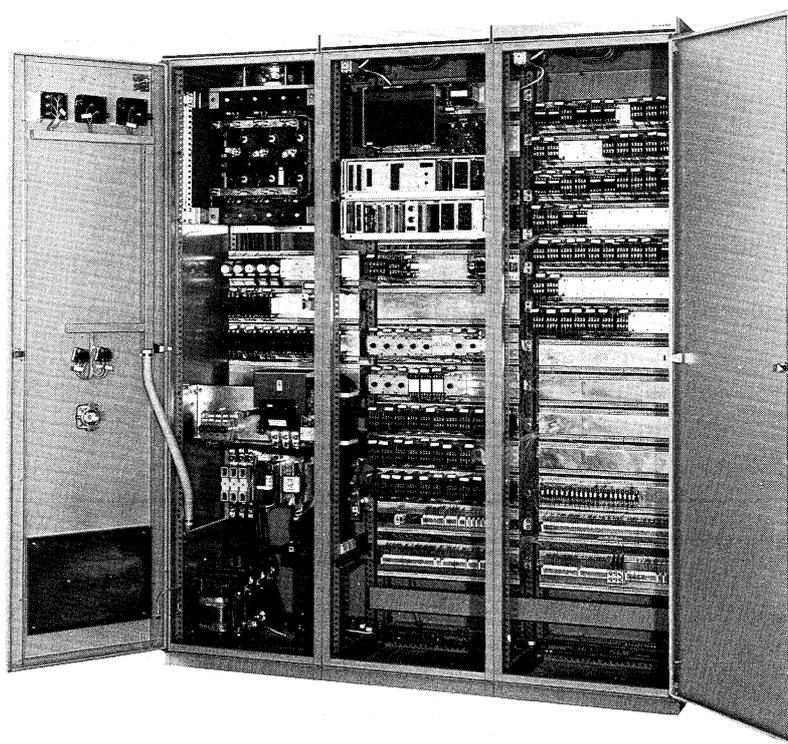


Figura 1.11/39a
Sistema de control con cableado frontal prefabricado (cara frontal)

talándose en armarios de dimensiones suficientes pueden conseguirse clases de protección superiores.

Con un sistema de este tipo se logra una adaptación óptima al cometido del sistema y al equipamiento del taller de ensamblaje, y unos costes reducidos de taller.

Los cuadros de control hechos a base de los componentes del sistema descrito se utilizan para el gobierno de máquinas-herramienta y de procesamiento, líneas de transferencia, para la construcción de bastidores de contactores y equipos semejantes. Las dimensiones de estos cuadros de control pueden ser de hasta 1000 mm de anchura nominal y 2000 mm de altura. Utilizando componentes de fijación rápida, este sistema es apropiado sobre todo para la construcción de extensos sistemas de control, por ejemplo, con gran número de pequeños contactores e interruptores de protección para motores, contactores auxiliares, relés y fusibles. Característica principal de estos sistemas es el montaje económico de los aparatos con un cableado que se ejecuta en muy cortos espacios de tiempo.

Aplicación

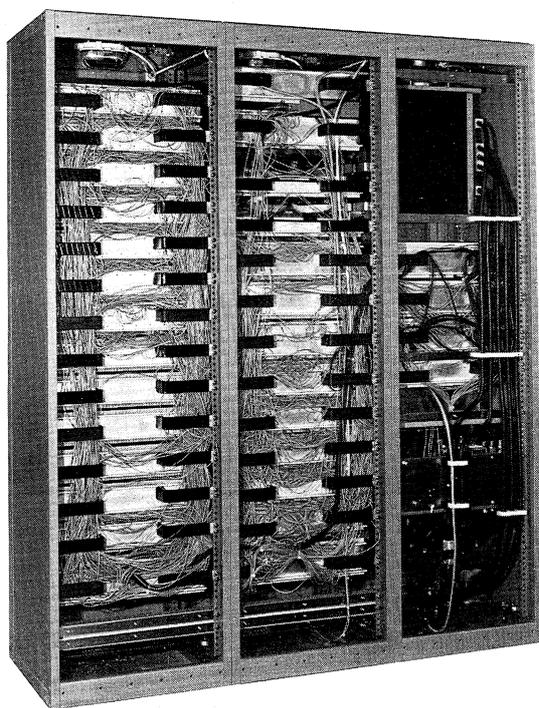


Figura 1.11/39b
Sistema de control 8LW con cableado frontal prefabricado (parte posterior)

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

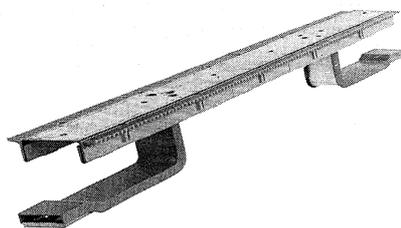


Figura 1.11/40
Chapa de soporte de aparatos con peines de fijación y estribos de soporte

Constitución Los componentes básicos son chapas de soporte de aparatos con tres diferentes anchuras:

Dimensiones de las chapas de soporte de aparatos	Anchura total		Anchura útil (nominal)	
	600 mm		530 mm	
	800 mm		730 mm	
	900 mm		830 mm	

Las chapas tienen cuatro alturas diferentes, a saber, 60, 80, 100 y 160 mm en las series 8LW/8LV y, adicionalmente, dos alturas más de 120 y 140 mm en la serie 8LV, así como carriles en omega de 35 mm según DIN EN 50 022, hoja 3. Las placas de soporte de aparatos son de chapa cincada y se fijan mediante estribos a unas pletinas dispuestas en bastidores o armarios (figura 1.11/40).

De este modo queda disponible un recinto de cableado detrás de las chapas de soporte, que acomoda todo el cableado del sistema de control. Se cablea con ayuda de líneas flexibles, prefabricadas, desde el frente del cuadro de control.

Carriles en omega Los aparatos con dispositivo de fijación a presión se colocan sobre carriles en omega de 35 mm según DIN EN 50 022, hoja 3 (figura 1.11/41).

Chapas de soporte de los aparatos Los aparatos fijados mediante tornillos se disponen sobre chapas de soporte (figura 1.11/42). Estas chapas están hechas de acero cincado de 2 mm de espesor y disponen de estribos de soporte. Se suministran con dos anchuras y cuatro alturas diferentes.

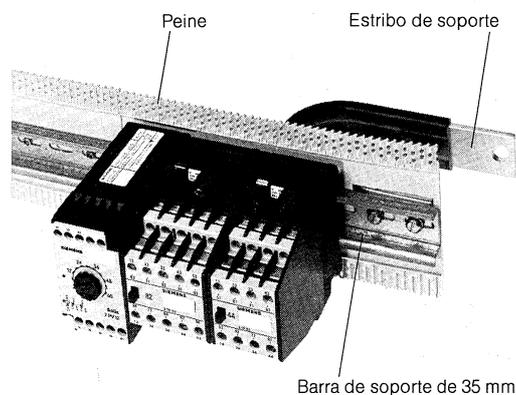


Figura 1.11/41
Aparatos de maniobra fijados a presión sobre un carril en omega de 35 mm con estribo y peine

Si deben montarse en una misma hilera aparatos de fijación por tornillo y otros a presión, pueden atornillarse carriles en omega de 35 mm sobre las chapas de soporte de aparatos.

En las “determinaciones para equipos de máquinas-herramienta y de procesamiento con tensiones nominales de hasta 1000 V”, apartado 10.2.1, dice, entre otras cosas, lo siguiente:

“Las líneas que no estén tendidas por canales deben fijarse adecuadamente”.

Debido a ello se montan sobre los carriles en omega de 35 mm placas ranuradas y se disponen en los bordes de las chapas de soporte de aparatos peines de fijación para la sujeción de los cables.

**Placa ranurada,
peine de fijación**

Las placas ranuradas y los peines de fijación son de material elástico de moldeo. La distancia entre los dientes es de 5 mm, correspondiendo a la mínima distancia entre bornes de conexión de la mayoría de los aparatos de maniobra, contactores auxiliares, relés de tiempo y regletas de bornes. En el espacio entre dientes pueden sujetarse dos líneas de la misma sección de 0,75 mm² a 2,5 mm². Para líneas de 4 mm² y de 6 mm² debe romperse un diente.

Para el cableado de los aparatos atornillados sobre las chapas de soporte o fijados a presión sobre los carriles en omega, se utilizan líneas flexibles, confeccionadas convenientemente, es decir, cortadas mecánicamente y con los conductores dotados de casquillos terminales.

Cableado

En la práctica han resultado convenientes las siguientes secciones y longitudes de dichas líneas prefabricadas:

- ▷ Sección: 0,75 mm² y 1,0 mm² — tipo de línea H05V-K (NYAF)
- ▷ Sección: 1,5 mm² y 2,5 mm² — tipo de línea H07V-K (NYAF)
- ▷ Longitudes: 0,3 m; 0,5 m; 0,8 m; 1,0 m; 1,3 m; 1,8 m; 2,2 m; 2,7 m.

Las líneas de secciones mayores se cablean a partir de tambores.

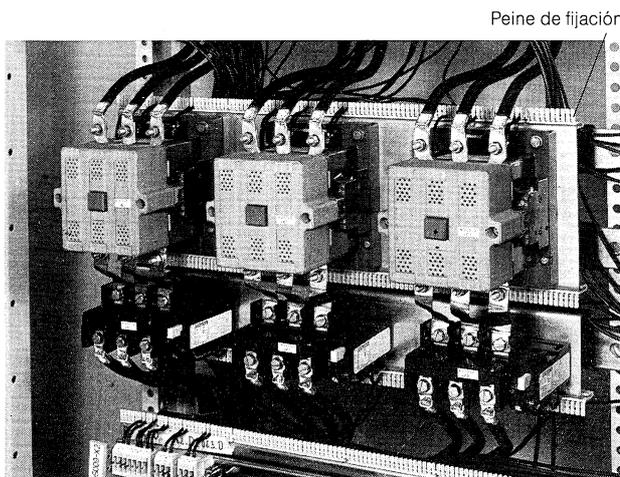


Figura 1.11/42 Aparatos de maniobra fijados con tornillos sobre una chapa de soporte

Las líneas con secciones mayores de 10 mm² se fijan en el cuadro mediante cintas abrazaderas.

Las líneas prefabricadas se conectan a los bornes de conexión de los aparatos y se llevan hacia la parte posterior pasándolas, desde la parte anterior, a través de las placas ranuradas o peines de fijación. Las líneas quedan retenidas en las ranuras de los peines.

El extremo libre de la línea se lleva por el espacio existente entre dos placas ranuradas o peines hacia un lado, y se conducen por el recinto de cableado vertical, formado por los estribos de soporte, hacia arriba o hacia abajo hasta la chapa o el carril en omega en donde se encuentre el otro punto de conexión.

1.11.6 Distribuciones para instalaciones

Aplicación	<p>Se utilizan como distribuciones principales y subdistribuciones en bloques de viviendas y administración, centros comerciales e industriales, en el abastecimiento público de energía eléctrica, así como para la alimentación de consumidores móviles en obras y plazas.</p> <p>La tabla 1.11/6 presenta un cuadro general de las distintas distribuciones y sus datos técnicos.</p>
	<p><i>Distribuciones N y distribuciones pequeñas</i></p> <p>Las distribuciones N y las distribuciones pequeñas de hasta 63 A de intensidad nominal se emplean principalmente como subdistribuciones en edificios de viviendas, comerciales o de administración y están dispuestas a continuación del armario de contadores o de las distribuciones principales o de planta. Portan aparatos tales como interruptores de protección, fusibles u otros aparatos para instalaciones según DIN 43 880 (figura 1.11/43). Las distribuciones N se han diseñado para el montaje de aparatos de perfil bajo (por ejemplo, fusibles N-NEO-ZED, automáticos N, interruptores de protección por corriente de defecto NFI, véanse los capítulos 3.1, 3.2 y 3.3).</p>
Tipos de ejecución	<p>Para estos campos de aplicación se dispone de un amplio programa de pequeñas distribuciones con aislamiento de protección. Existen ejecuciones bajo revoque, sobre revoque y con cubierta, con barras de montaje de aparatos de 1 a 4 conductores y, además, dos variantes para empotramiento en muros huecos.</p>
Recinto ampliado de conexión de cables	<p>Todas las variantes de distribuciones tienen recintos ampliados de conexión de líneas según DIN 43 871. Grandes superficies de distribución de calor, mayores que las exigencias mínimas impuestas por la norma, aseguran la correcta evacuación del calor de pérdidas de los aparatos montados. Para cada circuito se ha previsto un borne N y PE.</p>
Aislamiento de protección	<p>Todas las distribuciones tienen una carcasa de material aislante hecha de poliestireno, con el que se satisfacen eficazmente los requisitos según VDE 0603 sobre aislamiento de protección.</p>
Resistencia al fuego	<p>Todas las formas constructivas bajo revoque soportan temperaturas de prueba de 650 °C y sobre revoque, de 750 °C. La ejecución para empotrar en muros huecos tiene una carcasa de poliestireno ignífugo que resiste temperaturas de 960 °C. Para empotrar distribuciones bajo revoque en el encofrado de los elementos prefabricados se dispone de cajas para empotrar en muros resistentes a temperaturas de hasta 100 °C.</p>

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Todas las distribuciones pequeñas tienen, para incrementar el grado de protección mecánica — manteniendo el aislamiento de protección — puertas de chapa de acero lacadas en caliente.

Puertas de chapa de acero

Los carriles en omega para montar los aparatos según DIN 43 880 guardan una distancia de 125 mm. Las escotaduras en la cubierta de protección contra contactos de los aparatos se han previsto, por cada hilera, para 12 divisiones de 18 mm cada una. Pueden ampliarse, en caso necesario, a 14 divisiones.

Divisiones

Las distribuciones N y las distribuciones pequeñas Siemens llevan la marca VDE y satisfacen las normas VDE 0603 y DIN 43 871.

Determinaciones, normas

Tabla 1.11/6 Cuadro general y datos técnicos de los sistemas de distribución para instalaciones de Siemens

	Distribuciones N y distribuciones pequeñas	Distribuciones de pared STAB	Distribuciones para montaje sobre el suelo SIKUS	Armarios de distribución de cables	Armarios de distribución de corriente de obra	Armarios de contadores SIPRO
Intensidad nominal	63 A	400 A	1250 A	400 A	630 A/ 390 kW	400 A
Determinaciones VDE	VDE 0603	VDE 0659 y VDE 0660 parte 500	VDE 0659 y VDE 0660 parte 500	VDE 0660 parte 500	VDE 0612	VDE 0603 parte 503
Norma dimensional	DIN 43 871	DIN 43 870	DIN 43 870	DIN 43 629	DIN 43 868	DIN 43 870
Norma del aparato	DIN 43 880	DIN 43 880	DIN 43 880	DIN 43 623	—	DIN 43 857
Profundidades en mm						
Forma constructiva:						
Bajo revoque	65, 80 y 110	130	—	—	—	205
Sobre revoque	70	160 y 220	—	—	—	205
Cubierta	62	160 y 220	—	—	—	—
Muro hueco	70	—	—	—	—	—
Sobre el piso	—	—	sí	sí	sí	sí
Clase de protección según DIN 40 050 y Publicación CEI 144 y CEI 529	IP 30	IP 30, 41 y 54	IP 30, 41 y 54	IP 43 B y 54	IP 43	IP 31 y IP 54
Clase de protección	2	1 y 2	1 y 2	1 y 2	1	2
Tamaños	—	—	—	0 a 3	—	—
Anchuras de sección, cada una de 250 mm	1	1 a 5	2 a 5	—	—	1 a 5
Hileras de aparatos (carriles en omega DIN EN 50 022) por cada anchura de sección	1 a 4	6 a 9	15	—	—	como distribución 5 a 9
Divisiones (18 mm) por cada anchura de sección	48	108	180	—	—	108

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

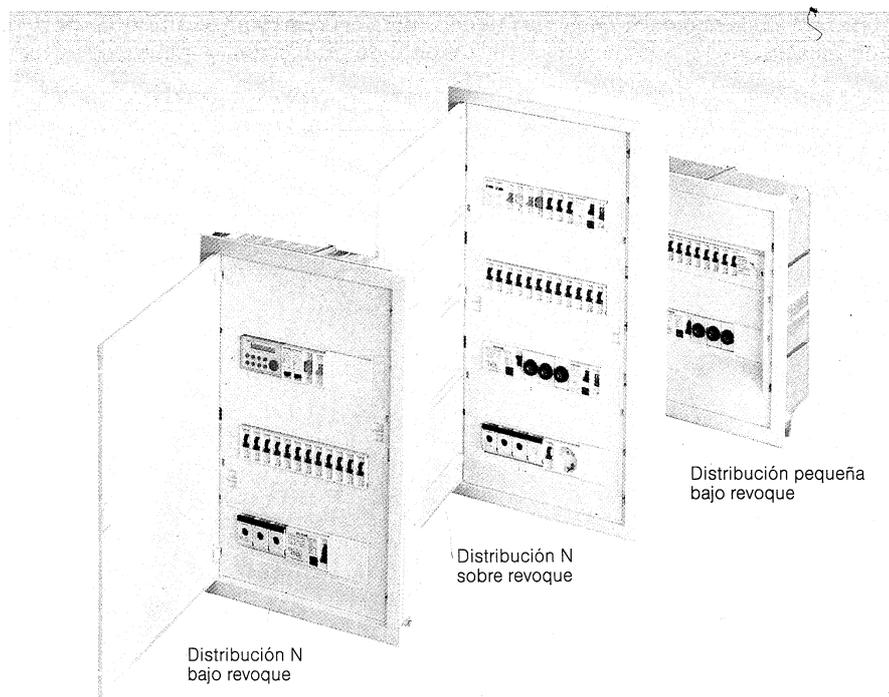


Figura 1.11/43 Ejecuciones de las distribuciones N y de las distribuciones pequeñas

Distribuciones de pared STAB

Tipo de protección

La totalidad del programa de distribuciones de pared STAB se suministra con dos tipos de protección: tipo de protección 1 (conexión al conductor de protección) y tipo de protección 2 (aislamiento de protección) con una intensidad de alimentación de hasta un máximo de 400 A (figura 1.11/44).

Clases de protección

Se dispone de carcasas de distribución de hasta cinco anchuras de sección con las clases de protección IP 30 (cubierta sin puerta), IP 41 (bajo revoque), IP 41 y 54 (sobre revoque). Las carcasas son de sólidas chapas de acero cincadas y lacadas en gris claro (RAL 7035). Las ejecuciones con aislamiento de protección están revestidas interiormente con perfiles de material aislante.

Armario

Para una altura de la distribución de 750 mm se dispone en cada anchura de sección de 6 hileras de aparatos con 12 divisiones cada una. En alturas de 1125 mm se disponen 9 hileras de aparatos. La distancia entre hileras es de 125 mm.

Todas las distribuciones (exceptuándose las de cubierta) tienen puertas de chapa de acero con picaporte.

Juegos de montaje

Los juegos de aparatos de maniobra, soportes de aparatos y estribos de profundidad extralarga facilitan la planificación y el montaje. Una ventaja esencial de este programa de aparatos consiste en que todos los componentes internos, tales

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

como cubiertas para las secciones, soportes de aparatos y juegos de aparatos de maniobra son susceptibles de montarse también en las distribuciones autoportantes SIKUS. Este amplio rango de posibilidades de aplicación racionaliza el mantenimiento de existencias en almacén y simplifica el montaje.

Para la instalación de juegos de montaje rápido SIPRO se dispone también de armarios de chapa de acero con aislamiento de protección.

Las cubiertas para las secciones en la parte frontal de operación, de 35 y 70 mm, son de poliéster reforzado con fibra de vidrio de color RAL 7035 (gris claro), y no contienen halógenos. Debido a la posibilidad de montaje invertido se dispone de cuatro profundidades de montaje diferentes.

Cubiertas para las secciones

Para el montaje bajo revoque existen distribuciones de 130 mm y 220 mm de profundidad, y marcos, compensadores de espesor de revoque y cajas de empotramiento en muros. Las distribuciones sobre revoque son, opcionalmente, de 160 o 220 mm de profundidad. En la tabla 1.11/7 se detallan los tamaños de las cajas y las dimensiones de las distribuciones de pared STAB.

Tipos

El sistema de distribuciones de pared STAB satisface las determinaciones VDE 0659 y VDE 0660 parte 500.

Determinaciones

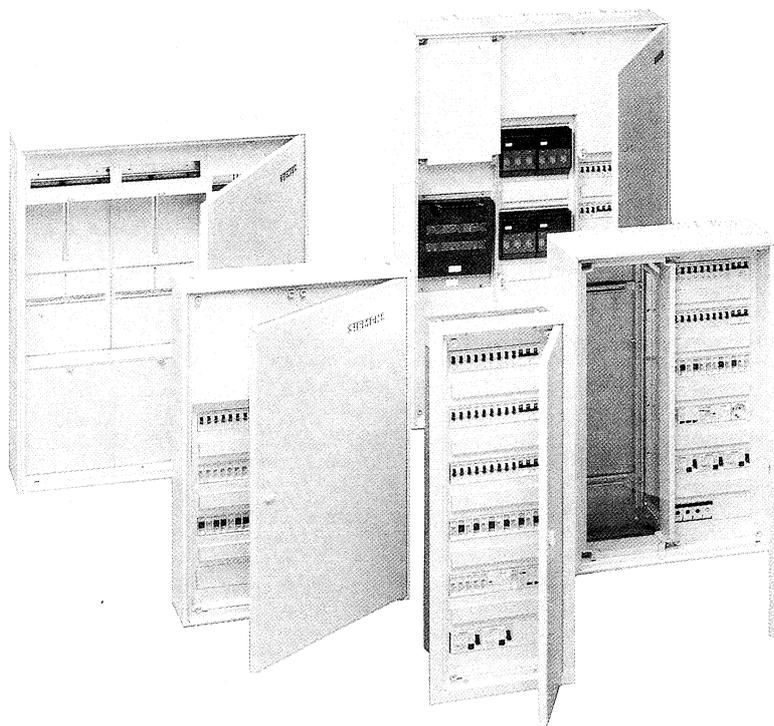
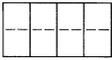
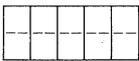
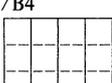


Figura 1.11/44
Distribuciones de pared STAB en ejecución bajo revoque y sobre revoque, y como armario de contadores

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Tabla 1.11/9

Tamaños de las cajas y dimensiones de las distribuciones de pared STAB en ejecución de chapa de acero y en ejecución con aislamiento de protección (dimensiones en mm)

Tamaño de la caja	Distribución bajo revoque sin caja para empotrar						Distribución de cubierta y sobre revoque		
	Profundidad	Dimensiones interiores H × B	Dimensiones exteriores H × B	Dimensiones del nicho H × B	Dimensiones exteriores H × B	Dimensiones del nicho H × B × T	Profundidad	Dimensiones interiores H × B	Dimensiones exteriores H × B
H2/B1 	130	750 × 250	836 × 336	820 × 320	830 × 330	850 × 350 × 140	160	750 × 250	800 × 300
	220	750 × 250	836 × 336	820 × 320	830 × 330	850 × 350 × 230	220	750 × 250	800 × 300
H2/B2 	130	750 × 500	836 × 586	820 × 570	830 × 580	850 × 600 × 140	160	750 × 500	800 × 550
	220	750 × 500	836 × 586	820 × 570	830 × 580	850 × 600 × 230	220	750 × 500	800 × 550
H2/B3 	130	750 × 750	836 × 836	820 × 820	830 × 830	850 × 850 × 140	160	750 × 750	800 × 800
	220	750 × 750	836 × 836	820 × 820	830 × 830	850 × 850 × 230	220	750 × 750	800 × 800
H2/B4 	130	750 × 1000	836 × 1086	820 × 1070	830 × 1080	850 × 1100 × 140	160	750 × 1000	800 × 1050
	220	750 × 1000	836 × 1086	820 × 1070	830 × 1080	850 × 1100 × 230	220	750 × 1000	800 × 1050
H2/B5 	130	750 × 1250	836 × 1336	820 × 1320	830 × 1330	850 × 1350 × 140	160	750 × 1250	800 × 1300
H3/B1 	220	1125 × 250	1211 × 336	1195 × 320	1205 × 330	1225 × 350 × 230	220	1125 × 250	1175 × 300
H3/B2 	220	1125 × 500	1211 × 586	1195 × 570	1205 × 580	1225 × 600 × 230	220	1125 × 500	1175 × 550
H3/B3 	220	1125 × 750	1211 × 836	1195 × 820	1205 × 830	1225 × 850 × 230	220	1125 × 750	1175 × 800
H3/B4 	220	1125 × 1000	1211 × 1086	1195 × 1070	1205 × 1080	1225 × 1100 × 230	220	1125 × 1000	1175 × 1050

H = Altura B = Anchura T = Profundidad

Distribuciones para montaje sobre el suelo SIKUS

Las distribuciones SIKUS variables, para montaje sobre el suelo, son grandes distribuciones fáciles de montar y de cablear, con un alto grado de seguridad. Acometidas de hasta 1250 A permiten su aplicación principalmente en edificios de administración, centros comerciales, edificios de oficinas y viviendas, pero también en edificios industriales.

El programa de distribuciones SIKUS incluye distribuciones con aislamiento de protección con carcasas de material aislante sin halógenos y distribuciones en carcasa de chapa de acero (tipo de protección 1). Las distribuciones se suministran con las clases de protección IP 30 (sin puerta), IP 41 e IP 54 (con puerta). Las puertas de chapa de acero tienen un ángulo de apertura de 180°. Las distribuciones de tipo aprobado pueden ser montadas, equipadas y cableadas de forma sencilla por el constructor o el instalador, ya que los pocos componentes integrantes y el sistema de montaje sencillo no requieren herramientas especiales. La empresa de montaje únicamente tiene que realizar las pruebas de rutina exigidas en las normas VDE. Las distribuciones SIKUS satisfacen VDE 0659 y VDE 0660 parte 500.

Las dimensiones de las distribuciones SIKUS se han elegido de tal forma que es posible su transporte por puertas normalizadas de edificios y ascensores. Las profundidades de montaje son de 250 mm y de 480 mm. La compartimentación se basa, según DIN 43 870, en un retículo de 250 mm de anchura y 375 mm de altura. La figura 1.11/45 muestra las diferentes dimensiones exteriores de la carcasa y las correspondientes dimensiones interiores de las divisiones (dimensiones del retículo). Los armarios se adecúan tanto para fijación en el suelo

Aplicación

Tipo de protección

Clases de protección

Normas

Dimensiones, Profundidades de montaje, Divisiones

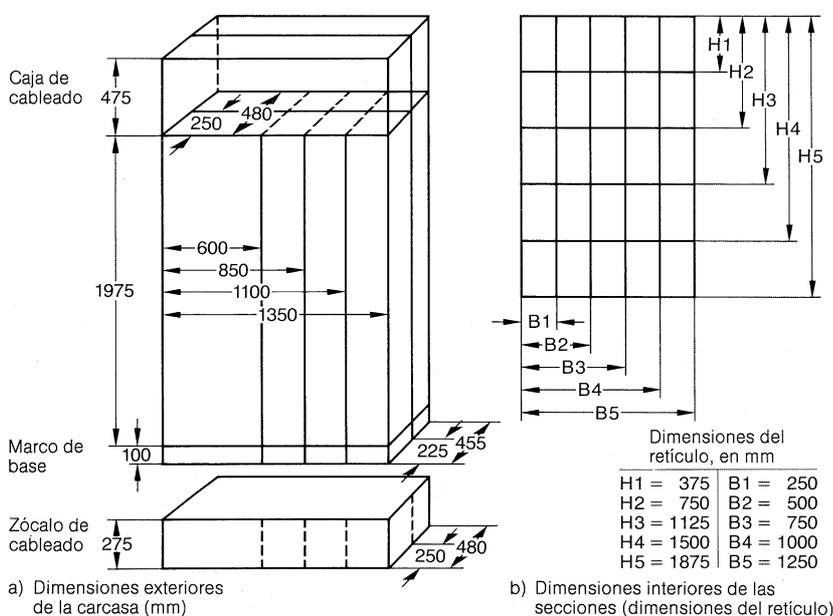
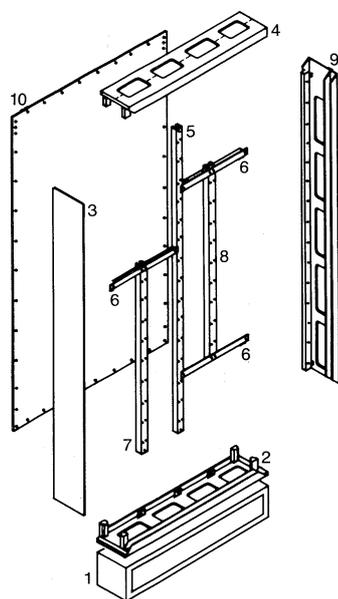


Figura 1.11/45 Dimensiones de la distribución SIKUS para montaje sobre el suelo

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

- Marco de base** como en la pared. Para montaje sobre el suelo disponen de un marco base (100 mm de altura) y un zócalo de cableado (275 mm de altura). El recinto superior de conexión puede ser ampliado mediante cajas de cableado (475 mm de altura). Fuertes largueros de acero proporcionan a las carcasas de las distribuciones una gran resistencia estática (figura 1.11/46).
- Cubiertas de las divisiones** Unas cubiertas reversibles de políester reforzado con fibra de vidrio posibilitan, mediante su inversión, dos diferentes profundidades de montaje de aparatos.
- Todas las profundidades de montaje de los aparatos en las distribuciones SIKUS se desprenden de la figura 1.11/47.
- Soportes para aparatos** Los soportes estampados de una pieza garantizan un sólido asiento de los aparatos montados a presión. Los trabajos de cableado se simplifican mediante soportes especiales para las hileras de bornes. Mediante componentes prefabricados pueden montarse todos los aparatos de maniobra de baja tensión de hasta 1250 A y las correspondientes barras colectoras con una resistencia máxima contra cortocircuitos $I_s \leq 80$ kA.
- Intensidad nominal, resistencia contra cortocircuitos** Para el montaje de contadores pueden utilizarse componentes de montaje rápido SIPRO. Se dispone de tabiques separadores de chapa de acero para montaje horizontal o vertical. Los componentes internos de la distribución SIKUS son los mismos que los de la distribución STAB. En la figura 1.11/48, fondo, a la izquierda, se muestra una distribución SIKUS de chapa de acero, y a la derecha, de material aislante, y en la parte anterior tres distribuciones de pared STAB.



- 1 Zócalo de cableado
- 2 Fondo
- 3 Pared lateral
- 4 Techo
- 5 Larguero
- 6 Pieza transversal de unión
- 7 Larguero terminal
- 8 Larguero intermedio
- 9 Tabique separador
- 10 Pared posterior

Figura 1.11/46
Piezas básicas SIKUS con un zócalo de cableado adicional

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Armarios de distribución de cables

Se utilizan para la distribución de energía en sistemas de abastecimiento público o en instalaciones industriales (figura 1.11/49). Se suministran, opcionalmente, con carcasa de material aislante o de chapa de acero y pueden montarse a la intemperie. Debido a ello pueden alojarse en estos armarios de forma segura y

Aplicación

Ejecución

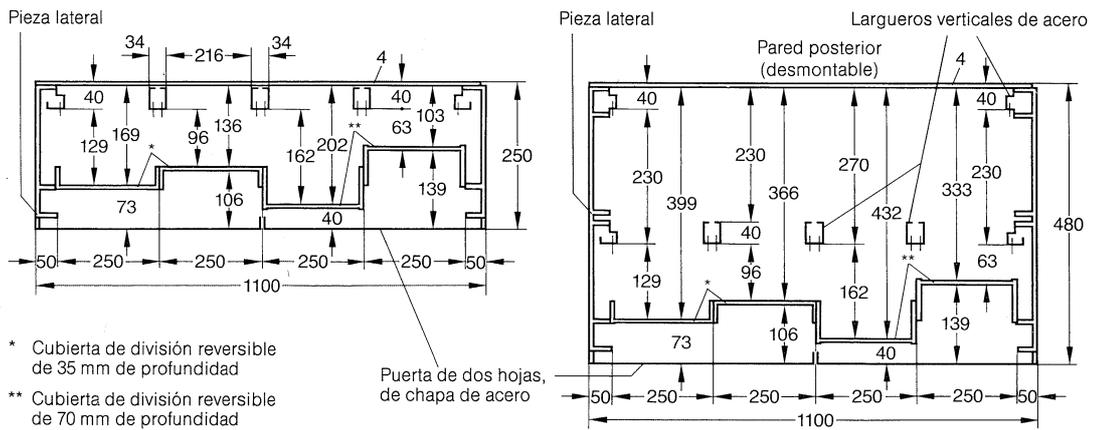


Figura 1.11/47

Espacios de montaje de aparatos en distribuciones SIKUS con profundidades de 250 y 480 mm (dimensiones en mm)

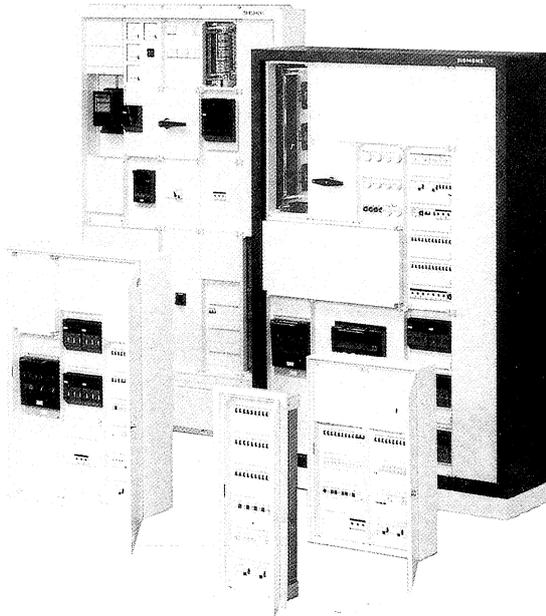


Figura 1.11/48

Distribuciones SIKUS y STAB con los mismos componentes internos

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

protegidos contra las influencias atmosféricas, también aparatos de maniobra, contadores, aparatos de medida y de control, incluso en aquellos casos en que tengan que montarse los armarios SIPRO en el exterior de edificios, por ejemplo, para la medición del consumo de energía en instalaciones externas de alumbrado. Los armarios de distribución de cables, exentos de mantenimiento, se han diseñado según un principio modular. Constan de una estructura autoportante en la que se pueden fijar directamente los componentes precisos.

Tamaños	Existen cuatro tamaños de armarios de distribución de cables, bien vacíos, suministrados por paquetes, totalmente desmontados, bien completamente montados y equipados con regletas de fusibles NH tamaño 2/400 A, a prueba de contactos. Según su tamaño, los armarios se ejecutan con una o dos puertas. Para los armarios de tamaño 0, 1 y 2 pueden suministrarse zócalos de material aislante. Además, para todos los tamaños se encuentran zócalos de hormigón en el comercio especializado. Los armarios de distribución con carcasa de material aislante están hechos totalmente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, de 4 mm de espesor, y los metálicos, de chapa de acero cincada al fuego, de 2 mm de espesor. Ambas versiones son resistentes a la radiación ultravioleta y a numerosos ácidos. Color RAL 7035, gris claro.
Carcasa	
Barras colectoras	Cuando se suministran equipados, los armarios de distribución de cables llevan barras colectoras y la barra neutra fabricadas de cobre electrolítico (30 × 5 mm), admitiendo una intensidad nominal de 400 A. Las regletas de fusibles NH, tamaño 2/400 A, 660 V~ que se utilizan, son particularmente seguras en operación. Están fabricadas según DIN 43 623 y satisfacen las determinaciones VDE 0636. Ambas versiones de armario pueden ajustarse exactamente a cada finalidad de utilización, mediante numerosos componentes adicionales, de modo que con este programa pueden cubrirse, de forma económica, incluso áreas especiales de aplicación. Los armarios de distribución de cables satisfacen las determinaciones VDE 0660 parte 500 y tienen una clase de protección IP 43 B y 54 según DIN 40 050 y Publicación CEI 144.
Determinaciones	
Clases de protección	

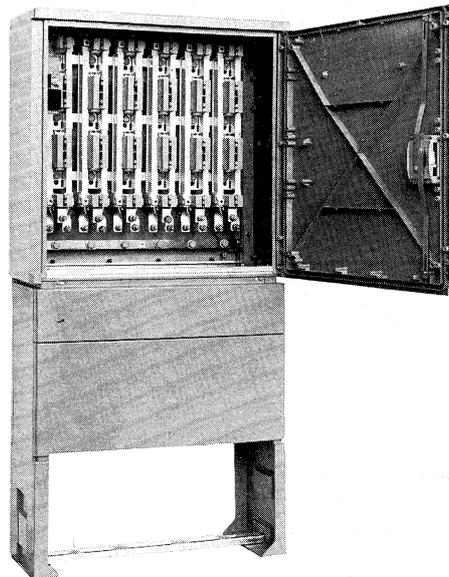


Figura 1.11/49
Armario de distribución de cables
con zócalo

Distribuciones para la conexión de consumidores móviles

Para la alimentación de consumidores móviles, por ejemplo, en obras, áreas de festejos, mercados y campings se dispone de múltiples variantes prefabricadas adecuadas. Estas distribuciones se suministran listas para su conexión (véase el capítulo 24, figura 24/4).

La carcasa está hecha de chapa de acero galvanizado. La pintura de poliuretano (naranja, RAL 2000) supone una protección adicional contra la corrosión. Esta doble protección garantiza una larga vida útil.

Los armarios de distribución y conexión tienen cubiertas frontales abatibles para los aparatos, de modo que los trabajos de mantenimiento y reparación pueden realizarse fácilmente.

Todas las distribuciones satisfacen VDE 0612.

Aplicación

Carcasa, protección contra la corrosión

Determinaciones

Armarios de contadores SIPRO

Los armarios de contadores deben cumplir la norma DIN 43 870 y se utilizan preponderantemente en edificios de viviendas.

Para nichos en el muro (DIN 18 013) y para el montaje en la pared se fabrican los armarios de perfil hueco de material aislante, cumpliendo con la medida de protección "aislamiento de protección" (véase el capítulo 29).

Los armarios de contadores (figura 1.11/50) y los armarios de distribución para contadores SIPRO se fabrican de diferentes tamaños, como se muestra en la figura 1.11/51, aptos para alojar de uno a cinco contadores.

Una disposición de contadores en dos hileras permite alojar hasta un máximo de 10 unidades.

Sobre cada división de contador se han previsto una o dos hileras de 12 divisiones (de 18 mm cada una) para fijar aparatos a presión sobre carriles en omega, según DIN EN 50 022.

Aplicación

Medida de protección

Tamaños

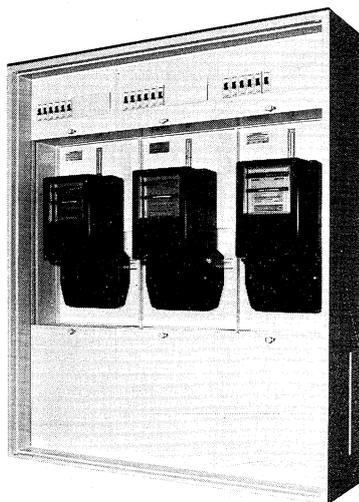


Figura 1.11/50
Armario de contadores SIPRO de perfil hueco de material aislante para montaje en la pared

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Anchuras	1	2	3	4	5
Designación de las áreas funcionales					
Recinto superior de conexión de una sola hilera (recinto de salida)	→	→	→	→	→
Sección para contador (una hilera)	→	→	→	→	→
Recinto inferior de conexión (acometida)	→	→	→	→	→
mm	250	500	750	1000	1250

Alturas de 900 a 1350 mm, por ejemplo, para una anchura 1 (vale también para anchuras 2 a 5)

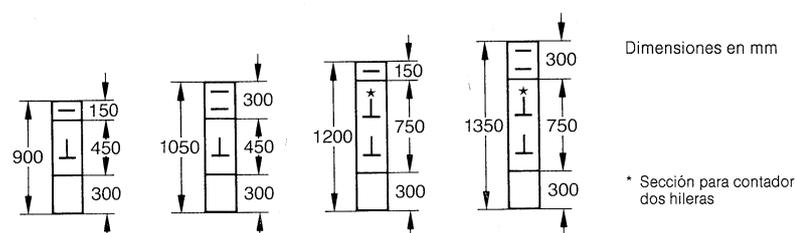


Figura 1.11/51
Anchuras y alturas de armarios de contadores SIPRO; disposición de áreas funcionales según DIN 43 870

El recinto de conexión inferior tiene una altura de 300 mm. En él pueden montarse todos los medios de servicio eléctrico exigidos por la compañía distribuidora local de acuerdo con las "condiciones técnicas de conexión".

Para la interconexión eléctrica de armarios de contadores adyacentes montados en la pared se dispone de piezas de unión para barras colectoras.

Los armarios pueden dotarse, para los más variados requerimientos, por ejemplo, con ventanas de inspección en las puertas, fusibles para los contadores o cerraduras en las puertas.

Además se dispone de las siguientes ejecuciones:

Ejecuciones especiales

Distribuciones de contadores en cajas de material aislante de una y dos hileras de contadores, para unión abridada, incluyendo barras colectoras y bases para anteponer fusibles NH.

Para la disposición de distribuciones en ángulo recto en una esquina existe una pieza angular con barras colectoras incorporadas.

Las dimensiones externas de los armarios de contadores SIPRO resultan de las dimensiones de las áreas funcionales más 2×20 mm de espesores de pared del armario.

La profundidad es siempre de 205 mm.

1.11.7 Proyecto de cuadros eléctricos, distribuciones y sistemas de control de baja tensión

Para poder abastecer con energía eléctrica un edificio de viviendas, un edificio de administración o una fábrica deben proyectarse, de acuerdo con los requerimientos, cuadros eléctricos, distribuciones o sistemas de control de baja tensión en todos los nudos de la red, de tal manera que cumplan con las respectivas condiciones de su lugar de emplazamiento y puedan operarse, protegerse y vigilarse tanto los consumidores conectados como también los cables y las líneas.

En la figura 1.11/2 se representa el ejemplo de una red de baja tensión en una empresa industrial.

El usuario de la instalación establece — eventualmente, de mutuo acuerdo con el fabricante de los cuadros eléctricos, distribuciones y sistemas de control — las condiciones locales de operación y de contorno y, además, le indica al fabricante todos los datos eléctricos del cuadro eléctrico, de la distribución y de la red en el lugar de emplazamiento, de modo que pueda proyectarse para cada nudo de la red una instalación ajustada técnicamente de forma óptima y lo más económica posible.

Para ello se necesitan los siguientes datos:

Condiciones ambientales y de instalación

- ▷ Esfuerzos mecánicos,
- ▷ Clases de protección (DIN 40 050, CEI 144 o CEI 529), protección contra contactos, protección contra polvo y agua,
- ▷ Temperatura ambiente y condiciones climáticas,
- ▷ Agentes corrosivos,
- ▷ Tipo de instalación y fijación (fijación a la pared, montaje independiente),
- ▷ Forma constructiva en armarios, bastidores o cajas,
- ▷ Cubiertas y puertas, en caso dado, transparentes u opacas,
- ▷ Dimensiones máximas admisibles del cuadro eléctrico, de la distribución o del sistema de control para fines de transporte e instalación en el lugar de emplazamiento,
- ▷ Canales para cables (existentes o no),
- ▷ En caso dado, revestimiento del zócalo,
- ▷ Tipo de montaje de los aparatos:
 - Fijo
 - modular o } de intercambio rápido.
 - extraíble }

Condiciones y datos eléctricos

Para el proyecto debería disponerse de un diagrama unifilar y, además, en sistemas de control, de un diagrama de circuitos. También deben conocerse las siguientes condiciones y datos eléctricos:

- ▷ Determinaciones VDE aplicables, normas extranjeras o internacionales, por ejemplo,
 - VDE 0606 “Distribuciones pequeñas para montaje de aparatos de hasta 63 A”,
 - VDE 0659 “Distribuciones prefabricadas”,
 - VDE 0660 parte 500 “Combinaciones de aparatos de maniobra de baja tensión”,
 - VDE 0113 “Especificaciones para equipos eléctricos de maquinas herramienta y de proceso”,
 - VDE 0100 “Establecimiento de instalaciones de corriente industriales con tensiones nominales de hasta 1000 V”.
- ▷ Forma de la red y medida de protección a aplicar según VDE 0100 parte 410:
(Véase la nueva clasificación de las medidas de protección en el capítulo 28.2).
- ▷ Tensión de servicio y frecuencia.
- ▷ Barras colectoras: intensidad de la corriente, número de conductores (3, 4, 5 conductores).
- ▷ Intensidad de cortocircuito en el lugar de montaje.
- ▷ Situación de los cables de alimentación (por la parte superior, inferior, lateralmente), tipo, sección y número de cables e hilos.
- ▷ Situación de las salidas (por la parte superior, inferior o lateralmente), sección y número de hilos.
- ▷ Número de salidas e indicaciones sobre los aparatos conectados (contactores, interruptores de potencia, fusibles, etc.), potencia nominal, intensidad nominal y de servicio, margen de ajuste de disparadores térmicos, etc.
- ▷ En las salidas con aparatos de control, indicación de la tensión de control y frecuencia, así como situación de las estaciones de control.
- ▷ Eventualmente, factor de simultaneidad y de carga de las salidas o de la distribución.

Cuanto más claras y completas sean estas indicaciones, tanto más rápida y seguramente puede encontrarse la solución ideal para cada caso de aplicación.

Otros detalles, tanto sobre las indicaciones mecánicas y eléctricas correspondientes a los cuadros eléctricos, distribuciones y sistemas de control de baja tensión, como a los aparatos de maniobra de baja tensión utilizados, pueden extraerse del manual de Siemens “Manual de baja tensión”.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Los fabricantes de cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión disponen, para simplificar los trabajos de proyecto, de toda una serie de medios auxiliares, con los que realizan ellos mismos el proyecto, pero que también pueden ponerse a disposición de clientes, usuarios, oficinas de proyecto, etc. **Medios auxiliares para el proyecto**

Se trata, en especial, de

- ▷ Listas y catálogos
- ▷ Documentos especiales de proyecto
- ▷ Modelos para delineación
- ▷ Adhesivos
- ▷ Plantillas de diseño
- ▷ Impresos de cálculo, etc.

A continuación figura una serie de tales medios auxiliares de proyecto.

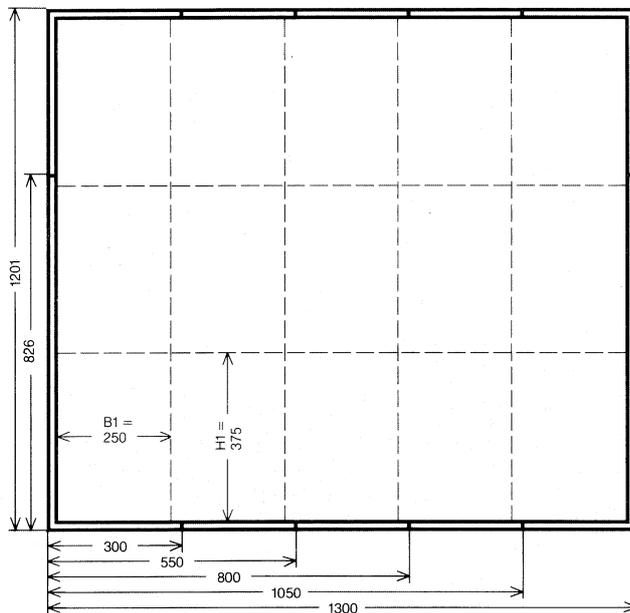


Figura 1.11/52
Hojas de planificación para el proyecto de distribuciones de pared STAB

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

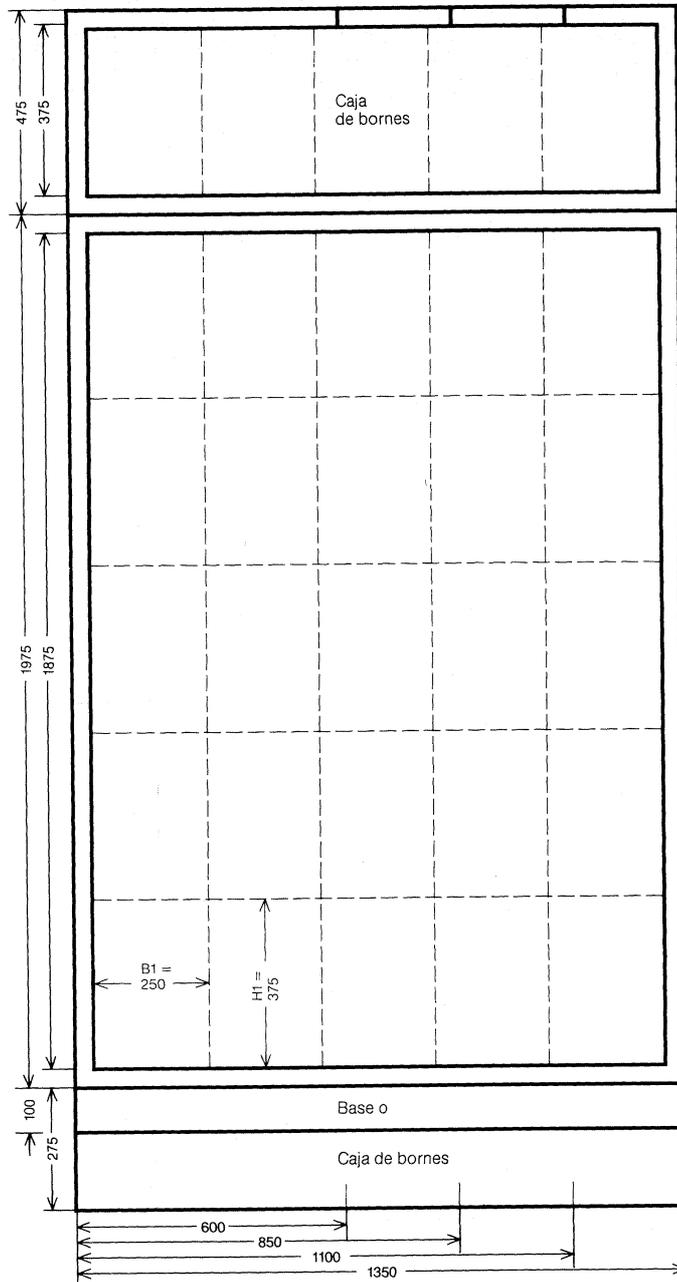


Figura 1.11/53
Hojas de planificación para el proyecto de distribuciones SIKUS para montaje sobre el suelo

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

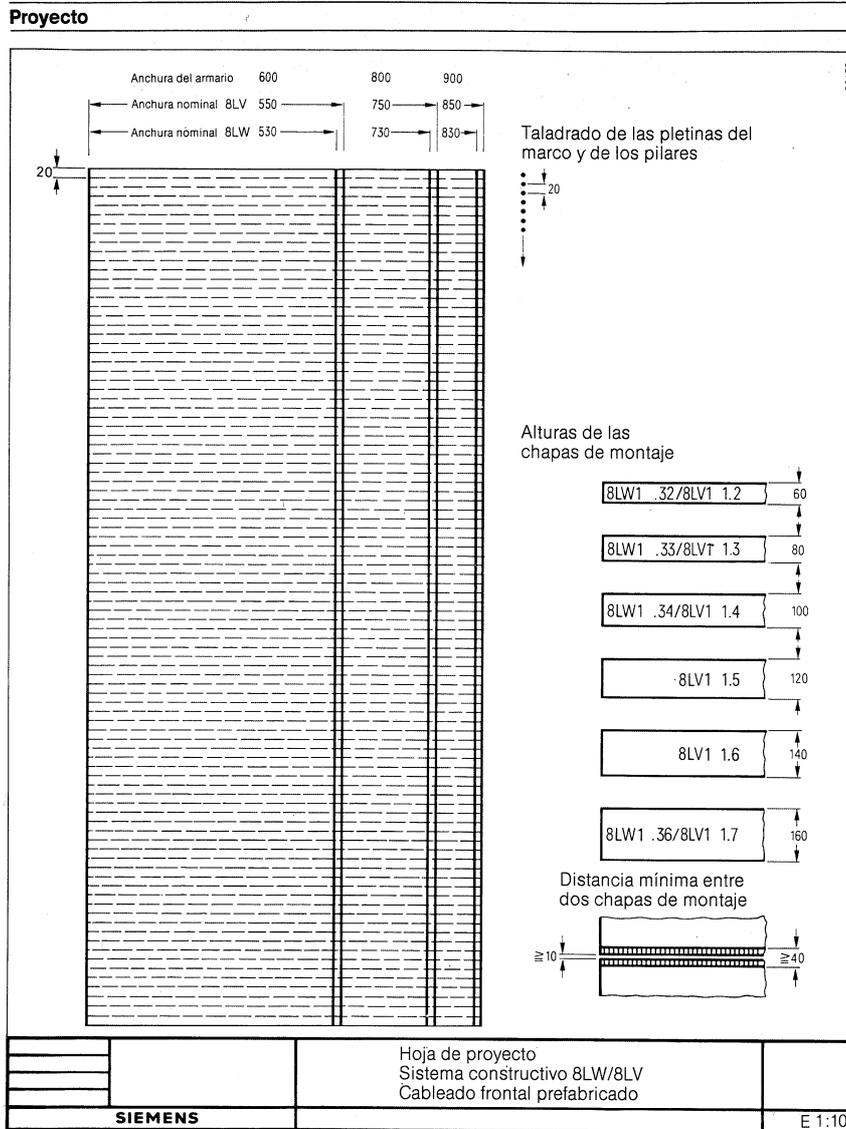


Figura 1.11/54
Sistemas constructivos 8LV/8LV para sistemas de control con cableado frontal prefabricado

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

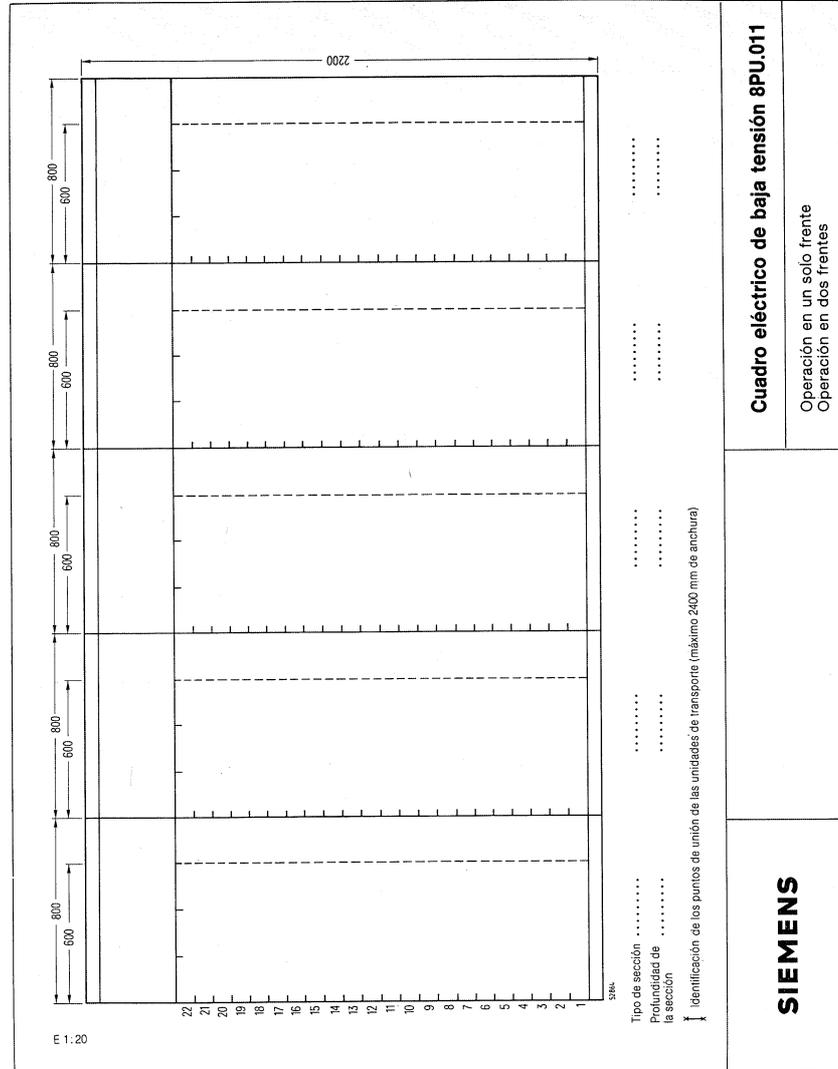


Figura 1.11/55
Modelo de delineación para el proyecto de cuadros eléctricos de baja tensión 8PU.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

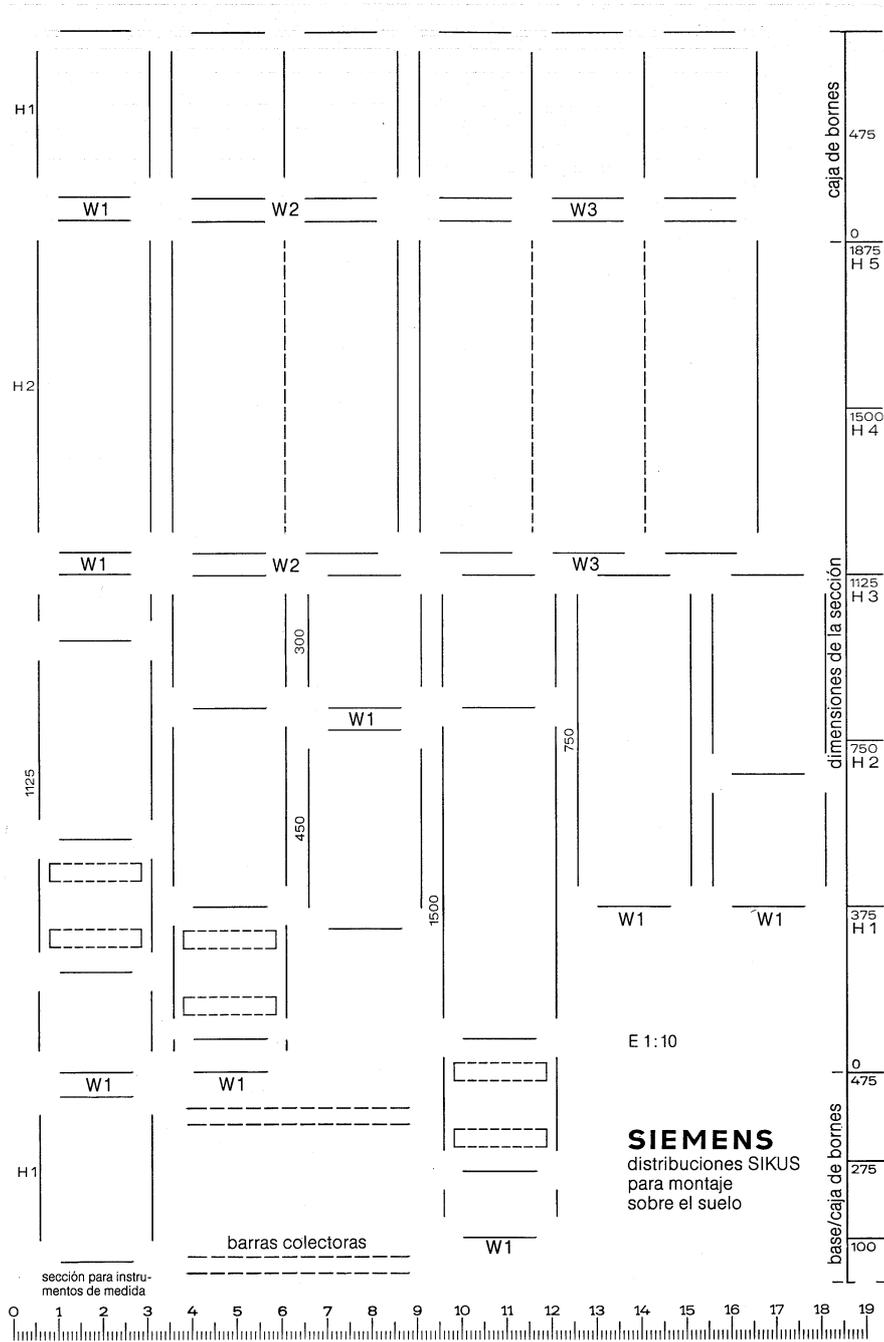


Figura 1.11/56
Plantilla de diseño para el proyecto de distribuciones de pared STAB

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

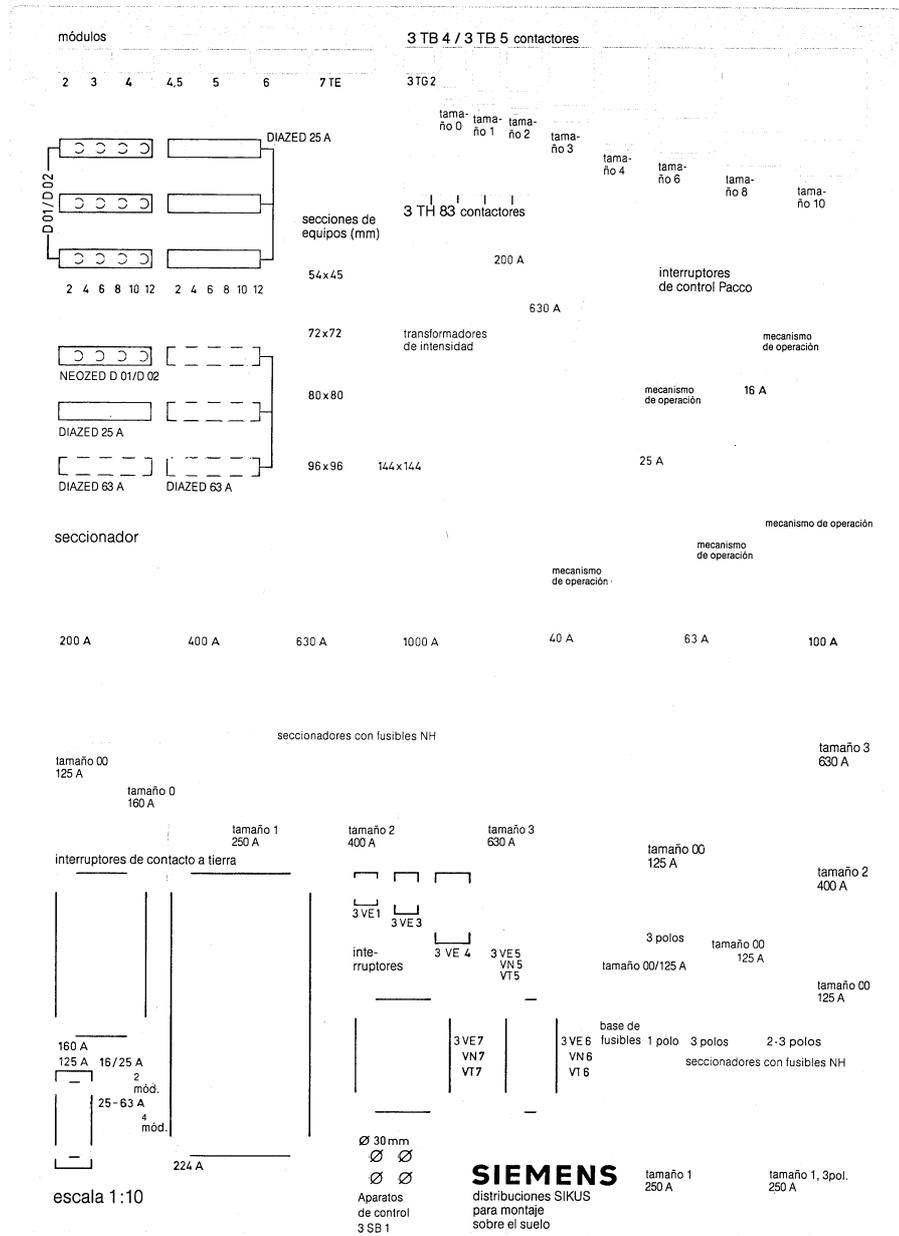


Figura 1.11/57
Plantilla de diseño para el proyecto de distribuciones SIKUS para montaje sobre el suelo

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

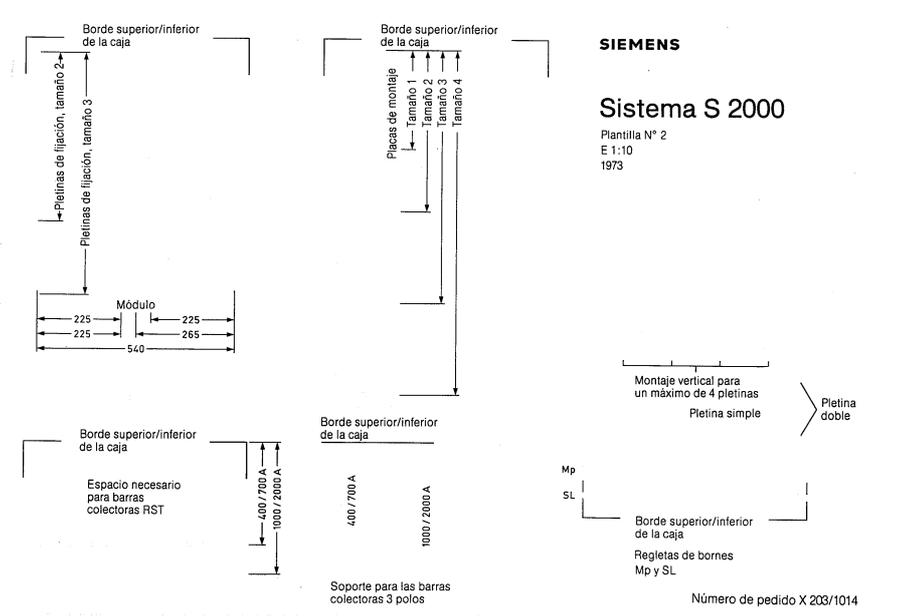
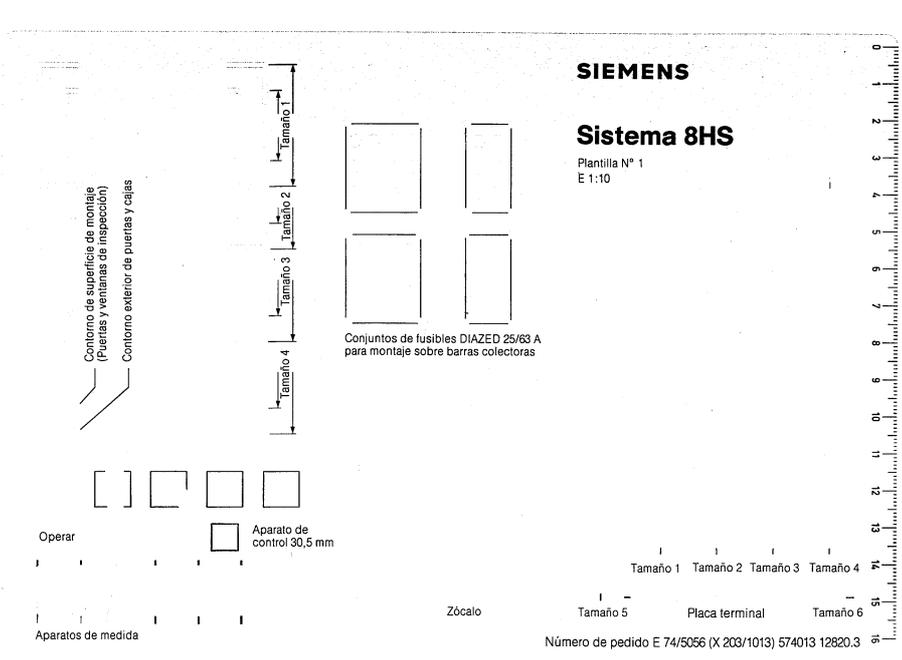


Figura 1.11/58 Plantilla de diseño para el proyecto de distribuciones 8HS

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

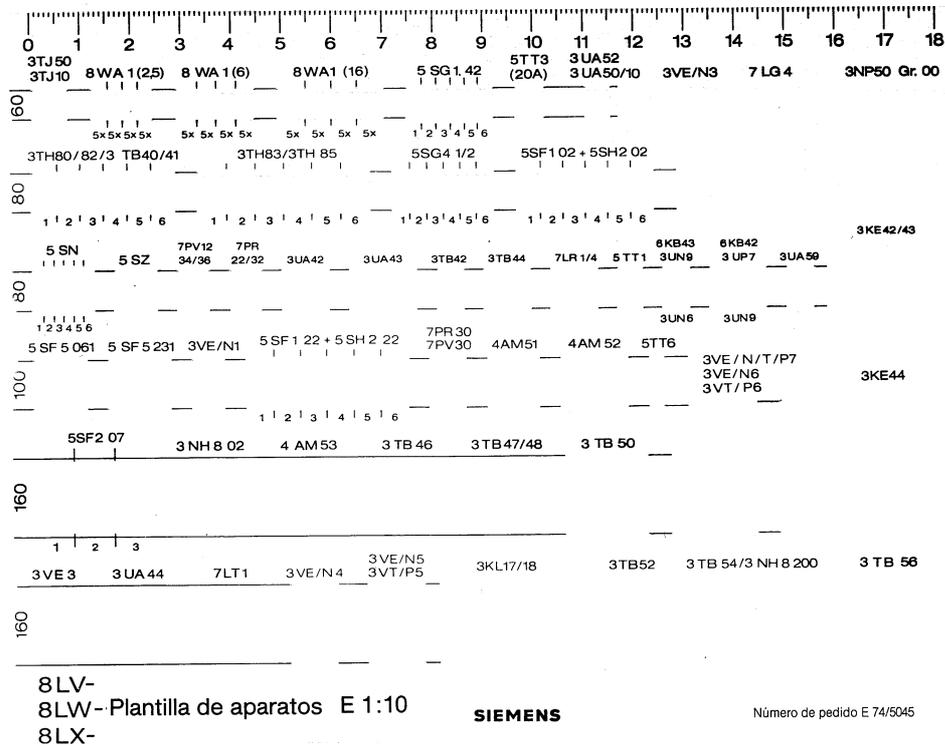


Figura 1.11/59
Plantilla de diseño para el proyecto de sistemas de control 8LV, 8LW, 8LX

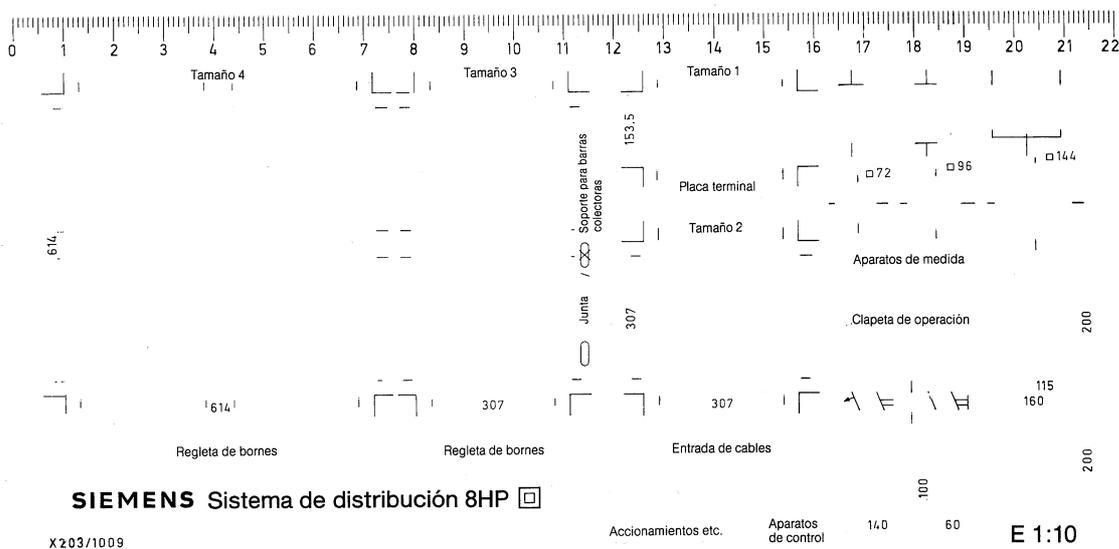


Figura 1.11/60 Plantilla de diseño para el proyecto de distribuciones 8HP

SIEMENS

Indicaciones para la definición de las condiciones de acometida de equipos eléctricos para máquinas-herramienta

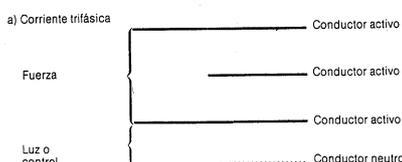
Usuario final de la máquina-herramienta	Suministrador de la máquina-herramienta
---	---

Equipo eléctrico para

Instalado en
(Tipo de planta)

1. Tipo de corriente y tensión de acometida para esta máquina-herramienta

Ejemplos para la cumplimentación



		Con conductor neutro	Sin conductor neutro
380 V	380 V	380 V	380 V
	380 v	380 v	380 v
	220 V	No aplica	

b) Corriente alterna monofásica

Red de dos conductores V

Red de tres conductores V

Frecuencia 25, 42, 50, 60 Hz u otras

c) Corriente continua

Red de dos conductores V

Red de tres conductores V

d) Oscilaciones de la tensión de a V durante los periodos de servicio [eventualmente, por separado para a), b), c)]

2. ¿Cuál es la máxima potencia de motor admisible para la conexión directa de los motores de accionamiento a la red de baja tensión? kW
 Caso de no ser posible la conexión directa, indicación del tipo deseado de arranque (por ejemplo, arranque estrella-triángulo, con transformador de arranque, en caso de rotores con anillos rozantes, mediante arrancador de rotor, etc.)

3. Control
 Tensión de control V, Hz (en Europa usualmente 220 V, 50 Hz)
 Puesta a tierra monopolar del lado secundario del transformador de control: sí — no
 Máxima distancia entre el aparato de maniobra y la estación de control m

Eventualmente, conexión directa entre conductores activos o entre conductor activo y neutro

4. Condiciones en el lugar de emplazamiento (para instalación en interiores)

a) país lugar/distrito

b) altura sobre el nivel del mar m

c) temperatura ambiente media (durante los periodos de operación) °C / °F

d) instalación en recinto climatizado: sí — no

e) peculiaridades climáticas protección contra explosiones de (gas o tipo de polvo)
 (por ejemplo, alta humedad relativa del aire % — oscilaciones de la temperatura — agentes químicos, sales o polvo contenidos en el aire — polvo conductor de la electricidad — seres vivos)

5. Clase de protección (indicar, a ser posible, según la norma alemana DIN 40 050)
 Motores: Estaciones de control: Armario eléctrico:

6. Normas y determinaciones
 ¿Es admisible el suministro de los equipos según normas y determinaciones alemanas (DIN, VDE)? sí — no
 En caso negativo, ¿qué otras normas deben aplicarse? (indicar detalles por separado)

7. Instrucciones de operación.
 ¿En qué idioma deben hacerse las instrucciones de operación (incluyendo las placas de características)?

8. Observaciones

Figura 1.11/61 Hoja de datos para definición de las condiciones de acometida

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Cálculo de las corrientes de cortocircuito en redes de baja tensión según DIN 57 102, VDE 0102

SIEMENS

Cortocircuito tripolar, alimentado por una red a través de un transformador

Cliente/lugar

Punto de la red

Tensión nominal del lado de tensión interior del transformador

$U_{rTUS} = 231, 400, 525$ ó V, 50 ó Hz

Datos de la red	Procedimiento de cálculo	Resistencia óhmica R [mΩ]	Reactancia X [mΩ]															
<p>a) red</p> <p>S_{kQ} MVA (Exigido por la compañía distribuidora de energía eléctrica)</p> <p>..... MVA (Valor real)</p> <p>U_{nQ} kV</p>	<p>Referido al lado de baja tensión</p> $Z_{kQ} = \frac{1,1 \cdot U_{nQ}^2}{S_{kQ} \cdot 10^3} \cdot \left(\frac{U_{rTUS}}{U_{rTOS}} \right)^2 = \frac{1,1 \cdot \dots}{\dots \cdot 10^3} = \dots \text{ m}\Omega$ $X_{kQ} = 0,995 \cdot Z_{kQ}$ $R_{kQ} = 0,1 \cdot X_{kQ}$	—	—															
<p>b) Transformador</p>  <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>S_{rT} kVA</td> <td>u_{zr} %</td> <td>u_{Rr} %</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Suma S_{rT}</td> <td>Valores medios</td> <td> </td> </tr> </table> <p>1) véase al reverso</p>	S_{rT} kVA	u_{zr} %	u_{Rr} %										Suma S_{rT}	Valores medios		<p>Aplicar, eventualmente, valores de catálogo</p> $Z_T = u_{zr} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT} \cdot 100\%} = \dots \cdot 100 = \dots \text{ m}\Omega$ $X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{\dots^2 - \dots^2} = \dots$ $R_T = u_{Rr} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT} \cdot 100\%} = \dots \cdot 100 = \dots$	—	—
S_{rT} kVA	u_{zr} %	u_{Rr} %																
Suma S_{rT}	Valores medios																	
<p>c) Cable o línea aérea</p> <p>..... \times mm²</p> <p>$l =$ m</p> <p>$x' \approx 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$ (Cable)</p> <p>$x' \approx 0,33 \text{ m}\Omega/\text{m}$ (Línea aérea)</p> <p>q véase al reverso</p>	<p>Cu $R_{L1} = \frac{l \cdot \rho}{q \cdot n} \cdot 10^3 = \dots \cdot 10^3 = \dots \text{ m}\Omega$</p> <p>Al</p> <p>Fe $X_{L1} = x' \cdot \frac{l}{n} = \dots = \dots \text{ m}\Omega$</p>	—	—															
<p>d) Barras en instalaciones de maniobra</p> <p>Barras por cada conductor activo \times mm</p> <p>Resultando $q =$ mm²/F</p> <p>$l =$ m</p> <p>$x' \approx 0,12 \text{ m}\Omega/\text{m}$</p> <p>q véase al reverso</p>	<p>Cu $R_{L2} = \frac{l \cdot \rho}{q} \cdot 10^3 = \dots \cdot 10^3 = \dots \text{ m}\Omega$</p> <p>Al</p> <p>$X_{L2} = x' \cdot l = 0,12 \cdot \dots = \dots \text{ m}\Omega$</p>	—	—															
<p>e) Cable de distribución (línea)</p> <p>..... \times mm²</p> <p>$l =$ m</p> <p>$x' \approx 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$</p> <p>q véase al reverso</p>	<p>Cu $R_{L3} = \frac{l \cdot \rho}{q \cdot n} \cdot 10^3 = \dots \cdot 10^3 = \dots \text{ m}\Omega$</p> <p>Al</p> <p>Fe $X_{L3} = x' \cdot \frac{l}{n} = 0,08 \cdot \dots = \dots \text{ m}\Omega$</p>	—	—															
f)																		
Suma		$R_k =$	$X_k =$															

* n = número de conductores paralelos por fase

** x' = los valores son válidos para 50 Hz — para otras frecuencias hay que efectuar un cálculo proporcional

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} = \sqrt{\dots^2 + \dots^2} = \dots \text{ m}\Omega$$

Máxima corriente inicial simétrica de cortocircuito tripolar, que se establece en el lugar de montaje ("intensidad de cálculo")

$$I_k'' = \frac{U_{rT}}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{\dots}{\sqrt{3} \cdot \dots} = \dots \text{ kA ef}$$

Corriente máxima asimétrica de cortocircuito que se establece en el lugar de montaje

$$I_{k, \text{de pico}}^{\text{valor}} = \sqrt{2} \cdot x \cdot I_k'' = \sqrt{2} \cdot \dots \cdot \dots = \dots \text{ kA}$$

x véase al reverso

U_{rTUS} = tensión de diseño en el lado de tensión interior del transformador (por ejemplo, 400 V, ver más arriba)

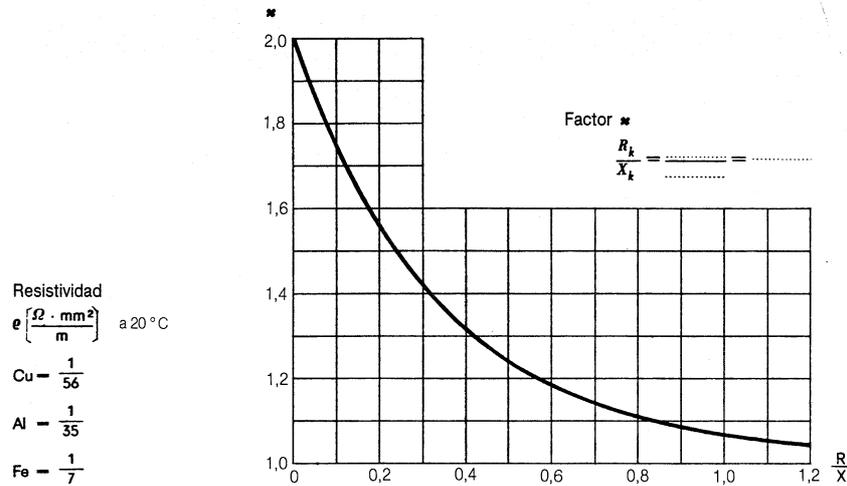
U_{rTOS} = tensión de diseño en el lado de tensión superior del transformador

Datos de la red determinados por/fecha

Calculado por/fecha

Figura 1.11/62a Impreso para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en redes de baja tensión

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión



Notas aclaratorias

Al aplicar interruptores de potencia y distribuciones de baja tensión no se debe olvidar que sus capacidades de ruptura (maniobra) y de resistencia a los cortocircuitos deben estar, en todos los casos, adaptados a la posible corriente de cortocircuito en el lugar de instalación, tal como se expresa en los valores I_k' e I_s . Las potencias de cortocircuito continuamente crecientes en los sistemas de alta tensión hacen necesario determinar con precisión los datos de la red y calcular la corriente de cortocircuito con sus valores de I_k' e I_s que pueda establecerse en el lugar de instalación.

La capacidad nominal de ruptura de cortocircuito (VDE 0660, parte 101, apartado 4.3.5) de los interruptores usados debe ser por lo menos igual a la corriente inicial simétrica de cortocircuito I_k' que se puede esperar en el lugar de instalación.

Al proyectar las distribuciones de baja tensión debe tenerse en cuenta el requisito de que el valor de I_s estimado de la resistencia a los cortocircuitos de la distribución y de los aparatos de maniobra no debe ser menor que la máxima corriente asimétrica inicial de cortocircuito I_s que se puede esperar en el lugar de instalación. La capacidad nominal de cortocircuito de cierre de los interruptores debe estar determinada por dicho valor.

Esta hoja "Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de baja tensión" facilita el cálculo de las corrientes trifásicas de cortocircuito para derivaciones en el lugar de instalación (punto en la red) de un interruptor o de una distribución.

La columna "Datos de la red" es una guía para el responsable, con la cual puede determinar y aplicar, en el punto de operación o de construcción, todos los datos necesarios de la red relativos a la instalación en cuestión.

Fórmula para el cálculo aproximado del valor medio de u_k para una batería de transformadores operando en paralelo (u_R medio se calcula de igual manera): (No aparece en DIN/VDE)

$$u_z \text{ medio} = \frac{S_r T_1 + S_r T_2 + S_r T_3 + \dots}{\frac{S_r T_1}{u_{kr1}} + \frac{S_r T_2}{u_{kr2}} + \frac{S_r T_3}{u_{kr3}} + \dots} = \dots \quad \%$$

En f se puede incluir un elemento adicional de transmisión de la red.

Llenando los espacios vacíos en la columna "Datos de la red" con las dimensiones correctas, se puede garantizar que el cálculo se lleva a cabo sin dificultades en una etapa posterior. El cálculo del cortocircuito trifásico se basa en que se asume una red rígida. Los valores standard de reactancia X' (por metro en c), d) y e) se refieren a una frecuencia de red de 50 Hz. Para frecuencias diferentes se puede hacer la conversión en proporción directa. Los valores reales de R y X para los diversos ítems del equipo eléctrico se deben determinar por medio de la fórmula suministrada y sumados aparte. La impedancia total Z_k del circuito de acometida, en el punto de la red en consideración (p.ej., el lugar de instalación del interruptor o de la distribución en cuestión) se da por la adición geométrica de las dos sumas (raíz cuadrada de la suma de los cuadrados).

El cálculo determina:

- La corriente trifásica inicial simétrica de cortocircuito I_k' (valor eficaz en kA) que los aparatos de maniobra (y los fusibles) deben soportar al abrir sus contactos (capacidad nominal de ruptura de cortocircuito).
- La máxima corriente de cortocircuito asimétrica I_s (valor de pico en kA) que debe resistir la distribución, los aparatos de maniobra y las barras, desde el punto de vista de la carga dinámica (y también la capacidad nominal de ruptura de cortocircuito del interruptor).

Fig. 1.11/62b

Formulario standard de cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de baja tensión (al dorso)

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Proyecto

Si se dispone de los datos indicados en las páginas 523 y 524, entonces el proyectista está en condiciones de seleccionar el tipo de distribución y de cuadro eléctrico técnica y económicamente idóneo para el caso de aplicación.

Puede utilizar para ello una matriz de decisión, que conduzca a través de una serie de criterios de selección forzosamente al tipo de cuadro eléctrico o de distribución correcto. La figura 1.11/1 muestra una matriz de este tipo, que se refiere al programa de cuadros eléctricos y distribuciones descritos en los capítulos 1.11.2 hasta 1.11.5.

La matriz menciona los criterios de selección más importantes en el orden apropiado, comenzando con los

tipos de distribución:

- ▷ Distribución por puntos,
- ▷ Distribución lineal,
- ▷ Sistema de control,

según los cuales debe tomar el proyectista la decisión a base de los deseos mencionados por el usuario.

A través de los restantes criterios

- ▷ intensidad nominal,
- ▷ resistencia contra cortocircuitos,
- ▷ clase de protección,
- ▷ material del blindaje,
- ▷ medida de protección,
- ▷ tipo de montaje de los aparatos,
- ▷ lugar de emplazamiento y
- ▷ frente de operación

el proyectista llega al correspondiente tipo de cuadro eléctrico o distribución, utilizando los datos del usuario, y entonces comienza a elaborar un croquis de diseño con todos los datos eléctricos del diagrama unifilar.

Esto, naturalmente, será tanto más rápido, cuanto más claras sean las indicaciones y más experiencia y conocimientos del sistema posea el proyectista sobre el programa de cuadros eléctricos y distribuciones.

Ejemplo

Con la ayuda de un ejemplo se describe a continuación el proceso de la conversión de un diagrama unifilar en un croquis de diseño de una distribución 8HP, con aislamiento de protección, en el que el proyectista “construye” gradualmente — comenzando por la alimentación — paso a paso la distribución.

El comenzar con la alimentación es importante, porque la situación de la alimentación en las barras colectoras respecto a las salidas de los consumidores tiene una influencia decisiva sobre la sección de las barras. La solución más económica resulta cuando la intensidad de alimentación se bifurque a partir de los bornes de alimentación (figura 1.11/63).

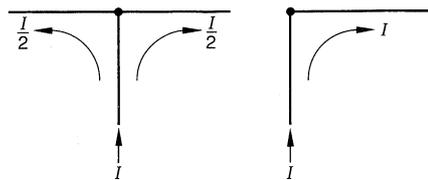


Figura 1.11/63
Bifurcación de la intensidad de alimentación

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

En la hoja de proyecto del sistema de distribución 8HP (figura 1.11/64) se ha representado un diagrama unifilar, a partir del cual debe proyectarse una distribución, en este caso, una distribución 8HP, con aislamiento de protección.

Los distintos pasos de proyecto deben demostrar cómo se completa paso a paso el croquis constitutivo de la distribución completa con ayuda de la plantilla de diseño (figura 1.11/60).

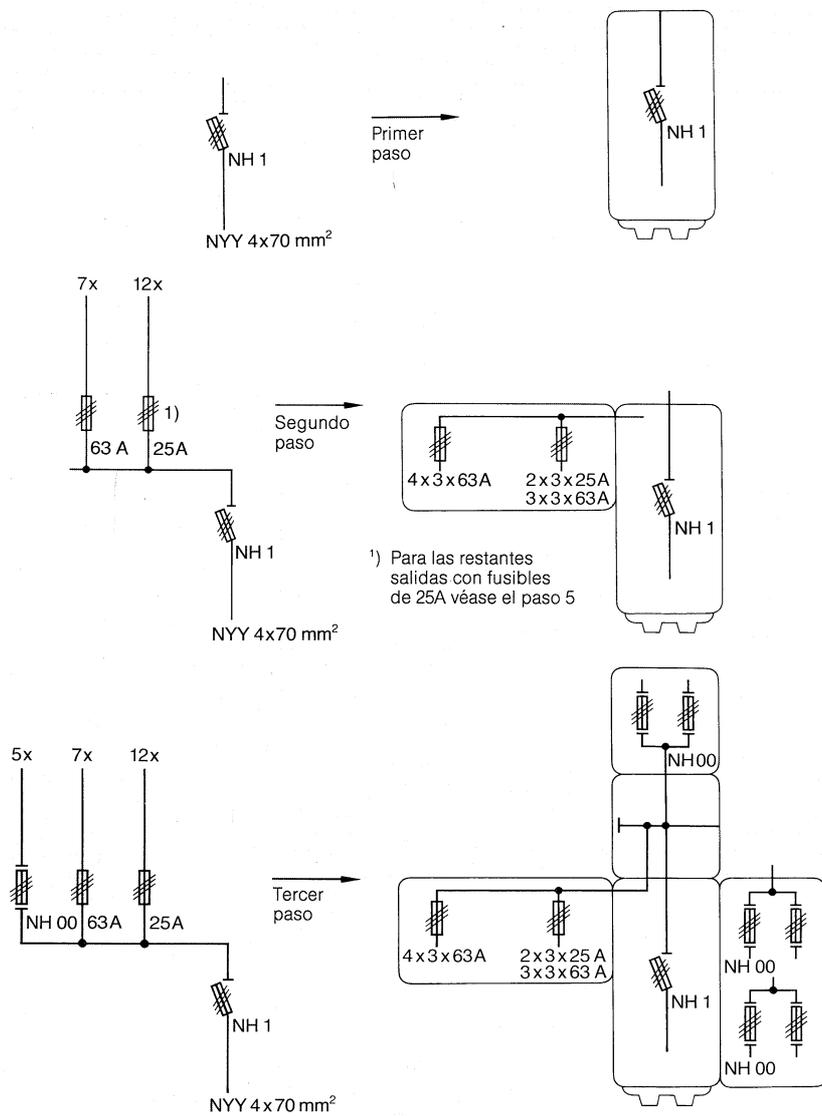


Figura 1.11/65 Pasos de proyecto

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

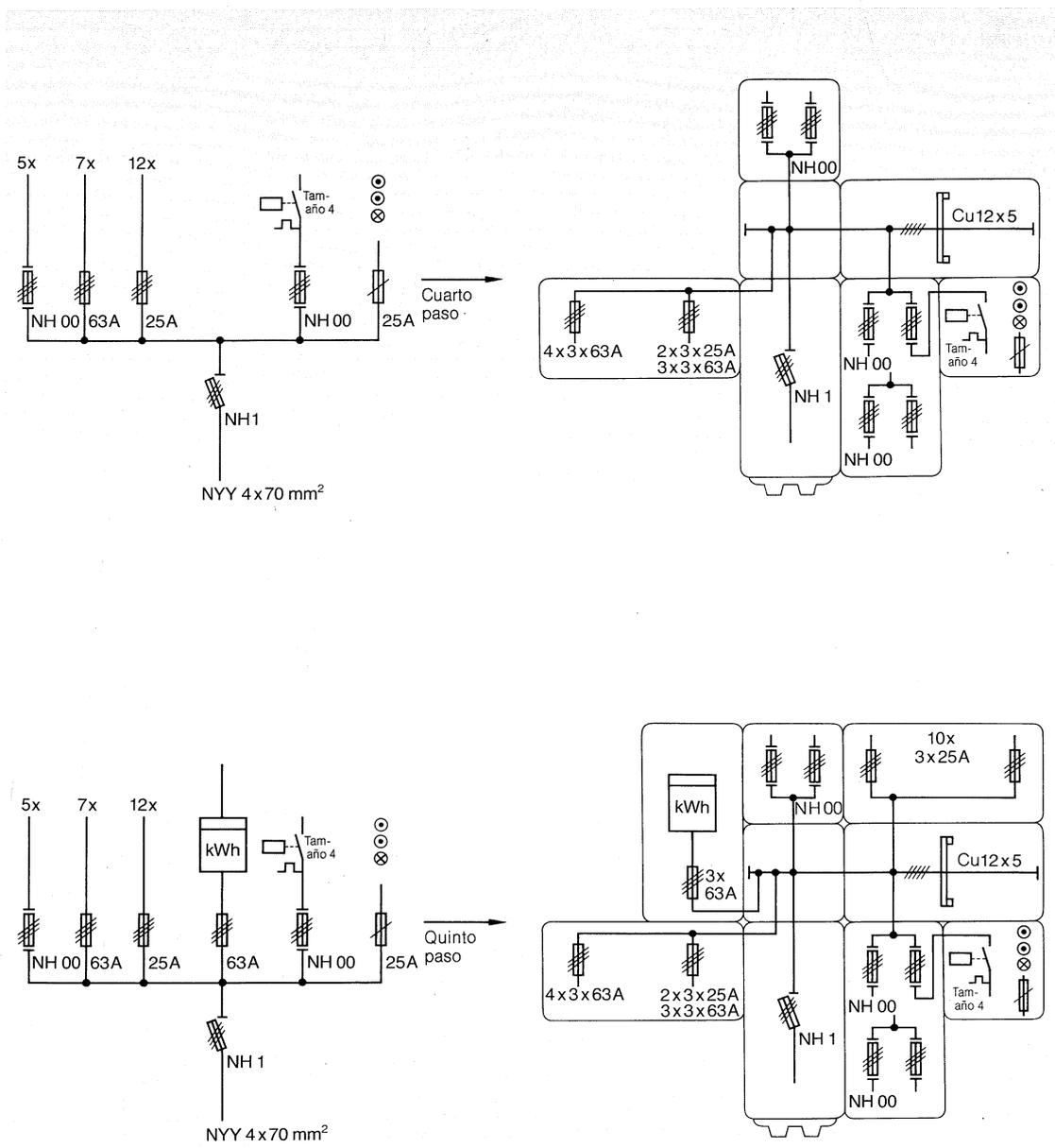


Figura 1.11/65 (continuación)

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

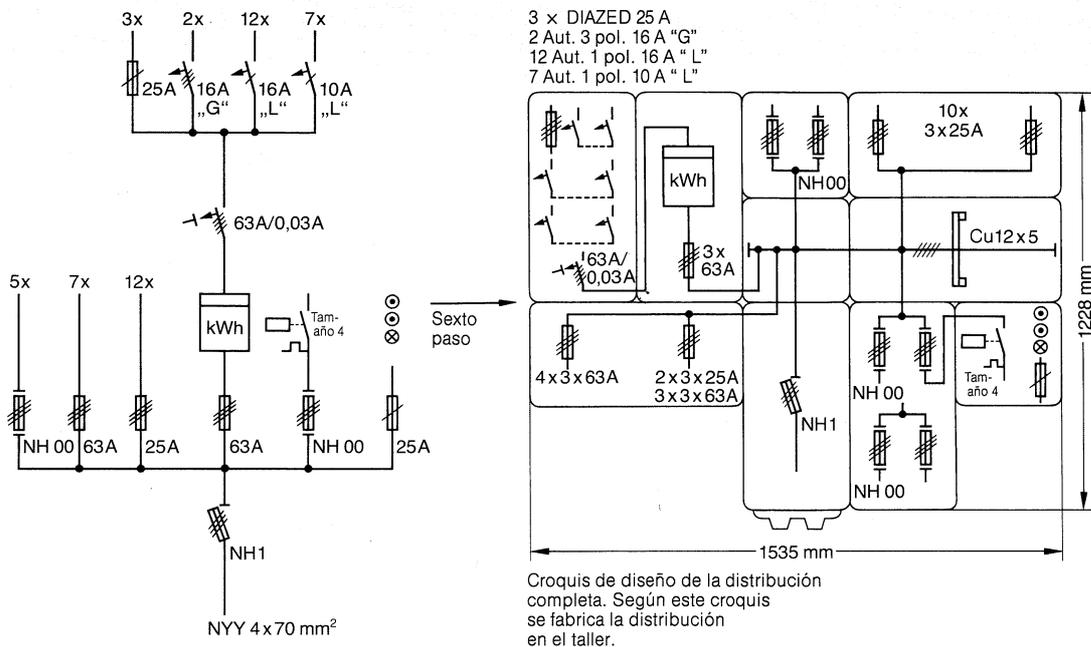


Figura 1.11/65 (continuación)

Además deben considerarse los siguientes aspectos durante el proyecto:

Resistencia contra cortocircuitos

La corriente de cortocircuito no limitada en el lugar de montaje no debe ser mayor que el valor indicado para la resistencia contra cortocircuitos de los cuadros eléctricos y de la distribución. Esta exigencia puede satisfacerse anteponiendo un órgano de protección limitador de la intensidad (véase el capítulo 1.4.2). El capítulo 1.3 desarrolla el cálculo de la corriente de cortocircuito en el lugar de montaje.

Organos de protección contra cortocircuitos en las líneas de alimentación

Es, por lo general, conveniente que los órganos de protección contra cortocircuitos que sean necesarios para proteger los cuadros eléctricos y las distribuciones se antepongan a las líneas de alimentación de tal forma, que éstas queden protegidas simultáneamente por ellos (véase el capítulo 2.3). Dentro del cuadro eléctrico o de la distribución, en el circuito de alimentación, sólo es necesario en casos normales un órgano de separación (por ejemplo, terminales de separación, interruptores bajo carga). Para los sistemas de control según VDE 0113 se necesita un interruptor principal; para todo el resto de casos de aplicación, los aspectos económicos son decisivos a la hora de tomar una decisión a este respecto.

Disponiendo cartuchos fusibles de la misma intensidad nominal al principio y al final de la línea de alimentación de una distribución no se consigue selectividad alguna. Si se prevén cartuchos fusibles o interruptores de protección selectivos,

debe prestarse atención a no sobrecargar las líneas de alimentación. Por ello, es conveniente el disponer cartuchos fusibles con distinta intensidad nominal al principio de la línea de alimentación, para protección contra cortocircuitos y, al final de la línea, contra sobrecargas (véase el capítulo 2.3).

En consideración a los mínimos tiempos de desconexión posibles en la red de baja tensión, no se recomienda el que sea un solo órgano de protección (interruptor de potencia, fusible HH) en el lado de tensión superior de un transformador, el que asuma la función de desconexión en caso de defecto. Fusibles o interruptores de protección en el lado de baja tensión ofrecen siempre una protección mejor por sus cortos tiempos de disparo (véase el capítulo 1.4.2).

La figura 1.11/66 muestra la disposición de los órganos de protección contra cortocircuitos para proteger las líneas de alimentación y las distribuciones post-conectadas, así como la disposición de los órganos de aislamiento en las alimentaciones.

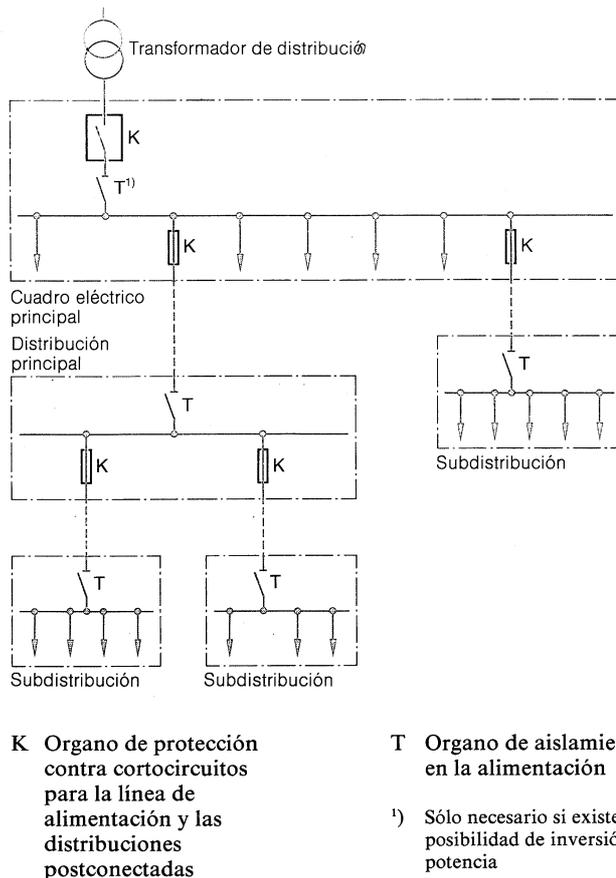


Figura 1.11/66
Disposición de los órganos de protección contra cortocircuitos y de los órganos de aislamiento en cuadros eléctricos y distribuciones

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Protección contra cortocircuitos y sobrecargas de los cables y líneas de salida y de los aparatos incorporados	<p>Además de los aspectos contemplados en VDE 0100, en los cuadros eléctricos y distribuciones debe distinguirse, adicionalmente, entre:</p> <ul style="list-style-type: none">▶ Protección contra cortocircuitos y sobrecargas de cables y líneas de salida, para lo cual hay que seleccionar el cartucho fusible en función de la sección de los conductores según VDE 0100,▶ Protección contra cortocircuitos de los aparatos incorporados, que debe impedir que una eventual corriente de cortocircuito haga que se sobrepase uno de los siguientes valores característicos de los aparatos:<ul style="list-style-type: none">▷ Capacidad de ruptura (por ejemplo, en caso de guardamotores o interruptores de potencia),▷ resistencia a la soldadura (por ejemplo, en contactores, contactores auxiliares, etc.),▷ capacidad de carga térmica (por ejemplo, en casos de relés bimetálicos),▷ sollicitación dinámica (por ejemplo, en caso de corrientes de cortocircuito de intensidad eficaz mayor de 50 kA).
Cartuchos fusibles	<p>Los cartuchos fusibles se elegirán de tal tamaño, que soporten la intensidad de conexión de los motores conectados.</p> <p>Los valores de los fusibles contra cortocircuitos mencionados en las listas de aparatos han sido indicados por los fabricantes según estos puntos de vista; no deben sobrepasarse en ningún caso.</p>
Contactores	<p>Contactores, relés de sobrecarga e interruptores auxiliares deben protegerse siempre con fusibles contra cortocircuitos, cuya intensidad nominal no debe ser mayor que los valores indicados por los fabricantes.</p>
Guardamotores e interruptores de potencia	<p>Guardamotores e interruptores de potencia pueden utilizarse sin fusibles contra cortocircuitos siempre que la corriente de cortocircuito de cálculo en el lugar de montaje no sea mayor que la capacidad de ruptura del aparato.</p> <p>Tratándose de guardamotores con disparador de intensidad nominal muy pequeña, una eventual corriente de cortocircuito se reduce en tal grado debido a la alta resistencia interna, que puede prescindirse de los fusibles contra cortocircuitos (cálculo del cortocircuito: véase el capítulo 1.3).</p>
Protección contra contactos directos	<p>La protección contra contactos directos de piezas sometidas a tensión (véase el capítulo 29.2) puede conseguirse mediante (véase VDE 0100, VDE 0659, VDE 0660 parte 500):</p> <ul style="list-style-type: none">▷ Aislamiento de las piezas sometidas a tensión,▷ cubiertas o envolventes, (cómo mínimo, IP 30) o▷ instalación de ejecuciones no protegidas (IP 00, IP 10) en recintos eléctricos cerrados (eventualmente, en armarios) de acuerdo con las directrices contenidas en VDE 0100 (véase el capítulo 24). <p>Según VDE 0100, en el caso de distribuciones instaladas en recintos de acceso general, las “cubiertas, que protegen piezas metálicas sometidas a tensión contra contactos casuales”, deben poder abrirse únicamente con ayuda de un herramienta (una llave, a este respecto, es considerada como una herramienta).</p>
Protección contra contactos indirectos	<p>La protección contra contactos indirectos puede lograrse mediante medidas adicionales de protección (véase el capítulo 29.3), debiéndose considerar necesariamente las incorporadas en la red de alimentación.</p>

“Tapas de cierre rápido”, que puedan abrirse sin ayuda de herramientas, sólo pueden utilizarse, excepto en recintos eléctricos cerrados, en las cajas de una distribución, por ejemplo, cajas de fusibles, que dispongan de un revestimiento interno de material aislante, que sirva de protección contra contactos casuales. Debido a que, por ejemplo, los fusibles tienen que sustituirse ocasionalmente durante el servicio, es conveniente el disponer en las distribuciones contruidas a base de cajas, los contactores y los fusibles correspondientes en cajas separadas; las cajas de fusibles pueden entonces disponer de tapas de cierre rápido, pero no las cajas de los contactores.

Indicaciones especiales referentes a equipos de operación

Si se quieren instalar cuadros eléctricos o distribuciones con aislamientos de protección, debe prestarse atención a que en ningún caso se atraviese el aislamiento de protección, incorporado durante la fabricación, por piezas metálicas conductoras, tales como ejes de interruptores, boquillas metálicas para cables, tornillos, etc.

Aislamiento de protección

Las piezas metálicas inactivas dentro del aislamiento de protección, tales como chapas de asiento y carcasas de aparatos, no deben unirse en ningún caso con el conductor PE o PEN, ni aún en el caso de que tuvieran un borne de conexión PE. El blindaje de material aislante ofrece una amplia protección contra la corrosión y libera de trabajos de mantenimiento.

Los blindajes y las piezas metálicas de la estructura portante disponen, por lo general, de una protección superficial contra la corrosión de alta calidad. Las piezas metálicas de los cuadros eléctricos y distribuciones, exceptuándose las distribuciones con aislamiento de protección, deben conectarse con el conductor de protección PE (véase el capítulo 29.3).

Blindaje metálico

Al proyectar equipos especiales en cuadros eléctricos y distribuciones blindadas, especialmente en el caso de distribuciones por cajas, debe preverse, además del espacio propiamente necesario para los aparatos, espacio suficiente para:

Espacio necesario para los equipos

- ▷ Distancia disruptiva entre las piezas sometidas a tensión y el blindaje;
- ▷ disipación del calor producido por los aparatos;
- ▷ recinto eventualmente necesario para los arcos eléctricos en los aparatos de maniobra;
- ▷ cableado;
- ▷ conexión de las líneas de entrada y salida (recinto de conexión).

Por lo tanto, los aparatos no deben disponerse en ningún caso de forma tan compacta como lo permitan las propias dimensiones externas de los mismos y las internas del blindaje.

Bajo determinadas circunstancias deben considerarse limitaciones para uso de un aparato en un blindaje que, de acuerdo con las indicaciones del fabricante del aparato, resulten, por ejemplo, en lo que respecta a la intensidad nominal y a la capacidad de ruptura.

El calor de pérdidas que se produce en todos los aparatos es disipado en ejecución abierta por la circulación libre del aire, y en aparatos de maniobra blindados, únicamente a través del intercambio térmico entre la superficie del blindaje y el aire ambiente. Esto explica la reducción de la intensidad nominal en muchos aparatos blindados.

Calentamiento

Si se monta un número arbitrario de aparatos en una caja o armario, la máxima potencia de pérdidas establecida no debe sobrepasarse por una concentración excesiva o una disposición demasiado compacta de medios de servicio que generen calor.

1.11 Cuadros eléctricos y distribuciones de baja tensión

Recintos de conexión

Para un desarrollo racional de los trabajos de conexión después de instalar los cuadros eléctricos y distribuciones es decisivo el espacio disponible en el interior o, también, en el exterior para la conexión de los cables y líneas de salida.

Un blindaje especialmente pequeño puede parecer primeramente muy económico en el momento de la adquisición; sin embargo, debido al escaso espacio de conexión disponible puede ser el primer montaje o incluso la conexión posterior de cables y líneas tan costosa, que se pierde con ello la ventaja obtenida en principio. Al seleccionar cuadros eléctricos y distribuciones blindadas debe por ello prestarse especial atención a que el recinto de conexión sea suficiente.

Identificación Diagramas de circuitos

En cuadros eléctricos y distribuciones es necesario identificar los medios de servicio incorporados bajo diferentes puntos de vista. Según VDE 0660 parte 500 rige lo siguiente:

- ▷ Dentro de la combinación de aparatos de maniobra debe ser posible reconocer claramente cada uno de los circuitos y sus elementos de protección.
- ▷ Si se marcan elementos de servicio aislados dentro de la combinación de aparatos de maniobra, los indicativos empleados (como, p.ej., según CEI 113-2) deben coincidir totalmente con las informaciones dadas en los esquemas que en su caso se suministran junto con la combinación de aparatos de maniobra.
- ▷ Si los circuitos no se pueden reconocer claramente de la disposición física de los aparatos, se debe adjuntar documentación tal como, p.ej., esquemas o tablas.

Identificación de líneas y barras

Según VDE 0660, parte 500, hay que identificar las líneas y barras de tal forma que se puedan distinguir claramente el conductor PEN o los conductores PE y neutro entre sí y de las fases activas. En las barras colectoras, que se montan preferentemente desnudas, dicha identificación puede efectuarse mediante una forma o disposición distinta de las barras. La combinación de forma y disposición puede servir también como identificación.

Conviene marcar las barras colectoras desnudas mediante cinta adhesiva de diferentes colores. Los colores de las cintas adhesivas a utilizar (una por cada sección o caja) son los siguientes:

En instalaciones de 4 conductores
los conductores activos con L1, L2, L3
el conductor PEN con una cinta de franjas verdes y amarillas,

En instalaciones de 5 conductores
los conductores activos con L1, L2, L3
el conductor de protección PE con una cinta de franjas verdes y amarillas
el conductor neutro con una cinta azul clara.

Las derivaciones del conductor neutro en circuitos auxiliares (por ejemplo, líneas de retorno de las bobinas de los contactores) no se identifican de forma especial.

El punto de conexión del conductor PE externo se debe marcar con el símbolo \perp , siempre que no haya que empalmar el conductor PE a una barra identificada unívocamente con los colores verde y amarillo.

Aparte de la identificación que ha de efectuar el fabricante de los cuadros eléctricos y distribuciones, hay ciertas identificaciones que puede fijar el personal de montaje después de la instalación y conexión, tales como la designación de los

circuitos de derivación; esto tiene validez especialmente en las distribuciones para apoyar sobre el suelo, las distribuciones de pared STAB y los armarios de contadores.

Para que siempre pueda seleccionarse el tipo más económico, antes de fijar las medidas de obra civil a desarrollar, hay que sopesar entre sí las características distintivas de los cuadros eléctricos y distribuciones, y sólo entonces tomar las correspondientes decisiones. Tales características son, por ejemplo:

Tipos de instalación, accesibilidad

- ▷ Ejecución abierta o cerrada (tipo de centro de trabajo (véase el capítulo 24));
- ▷ tipo de instalación, tal como
autoportante: independiente en el recinto, adosada a la pared o en un nicho de un muro;
no autoportante: para fijación a la pared, a un bastidor o en un nicho de un muro;
- ▷ tipo de accesibilidad, por ejemplo, para montaje, mantenimiento y operación;
- ▷ dimensiones (altura, profundidad);
- ▷ indicaciones sobre medidas de obra civil.

Eventuales requisitos especiales, tales como protección contra explosiones, protección contra atmósferas agresivas, sacudidas, utilización continua de un conductor especial PE, deben considerarse en las determinaciones aplicables o en el marco de acuerdos adicionales.

Requisitos especiales

Para la construcción de cuadros eléctricos y distribuciones prefabricadas, utilizados por motivos económicos cada vez en mayor medida, rigen las siguientes determinaciones:

Determinaciones VDE

- ▷ VDE 0659 “distribuciones prefabricadas”,
- ▷ VDE 0660, parte 500 “determinación para las combinaciones de maniobra de baja tensión probadas por tipos (TSK) y combinaciones de baja tensión parcialmente probadas por tipos (PTSK), con tensiones nominales de 1000 V c.a. o 1500 V c.c. como máximo”,
- ▷ VDE 0106, parte 100 “protección contra descargas eléctricas”, disposición de elementos de operación en las proximidades de piezas peligrosas.

Otras distribuciones prefabricadas se suministran según:

- ▷ VDE 0606 “distribuciones pequeñas para el montaje de aparatos de hasta 63 A”,
- ▷ VDE 0612 “determinaciones para distribuciones de corriente de obra para tensiones nominales de hasta 380 V y para intensidades de hasta 250 A”.

Dado el caso, deben tenerse en cuenta determinaciones adicionales VDE, tales como:

- ▷ VDE 0108 “Instalaciones de alta tensión y suministro de corriente de seguridad en construcción de edificios para reunión de personas”.
- ▷ VDE 0113 “determinaciones para el equipamiento eléctrico de máquinas herramienta y de proceso con tensiones nominales de hasta 1000 V”.

Como en todos los demás medios de servicio eléctricos, al instalar y conectar todos los cuadros eléctricos, distribuciones y sistemas de control de baja tensión deben contemplarse las determinaciones VDE 0100, referentes a la instalación.

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

Puesta a tierra de protección en sistemas de alta tensión

Para la protección de las personas contra tensiones de contacto excesivas es necesario el prever según VDE 0141 una puesta a tierra de protección en sistemas de alta tensión. Para ello, todas las piezas metálicas de los aparatos y equipos, que no pertenezcan al circuito operativo, pero que puedan entrar en contacto en casos de defecto con piezas sometidas a tensión, deben conectarse a través de cables a una puesta a tierra.

Aquellas piezas montadas en bastidores metálicos no necesitan ser conectadas con tierra por separado, si estos bastidores metálicos cumplen con las condiciones de VDE 0141, apartado 5.2.2.

Para el dimensionamiento de la instalación de puesta a tierra debe aplicarse, según VDE 0141, el criterio "tensión de contacto".

Según esto, la tensión de contacto no debe sobrepasar

- ▷ en redes con punto estrella aislado o con compensación de contactos a tierra, 65 V,
- ▷ en redes con una puesta tierra del punto estrella permanente o temporal de baja resistencia, los valores de la curva representada en la figura 1.12/1.

En el apartado 4.4.1 de VDE 0141 se describen en detalle las premisas bajo las que se satisfacen estas condiciones. Además se relacionan medidas alternativas, con las cuales y en función de la tensión de puesta a tierra y en caso de no cumplirse las premisas definidas, se consideran igualmente que se cumplen las condiciones para la tensión de contacto.

Puesta a tierra en redes TN

Según VDE 0100 parte 310/parte 410 existe en las redes TN un punto unido directamente a tierra (puesta a tierra de servicio); las masas de la instalación eléctrica deben unirse a este punto a través de conductores PE o PEN.

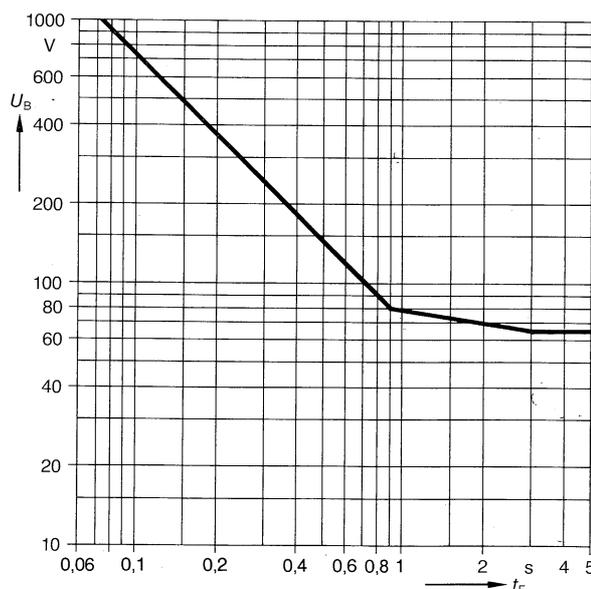


Figura 1.12/1
Tensión de contacto U_B
en función de la duración
 t_F del defecto

Para limitar, en caso de contacto a tierra de una fase activa, la tensión entre el conductor PE o PEN, y los cuerpos unidos a éstos, y tierra, la resistencia total de todas las puestas a tierra de servicio no debe ser mayor de 2 ohmios.

Según VDE 0100 parte 310/parte 410, existe en redes TT un punto conectado directamente con tierra (puesta a tierra de servicio); las masas de la instalación eléctrica deben unirse a tomas de tierra separadas de la puesta a tierra de servicio. Simultáneamente deben conectarse a las mismas tomas de tierra los cuerpos susceptibles de ser tocados.

Puesta a tierra en redes TT

Como condición para la resistencia de propagación R_A de la toma de tierra a la que está unido el cuerpo de la instalación, rige la relación

$$R_A \leq \frac{U_B}{I_A}$$

siendo

U_B la tensión admisible de contacto (por ejemplo, 50 V \sim)

I_A intensidad de desconexión, que origina el disparo/desconexión automático del órgano de protección contra sobretensiones.

Según VDE 0100 parte 410, el límite para la tensión permanente admisible de contacto U_B en sistemas de baja tensión de hasta 1000 V, es

Tensión de contacto admisible U_B

- ▷ en corriente alterna 50 V
- ▷ en corriente continua 120 V.

Según VDE 0100 parte 310/parte 410, en las redes IT sólo están conectados con tierra las masas de la instalación eléctrica. Los conductores activos de la instalación no deben ser conectados a tierra.

Puesta a tierra en redes IT

En lo que respecta a la resistencia de propagación R_A de la toma de tierra, debe cumplirse la siguiente condición:

$$R_A \leq \frac{U_B}{I_d}$$

siendo

U_B tensión admisible de contacto

I_d corriente de defecto en caso del primer defecto entre el conductor activo y un cuerpo, para una impedancia despreciable del punto de defecto.

Los siguientes conceptos extraídos de las determinaciones VDE 0141 y 0100 son de importancia en el dimensionamiento y evaluación de sistemas de puesta a tierra:

Aclaraciones de conceptos

Tensión de puesta a tierra U_E es la que se establece entre un sistema de puesta a tierra y la tierra de referencia (figura 1.12/2).

Potencial de la superficie de tierra φ es la tensión existente entre un punto de la superficie de la tierra y la tierra de referencia.

Tensión de contacto U_B es aquella parte de la tensión de puesta a tierra, que puede ser puentada por una persona (figura 1.12/2), circulando la corriente a través del cuerpo humano desde la mano hasta el pie (distancia horizontal a la pieza que se toca aproximadamente 1 m) o de una mano a otra.

Tensión de paso U_s es aquella parte de la tensión de puesta a tierra, que puede ser puentada por una persona dando un paso de 1 m de longitud, circulando la corriente a través del cuerpo humano desde un pie al otro pie (figura 1.12/2).

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

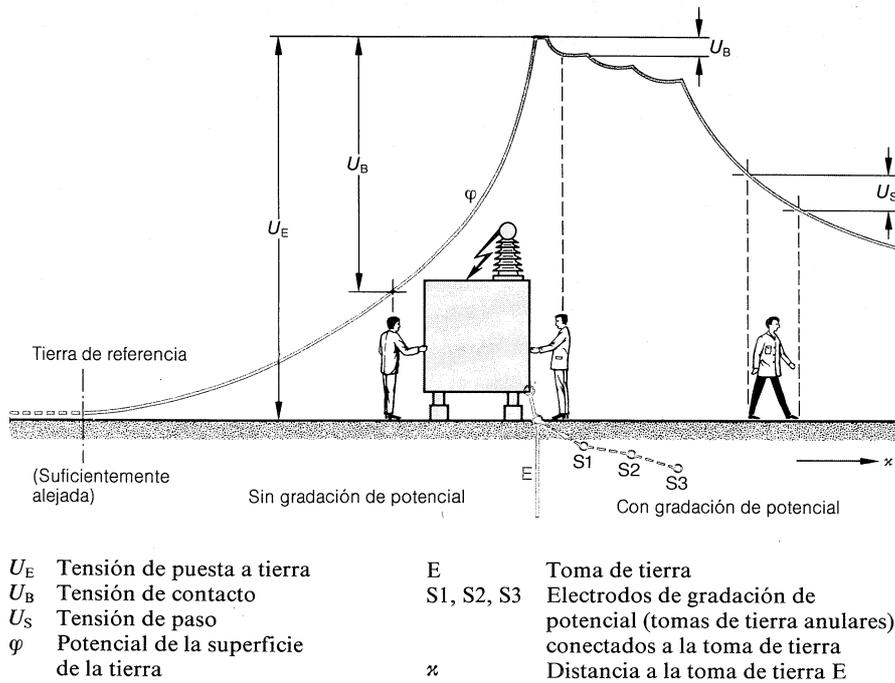


Figura 1.12/2

Ejemplos de la variación del potencial de la superficie de la tierra y de las tensiones en caso de circular corriente por la toma de tierra

Gradación de potencial es la modificación del potencial de tierra, en especial, del potencial de la superficie de la tierra, mediante electrodos de gradación de potencial S1, S2, S3 (figura 1.12/2).

Contacto a tierra es la unión conductora que se establece entre un conductor del circuito operativo y tierra o una pieza puesta a tierra, debido a un defecto. La unión conductora puede establecerse también a través de un arco eléctrico.

Si se establece un contacto a tierra en 2 o más conductores de la misma red en puntos separados espacialmente, el fenómeno se denomina contacto a tierra doble o múltiple.

En redes con puesta a tierra del punto estrella de baja resistencia, el contacto a tierra se denomina cortocircuito a tierra.

Puesta a tierra de protección es la puesta a tierra de una parte conductora no perteneciente al circuito operativo, para proteger a las personas contra tensiones de contacto excesivas.

Puesta a tierra de servicio es la puesta a tierra de un punto del circuito operativo, necesaria para la operación satisfactoria de los aparatos o equipos.

Se la denomina:

- a) Directa, si no contiene otras resistencias que la propia impedancia de puesta a tierra
- b) Indirecta, si contiene resistencias adicionales óhmicas, inductivas o capacitivas.

Puesta a tierra de protección contra rayos es la puesta a tierra de una pieza conductora no perteneciente al circuito operativo, para evitar descargas a los conductores sometidos a tensión durante el servicio, en caso de incidencia de rayos (descargas inversas).

Instalación de puesta a tierra es la totalidad de las tomas de tierra conectadas entre sí o de piezas metálicas sirviendo para la misma finalidad (por ejemplo, bases de torres, armaduras, envolventes metálicas de cables), situadas en un área definida, y líneas de puesta a tierra.

Línea de puesta a tierra es aquélla que une una parte de la instalación con un electrodo de puesta a tierra, siempre que la línea se tienda fuera de tierra o aislada con respecto a tierra.

Línea colectora de puesta a tierra es aquélla a la que se conectan varias líneas de puesta a tierra.

Sin embargo, no se consideran como tales:

- a) Las líneas de puesta a tierra, que interconecten las piezas a conectar a tierra de los distintos aparatos de grupos de corriente trifásica (tres convertidores, tres terminales, tres aisladores de apoyo, etc.),
- b) tratándose de instalaciones ejecutadas por cubículos: las líneas de puesta a tierra que interconecten las piezas a conectar con tierra de varios aparatos de un mismo cubículo, unidos dentro de este cubículo con una línea colectora de puesta a tierra (continua).

Toma de tierra es un electrodo conductor, embebido en tierra y unido de forma conductora con ella, o un electrodo embebido en hormigón, que se encuentre en contacto con tierra a través de una superficie grande (por ejemplo, una toma de tierra de cimentación).

Los siguientes tipos de tomas de tierra encuentran aplicación en la práctica:

Toma de tierra superficial es un electrodo enterrado, por lo general, a una profundidad escasa de hasta 1 m aproximadamente. Puede estar hecho, por ejemplo, a partir de material de banda, redondo o cable y estar configurado formando una toma de tierra radial, anular o enmallada o como combinación de éstas.

Toma de tierra en profundidad es un electrodo enterrado, por lo general, verticalmente a gran profundidad. Puede ser, por ejemplo, de tubo, material redondo o de algún otro perfil.

Toma de tierra natural es una pieza metálica unida a tierra o en contacto con agua directamente o a través de hormigón, cuya finalidad original no era la de una puesta a tierra, pero que puede utilizarse como tal.

Observación:

Entre éstas cabe señalar, por ejemplo, tuberías, muros de contención, armaduras de pilotes, piezas de acero de edificios, etc.

Cables actuando como tomas de tierra son aquéllos en que las envolventes, pantallas o armaduras metálicas configuran una conducción a tierra del mismo orden de magnitud que la conducción que establecen las tomas de tierra tipo banda.

Toma de tierra de cimentación es un electrodo, embebido en hormigón, con una gran superficie de contacto con tierra.

Toma de tierra de gradación es un electrodo, que por su forma y disposición, sirve más para graduar el potencial que para lograr una determinada resistencia de propagación (figura 1.12/2).

Tipos de tomas de tierra

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

Resistencia específica de tierra ρ_E es la resistencia específica eléctrica de la tierra. Se indica casi siempre en $\Omega \text{ m}^2/\text{m} = \Omega \text{ m}$ y representa la resistencia de un cubo de tierra de 1 m de arista entre dos superficies opuestas.

Resistencia de propagación R_A de una toma de tierra es la resistencia de la tierra entre la toma de tierra y la tierra de referencia.

Tierra de referencia (tierra neutra) es la zona de tierra, en especial, de la superficie de la tierra, en el exterior del área de influencia de una toma de tierra o de una instalación de puesta a tierra, en la cual, entre dos puntos arbitrarios, no se establecen tensiones apreciables debidas a la corriente de puesta a tierra (figura 1.12/2).

Instalaciones de puesta tierra

Una instalación de puesta a tierra como la representada en la figura 1.12/3 consiste en:

Una línea de puesta a tierra (incluidas también las líneas colectoras de puesta a tierra) y las tomas de tierra (superficiales o en profundidad).

El dimensionamiento de la instalación de puesta a tierra debe efectuarse considerando la carga térmica y las tensiones que se establecen en la misma. La carga térmica viene dada por la corriente que circula por la parte afectada de la instalación de puesta a tierra en caso de defecto y por el tiempo de desconexión de los interruptores y equipos de protección previstos.

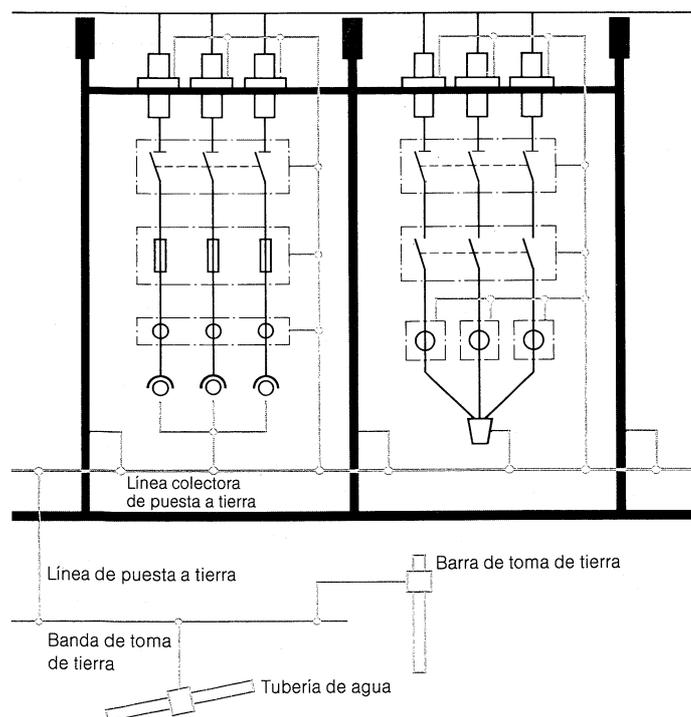


Figura 1.12/3
Representación esquemática de una instalación de puesta a tierra

Dimensionamiento de líneas de puesta a tierra para instalaciones con tensiones nominales superiores a 1 kV

En redes con puesta a tierra del punto estrella de baja resistencia deben dimensionarse las líneas de puesta a tierra para soportar la carga que se establece en caso de cortocircuito simple a tierra. Los datos de la red en los que debe basarse el cálculo deben consultarse a la compañía distribuidora de energía eléctrica, así como los valores de la impedancia de la vía de cortocircuito. Para el cálculo de los valores de cortocircuito, véase el capítulo 1.3 y VDE 0102.

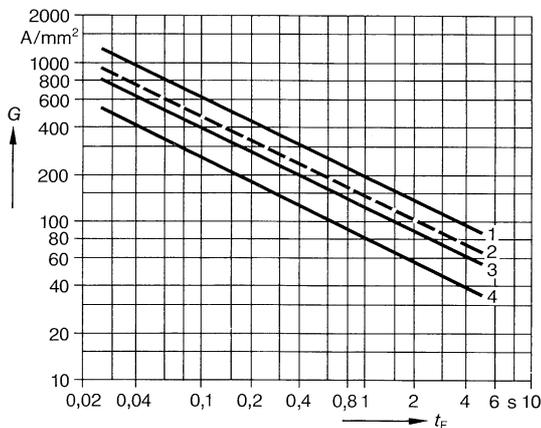
Las figuras 1.12/4 y 1.12/5 muestran la carga soportable por las líneas de puesta a tierra para una temperatura final de 300 °C. Esta temperatura final sólo debe considerarse si debido a ella no se producen daños en las líneas de puesta a tierra o en su entorno. En otro caso deben calcularse las cargas admisibles mediante los factores de la tabla 1.12/1.

Según VDE 0141, las líneas de puesta a tierra deben tener las secciones mínimas siguientes:

cobre	16 mm ²
aluminio	35 mm ²
acero	50 mm ²

Las conexiones entre las líneas de puesta a tierra y las tomas de tierra, y las derivaciones de éstas, deben establecerse de tal forma que se garantice una conexión permanente y segura, con una buena conductividad eléctrica. Son admisibles uniones por soldadura, mediante tornillos y dispositivos de fijación; tratándose de cables, también casquillos (de presión, remachados y roscados). Las uniones roscadas y sus tornillos deben estar protegidos contra la corrosión. Si para la unión se utiliza solamente un tornillo, su rosca ha de ser, como mínimo, M 10.

Sección de las líneas de puesta a tierra en instalaciones de más de 1 kV



- | | |
|---|--|
| 1 Cobre, desnudo, para una temperatura final admisible de 300 °C | 3 Aluminio, para una temperatura final admisible de 300 °C |
| 2 Cobre, estañado o con envoltorio de plomo, para una temperatura final admisible de 150 °C | 4 Acero, cincado, para una temperatura final admisible de 300 °C |

Fig. 1.12/4

Densidad admisible de la corriente de cortocircuito G para líneas colectoras de puesta a tierra, líneas de puesta a tierra y tomas de tierra en función de la duración de la corriente de defecto t_F

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

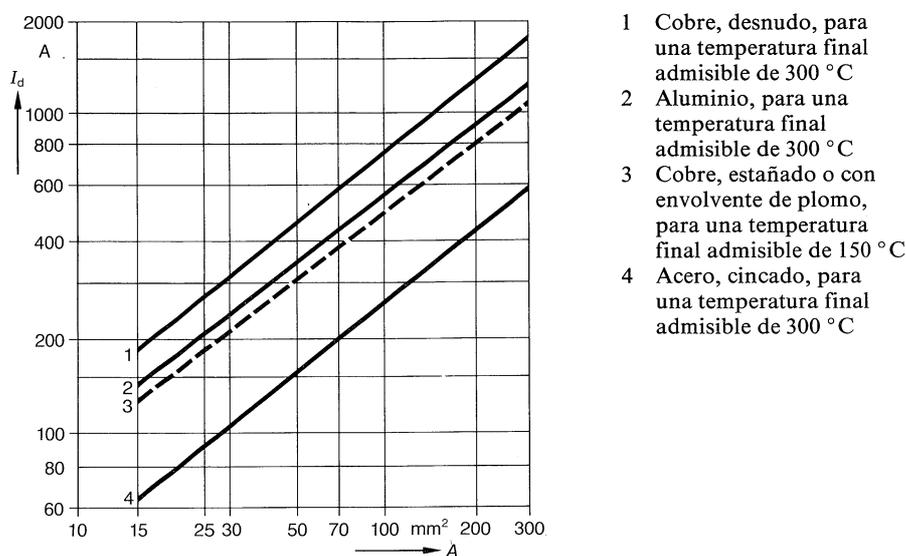


Fig. 1.12/5
Intensidad permanente admisible I_d para líneas de puesta a tierra de sección circular A

Para comprobar la resistencia de propagación de una toma de tierra debe preverse en la línea de puesta a tierra un punto de seccionamiento en un lugar accesible. Debe preverse, a ser posible, en aquellos puntos, en los que se requiera de todos modos una zona de transición.

Las líneas de puesta a tierra tendidas sobre el suelo deben estar dispuestas de forma visible o accesibles si están revestidas, protegiéndolas contra daños mecánicos o químicos previsibles.

En líneas de puesta a tierra no es admisible la previsión de interruptores o uniones fácilmente desmontables sin herramientas.

Tabla 1.12/1
Factores para la conversión de la densidad admisible de la corriente de cortocircuito y de la intensidad permanente admisible para diferentes temperaturas finales

Temperatura final	Factores de conversión	
	f_k	f_d
300 °C	1,00	1,00
250 °C	0,93	0,89
200 °C	0,85	0,80
150 °C	0,75	0,70
100 °C	0,61	0,55

f_k Factor para la conversión de la densidad admisible de la corriente de cortocircuito G
 f_d Factor para la conversión de la intensidad admisible permanente I_d

Dimensionamiento de líneas de puesta a tierra en instalaciones con tensiones nominales de hasta 1000 V

En redes TN y TT deben preverse líneas de puesta a tierra con las secciones indicadas en la tabla 1.12/2. En el caso de líneas de puesta a tierra tendidas en tierra deberán considerarse, además, los valores de la tabla 1.12/3.

Sección de las líneas de puesta a tierra en instalaciones de hasta 1000 V

Tabla 1.12/2 Relación entre el conductor de puesta a tierra y el conductor activo

Secciones nominales		
Conductores activos mm ²	Línea de puesta a tierra	
	Protegida Cu/Al mm ²	No protegida Cu mm ²
1,5	2,5/4	4
2,5	2,5/4	4
4	4	4
6	6	6
10	10	10
16	16	16
25	16	16
35	16	16
50	25	25
70	35	35
95	50	50
120	50	50
150	50	50
185	50	50
240	50	50
300	50	50
400	50	50

Tabla 1.12/3 Secciones mínimas de líneas de puesta a tierra tendidas en tierra

Tendido	Con protección mecánica	Sin protección mecánica
Aislado	Al, Cu, Fe. Como se exige en VDE 0141, apartado 5.1	Al inadmisible Cu 16 mm ² Fe 16 mm ²
Desnudo	Al inadmisible Cu 25 mm ² Fe 50 mm ² , cincado al fuego	

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

	En lo que respecta al tendido de las líneas son válidos los mismos requisitos que en las instalaciones con tensiones nominales de más de 1 kV.
Identificación	Las líneas de puesta a tierra deben identificarse según VDE 0100 parte 540, con franjas verdes y amarillas.
Barra de puesta a tierra principal y barra de compensación de potencial	En cada instalación debe preverse una barra de puesta a tierra principal o una barra de compensación de potencial. A ellas deberán conectarse los siguientes conductores: <ul style="list-style-type: none">▷ Líneas de puesta a tierra▷ Conductores de protección (conductor PE)▷ Conductores de compensación de potencial principal.

Tomas de tierra

Tomas de tierra	Las tomas de tierra deben ejecutarse según VDE 0141 y VDE 0100, parte 540. La elección y la disposición de las tomas de tierra deberán efectuarse según las circunstancias locales, las características del suelo y la resistencia de propagación necesaria. Deben estar en perfecta unión con el terreno circundante, debiéndose dar preferencia a capas del terreno de buena conductividad. Los terrenos secos deberán humedecerse.
------------------------	---

Se distingue entre:

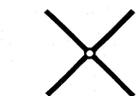
- ▷ Toma de tierra superficial,
- ▷ Toma de tierra en profundidad,
- ▷ Toma de tierra de cimentación,
- ▷ Toma de tierra natural.

Las líneas de acometida que se tiendan desnudas en tierra formarán parte de la toma de tierra. Caso de utilizarse redes de tuberías de agua como tomas de tierra, deberá considerarse lo establecido en VDE 0190.

En muchos casos, especialmente si se requieren pequeñas resistencias de propagación, se utilizan combinaciones de tipos distintos, por ejemplo, varias tomas de tierra en profundidad conectadas a tomas de tierra superficiales.

Tipos de tomas de tierra

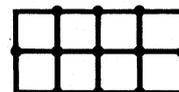
Tomas de tierra superficiales	Las tomas de tierra superficiales se realizan a partir de banda, barras o cable y pueden ejecutarse en forma radial, anular o enmallada (figura 1.12/6) o como combinación de los tipos anteriores.
--------------------------------------	---



Toma de tierra radial



Toma de tierra anular



Toma de tierra enmallada

Figura 1.12/6 Tomas de tierra superficiales en ejecuciones diferentes

Tabla 1.12/4 Dimensiones mínimas de las tomas de tierra según VDE 0141

Material	Forma de la toma de tierra	Sección mínima en mm ²	Espesor mínimo en mm	Otras dimensiones mínimas y condiciones a cumplir
Acero tendido en el terreno, cincado al fuego, con una capa de cinc de un espesor mínimo de 70 μm	Banda	100	3	
	Barra	78 (Corresponde a 100 mm de Ø)		En caso de tomas de tierra en profundidad compuestas: diámetro mínimo de la barra 20 mm.
	Tubo			Diámetro mínimo 25 mm. Espesor mínimo de pared 2 mm.
	Perfil	100	3	
Acero con revestimiento de cobre	Barra	Para alma de acero: 50 Para el revestimiento de cobre: 20% de la sección de acero; mínimo, sin embargo, 35		Para tomas de tierra en profundidad compuestas: Diámetro mínimo de la barra 15 mm. Los puntos de unión deben estar configurados de tal modo, que su resistencia contra la corrosión sea equiparable a la del revestimiento de cobre.
Cobre	Banda	50	2	
	Cable	35		Diámetro mínimo del hilo 1,8 mm. En caso de envolvente de plomo, espesor mínimo de la envolvente 1 mm.
	Barra	35		
	Tubo			Diámetro mínimo 20 mm. Espesor mínimo 2 mm.

Tratándose de extensas tomas de tierra hechas de cobre desnudo o acero con revestimiento de cobre, hay que mantenerlas separadas, a ser posible, de instalaciones subterráneas de acero, por ejemplo, tuberías y depósitos. De otro modo, las piezas de acero están expuestas a un mayor riesgo de corrosión.

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

Para una profundidad de tendido de las puestas a tierra de aproximadamente 0,5 m a 1 m debe considerarse, para mantener una determinada resistencia de propagación, su dependencia del contenido en humedad de las capas superiores del terreno. Las tomas de tierra tipo banda para la gradación de potencial son más efectivas a profundidades escasas (0,3 m a 0,5 m). Las tomas de tierra tipo banda pueden embeberse también en el hormigón de la cimentación del edificio.

Las tomas de tierra tipo banda en forma radial deben distribuirse uniformemente. El ángulo entre derivaciones radiales vecinas no debería ser inferior a 60°, debido a que menores distancias no reducen de forma apreciable la resistencia de propagación por su mutua influencia.

Tomas de tierra en profundidad

Las tomas de tierra en profundidad están hechas a base de tubo o perfil de acero. Deben introducirse, a ser posible, verticalmente en el suelo. La longitud y el número necesario de éstas dependen de la resistencia de propagación requerida. En caso de utilizarse varias tomas de tierra de barra es recomendable mantener una distancia mínima equivalente al doble de la longitud de la toma de tierra. Todas deben conectarse a una línea colectora de puesta a tierra común.

Toma de tierra de cimentación

Deben ejecutarse según las “Directrices para el embebido de tomas de tierra en cimentaciones de edificios”, editadas por VDEW.

Como material deberá elegirse banda de acero cincada con las secciones mínimas de 30 mm × 3,5 mm ó 25 mm × 4 mm, o barra de acero cincada con un diámetro mínimo de 10 mm.

Tomas de tierra naturales

Se consideran tomas de tierra naturales las siguientes:

- ▷ Armaduras metálicas del hormigón en el terreno,
- ▷ envolventes de plomo y otros revestimientos metálicos de cables,
- ▷ tuberías metálicas para el agua,
- ▷ otras partes estructurales subterráneas apropiadas, tales como muros de contención, piezas de acero de edificios, etc.

La ejecución y la profundidad de tendido de las tomas de tierra debe elegirse de tal forma que al secarse o helarse el suelo no se incremente la resistencia de propagación de las tomas de tierra por encima de los valores requeridos.

Secciones de las tomas de tierra

Bajo el punto de vista de la resistencia mecánica y de la corrosión deben realizarse las tomas de tierra con las secciones mínimas mencionadas en la tabla 1.12/4.

Es determinante para la calidad de una instalación de puesta a tierra la resistencia de propagación R_A de la toma de tierra. Esta, a su vez, depende de la longitud de la toma de tierra y de la resistencia específica del suelo.

Resistencia específica del suelo ρ_E y resistencia de propagación R_A

Resistencia específica de la tierra

La resistencia específica de la tierra ρ_E es muy variable dependiendo del tipo, de la granulación, de la presión y de la humedad del suelo. La tabla 1.12/5 muestra un espectro de resistencias específicas de tierra frecuentes. Debe considerarse, a este respecto, que en función de la profundidad pueden resultar oscilaciones periódicas por la modificación del grado de humedad en el mismo.

Tabla 1.12/5 Resistencias específicas de tierra ρ_E

Tipo de suelo	Resistencia específica de la tierra ρ_E $\Omega \text{ m}$
Terreno pantanoso	5 a 40
Barro, arcilla, humus	20 a 200
Arena	200 a 2 500
Gravilla	2 200 a 3 000
Roca	
Roca erosionada	casi siempre inferior a 1 000
Granito, grauvaca	2 000 a 3 000

En el caso de tomas de tierra de cimentación puede calcularse el valor como si el conductor se hubiera tendido en el terreno circundante.

La resistencia de propagación de una toma de tierra depende de la resistencia específica de la tierra y de las dimensiones y disposición de la toma de tierra. La longitud de la toma de tierra tiene una importancia mayor que su sección.

Resistencia de propagación

Las figuras 1.12/7 y 1.12/8 muestran los valores de la resistencia de propagación R_A correspondiente a tomas de tierra superficiales y en profundidad, en función de la longitud total, para distintas resistencias específicas de la tierra.

Instalaciones de consumo propio en centrales eléctricas, estaciones eléctricas y estaciones transformadoras

Si una instalación de alta tensión abastece sólo consumidores de baja tensión conectados a una instalación de puesta a tierra de alta tensión o a una estación de alta tensión, entonces, según VDE 0141, deben interconectarse todas las puestas a tierra de protección y servicio (operativa) a una instalación de puesta a tierra común.

Combinación de puestas a tierra en instalaciones con tensiones nominales de más de 1 kV y con tensiones nominales de hasta 1000 V

Abastecimiento de instalaciones de baja tensión exteriores a una instalación de puesta a tierra de alta tensión

Las puestas a tierra de protección y de servicio (funcionales) deben conectarse, según VDE 0141, a una instalación de puesta a tierra común, si se cumplen las siguientes condiciones:

- La tensión de puesta a tierra en una instalación común no debe ser mayor de 65 V.
- La estación de alta tensión debe encontrarse en el interior de centros industriales o en edificios cerrados.

La separación entre la puesta a tierra de protección y la de servicio (funcional) es necesaria cuando no se satisfagan las condiciones anteriores (figuras 1.12/9 y 1.12/10).

La distancia de las tomas de tierra separadas no debe ser menor de 20 m. Entre las tomas de tierra separadas puede conectarse un descargador de sobretensiones para baja tensión o un explosor equivalente.

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

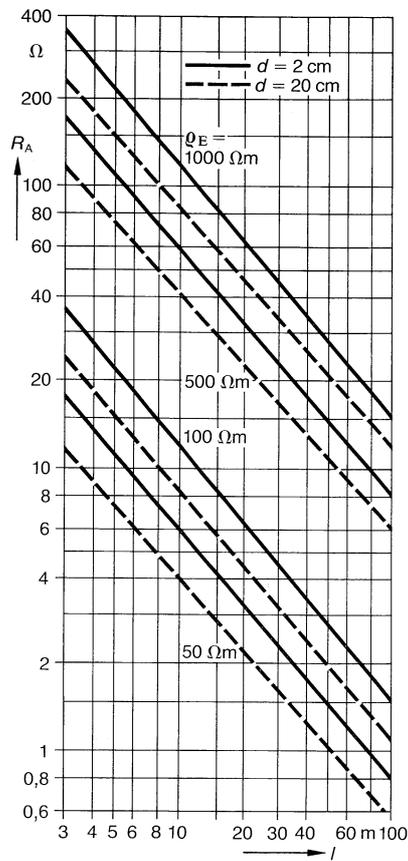


Figura 1.12/7
Resistencia de propagación R_A de tomas de tierra en profundidad enterradas verticalmente en un terreno homogéneo, en función de la longitud de las tomas de tierra l , para distintos diámetros exteriores d y distintas resistencias específicas de la tierra ρ_E

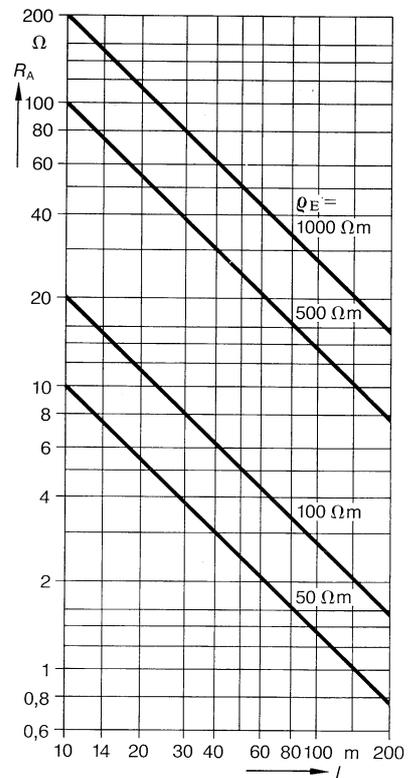


Figura 1.12/8
Resistencia de propagación R_A de tomas de tierra superficiales (de banda, barra o cable) para un tendido extenso en un terreno homogéneo, en función de la longitud l , para distintas resistencias específicas de la tierra ρ_E

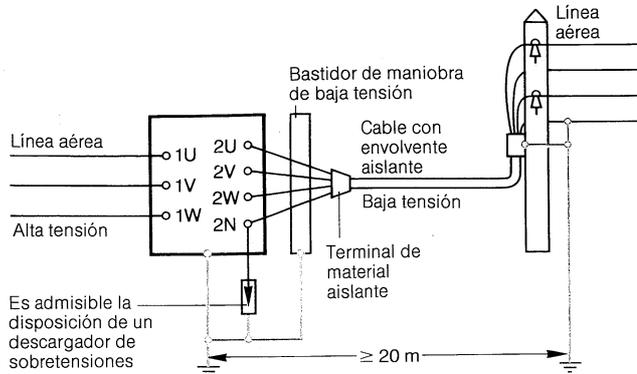


Figura 1.12/9 Instalación de puesta a tierra separada con conexión por cable

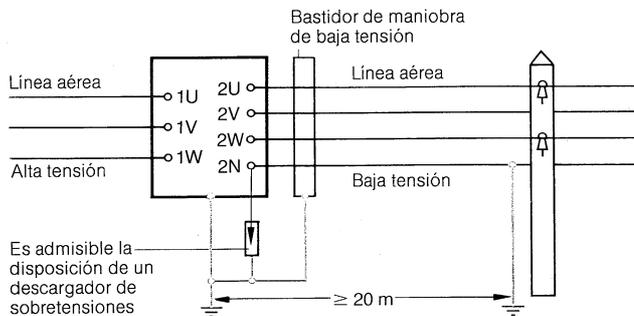


Figura 1.12/10 Instalación de puesta a tierra separada con conexión de línea aérea

En cada edificio y según VDE 0100 parte 410, debe establecerse una unión conductora entre las siguientes piezas conductoras, para la compensación del potencial principal:

Compensación de potencial principal

- ▷ Conductor de protección principal,
- ▷ línea de puesta a tierra principal,
- ▷ tuberías principales para el agua,
- ▷ tuberías principales para el gas,
- ▷ otros sistemas metálicos de tuberías,
por ejemplo, líneas ascendentes de instalaciones centrales de calefacción y climatización, piezas metálicas de la estructura de los edificios, en la medida de lo posible.

Las secciones necesarias para los conductores de compensación de potencial se desprenden de la tabla 1.12/6.

1.12 Instalaciones de puesta a tierra

Tabla 1.12/6 Secciones para los conductores de compensación de potencial

	Compensación de potencial principal	Compensación de potencial adicional	
Normal	0,5 × Sección PE del conductor principal	Entre dos cuerpos	1 × Sección del conductor PE más pequeño
		Entre un cuerpo y una parte conductora externa	0,5 × sección del conductor PE
Como mínimo	6 mm ²	Con protección mecánica	2,5 mm ²
		Sin protección mecánica	4 mm ²
Limitación posible	25 mm ² Cu o conductividad equivalente	—	—