

Prefacio

Con cada proyecto, el ingeniero de planificación de sistemas eléctricos se enfrenta a las siguientes preguntas:

¿Cómo puedo diseñar el sistema eléctrico?

¿Qué normas debo observar?

¿Qué cálculos debo realizar?

¿Qué métodos/CAD puedo usar?

¿Qué medidas de protección debo tener en cuenta?

¿Qué requisitos y condiciones se aplican para la planificación de proyectos?

¿Cómo pueden protegerse las personas y los animales contra descargas eléctricas?

¿Qué componentes operativos debo seleccionar?

¿Hay problemas especiales con respecto a la planificación?

Para el cálculo, dimensionamiento y evaluación de un sistema, además de un amplio conocimiento profesional, el ingeniero de planificación requiere sobre todo experiencia en CAD y conocimiento de todas las normas y reglamentos relevantes. Debido a la gran cantidad de normas y su revisión en intervalos regulares y también debido a su creciente armonización internacional, mantener este conocimiento es cada vez más difícil.

Por esta razón el presente libro, que pretende ser una ayuda para el ingeniero planificador en la solución de problemas en redes de baja tensión, también presenta una discusión detallada de la situación corriente en lo que respecta a las normas.

Tras la parte teórica y la discusión de reglamentos y normas, se desarrolla de forma completa una amplia gama de ejemplos tomados en gran parte de la práctica. Las numerosas tablas y diagramas de los que se pueden extraer los valores de planificación necesarios para el cálculo hacen de este libro una referencia indispensable. A cada tema se le da su propio tratamiento.

Para los cálculos requeridos en la planificación de proyectos, los programas CAD incluidos en el CD-ROM adjunto seguramente serán de gran utilidad para el ingeniero de planificación.

La idea de desarrollar una ayuda de planificación de proyectos fácil de usar para actividades prácticas de planificación surgió durante los muchos años que pasé en el área del suministro de energía, sobre todo durante mi período de enseñanza en VDE, en la Academia Técnica de Esslingen y en la Master Trade School. en Heidelberg.

Introducción

Términos y definiciones

Sistema eléctrico

es la combinación de equipos eléctricos operativos para la generación, posterior transmisión, conversión, distribución y consumo de energía eléctrica con el propósito de realizar un trabajo en forma de trabajo mecánico, para la generación de calor e iluminación o en procesos electroquímicos.

Equipo eléctrico operativo

se refiere a todos los objetos utilizados en los sistemas eléctricos y que sirven para hacer uso de la energía eléctrica. Estos pueden clasificarse como equipos fijos y móviles de instalación permanente, así como aparatos portátiles.

Áreas de operación eléctrica

son cuartos, áreas y gabinetes para sistemas eléctricos claramente definidos, que sirven para acomodar equipos operativos.

Mantenimiento

es un término general que incluye la inspección, el mantenimiento, las reparaciones, el reemplazo y el control de los sistemas eléctricos.

Trabajador electricista capacitado

es una persona que posee una cualificación eléctrica especializada (p. ej., formación especial, varios años ayudando a electricistas cualificados, conocimientos y experiencia, conocimiento de las normas aplicables y la capacidad de reconocer los peligros y evaluar correctamente las tareas asignadas) para la instalación y operación de sistemas eléctricos y equipos operativos.

Persona instruida electrotécnicamente

es una persona con menos calificación que el electricista capacitado. De esta persona sólo se exigen conocimientos y comportamiento técnicamente correctos, así como el desempeño de las tareas encomendadas.

Laico electrotécnico no es un electricista capacitado ni una persona instruida electrotécnicamente. No es responsable de la instalación, modificación y operación de los sistemas eléctricos. Puede trabajar solo bajo la vigilancia y el liderazgo continuos de un electricista capacitado.

Reglamento electrotécnico

son las “reglas de tecnología generalmente reconocidas” que se encuentran en las normas y a las que se refiere el sindicato profesional. Estas normas forman parte de las normas de prevención de accidentes y, por lo tanto, son normas electrotécnicas jurídicamente vinculantes. El cumplimiento de estas normas es absolutamente esencial.

2 Planificación y Gestión de Proyectos

2.1 Lineamientos para la Remuneración de Arquitectos e Ingenieros y Reglamento para la Contratación de Instalaciones del Sistema

Para la planificación y dirección de obra de los contratos públicos se utiliza exclusivamente el Reglamento para la Contratación de Instalaciones del Sistema y las Directrices para la Remuneración de Arquitectos e Ingenieros. Las convocatorias a licitación, la adjudicación de contratos, la realización de los trabajos contratados y la facturación de los servicios de construcción se resumen en los Servicios de Construcción y sirven como base legal para los contratos privados de construcción. De particular interés aquí son los Acuerdos de Servicios de la Construcción (sistemas de líneas y cables eléctricos en edificios), (Reglamento General para las Construcciones de Todo Tipo) y (Sistemas de Protección contra el Rayo) [1]. El Reglamento para la Contratación de Instalaciones del Sistema regula los pagos y describe detalladamente los servicios, además de especificar rangos aceptables de remuneración (Cuadro 2.1).

Remuneration range I	Simple low voltage and telephone installations
Remuneration range II	Compact stations, low-voltage installations and distribution systems telecommunication installation not belonging to remuneration ranges I and III, lightning protection systems, lighting systems
Remuneration range III	High-voltage and medium-voltage systems, low-voltage switchgear, current generating and converting systems, low-voltage line systems and lighting systems requiring extensive planning costs, large telephone systems and networks

The Engineering Servibook) o en forma de descripción del sistema. Las partidas individuales incluyen detalles por número de veces aplicables, metros o sumas globales. El Manual de ces se ocupa de todos los servicios de los contratistas. El planificador del sistema eléctrico determina sus costos, siguiendo los grupos de costos prescritos. Los servicios de ingeniería pueden describirse en forma de directorio de servicios (alcance

La descripción del sistema contiene únicamente el equipamiento y la función de los sistemas eléctricos. La empresa contratante está obligada a presentar cualquier crítica a la obra propuesta por escrito antes del inicio de la obra. La empresa contratante deberá tener debidamente en cuenta la vigencia de las normas y los períodos transitorios definidos para las nuevas normas.

Después de completar el trabajo contratado, el contratista también debe proporcionar esquemas generales de circuitos y planos de instalación. Antes de la puesta en marcha, IEC 60 364 Parte 61 requiere que el sistema sea probado con respecto a la capacidad operativa. Las descripciones detalladas se pueden encontrar en la guía de planificación del experto [2].

El proyecto se lleva a cabo, p. de acuerdo con los siguientes pasos secuenciales:

- Consulta al cliente
- Diseño preliminar y presentación de oferta Estimación de costos
- negociaciones
- Comienzo del proyecto, procesamiento
- Creación de plan de proyecto, invitación a licitación Redacción de contratos para el sistema
- Realización, seguimiento Instalación del sistema Puesta en marcha, medición Facturación, documentación, garantía

2.2 Directrices para la Planificación de Proyectos de Sistemas Eléctricos

Los siguientes diagramas de circuitos, dibujos y documentos técnicos son necesarios para la instalación de sistemas eléctricos:

1. Equilibrio de potencia de todo el sistema

- baja tensión (230 V, 400 V, 690 V)
- media tensión (6 kV, 10 kV, 20 kV)
- alta tensión, según sea necesario (110 kV, 220 kV, 380 kV)

2. Listas de motores según IEC 34

- potencia nominal en kW
- designaciones de terminales
- cargar datos, modo de operación

- tensión nominal en V
- velocidad nominal del motor en rpm
- par nominal en Nm
- momento de inercia en kg/m²
- temperatura ambiente en °C
- tipo y clase de motor
- diseño, tamaño y tipo de protección
- fabricante, accesorios

- par de arranque, corriente de arranque
 - eficiencia
 - ciclo operativo
3. **Diagramas de circuitos generales** Un diagrama general es la representación simplificada de un circuito. Muestra el principio funcional y la estructura de un sistema eléctrico e incluye, p. voltajes, frecuencia, potencia, designaciones de terminales y datos del transformador.
4. **Diagramas de red** El diagrama de red muestra todas las conexiones y partes de una red, no dibujada a escala.
5. **Diagramas de una o tres líneas**
Estos diagramas incluyen, p.
- aparamenta de alta tensión
 - aparamenta de media tensión
 - aparamenta de baja tensión
 - distribuciones de luz
 - distribuciones de potencia
 - distribuciones de corriente débiles
 - Distribuciones de corriente continua
 - Fuente de alimentación de reserva
6. **Diagrama de ubicación** El diagrama de ubicación incluye las ubicaciones de instalación de todos los equipos operativos.
7. **Diagramas de enrutamiento**
Los diagramas de enrutamiento muestran el tipo de instalación de cables dentro de un edificio o parte del sistema, p. en bastidores de cables.
8. **Detalles de construcción** Todos los objetos eléctricos, como transformadores, salas de conmutación, conductos de cables, aperturas e instalación de cables y líneas, se muestran en sus ubicaciones correctas.
9. **Descripciones funcionales**
Se describe detalladamente la función del sistema, todas las condiciones de funcionamiento, el número y tipo de controles en forma de diagrama lógico, diagrama funcional y estructograma o diagrama de conexión equipotencial. Los diagramas de circuito se pueden crear sobre la base de estos.
10. **Diagramas de circuito.** Un diagrama de circuito es la representación detallada de un sistema o circuito con sus detalles. Se deben ingresar todos los equipos y unidades de protección contra sobrecorriente, terminales y regletas de terminales, tipos de instalación de cables, secciones transversales, potencias nominales, voltajes y frecuencias. La lista de componentes incluye todas las unidades que se muestran en el diagrama del circuito.
11. **Diagramas de terminales y conexiones cruzadas (empresa ejecutora)**
Los esquemas de bornes y conexiones transversales son esquemas de conexión para regletas de bornes en campos de interconexión. Representan las conexiones eléctricas del sistema. Se deben especificar los números de terminal, los nombres de destino y los tipos de cable.
12. **Lista de cables**
La lista de cables muestra el número de cable, el tipo, la sección transversal, el voltaje, el número de núcleos, las interconexiones de los electrodos de puesta a tierra.

13. Sistemas de corriente débiles

Los sistemas de corriente débil, como los sistemas de intercomunicación, teléfono y alarma contra incendios, deben mostrarse en diagramas de instalación separados.

14. Listas de materiales

Las listas de materiales incluyen toda la documentación sobre la calidad del material eléctrico y las especificaciones de las instalaciones descritas en el proyecto.

15. Cronograma de instalación

Se resume todo el programa de instalación, incluidos los períodos para las tareas especificadas y el tiempo en horas.

16. Documentación

Después de la instalación de los sistemas, todos los planos, documentos y certificados de medición deben verificarse para verificar que sean correctos y, si es necesario, corregirlos.

En el CD que acompaña a este libro encontrará un ejemplo de programas modernos de planificación de proyectos. Este software permite la planificación, los cálculos, la administración y el archivo racionales en el armario de distribución.

3. Sistemas eléctricos

3.1 Sistemas de Media Tensión

Según IEC 38, los sistemas de media tensión se accionan con tensiones entre 1 y 36 kV y se alimentan de redes de alta tensión (Figura 3.1). La tensión nominal es de 10 o 20 kV. La transmisión se realiza normalmente con el uso de cables enterrados, que conectan las estaciones individuales entre sí en una estructura de anillo con la ayuda de puntos de aislamiento. Las líneas entre las estaciones se pueden aislar en caso de perturbaciones (Figura 3.2).

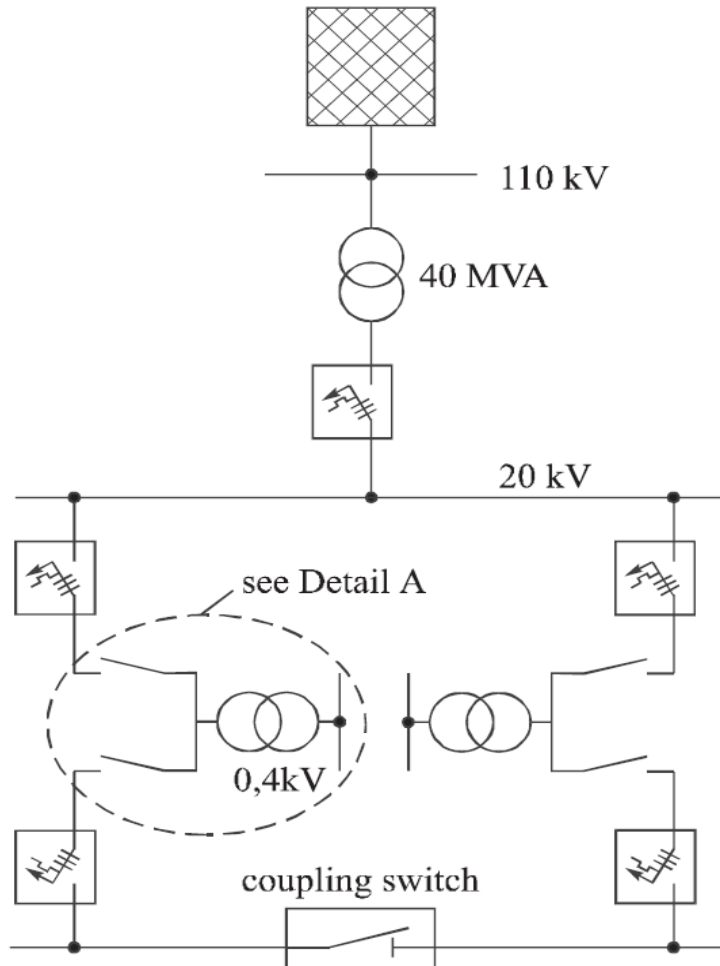


Figura 3.1 Vista general de un sistema de media tensión

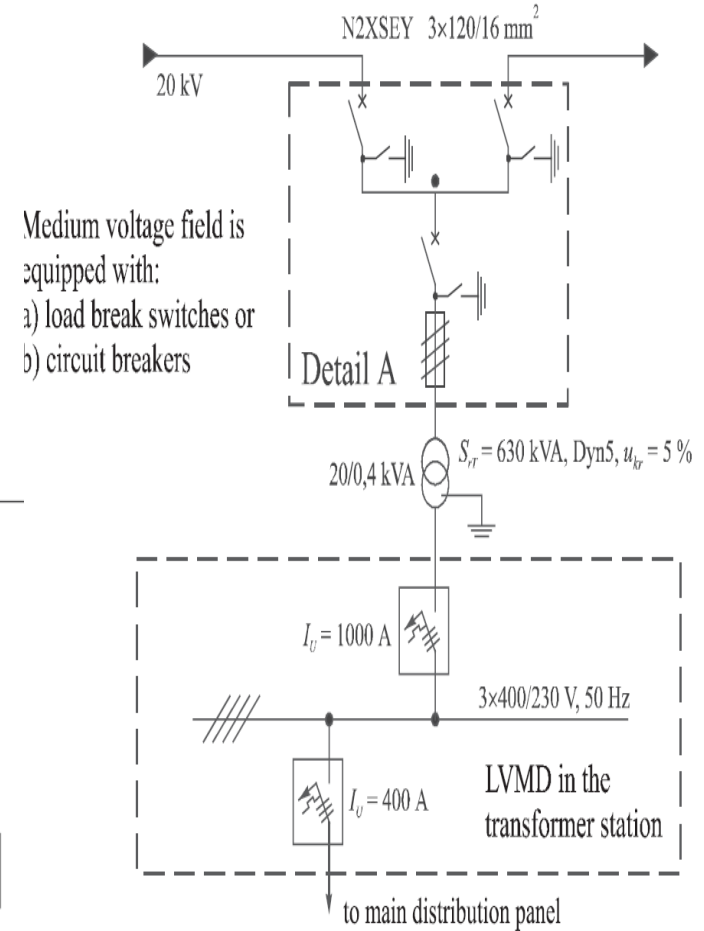


Figura 3.2 Alimentación y campo de carga

Las estaciones de red suelen incorporar dos transformadores de red en una sala (para mayor disponibilidad) y la distribución principal de baja tensión (LVMD), que alimenta las cargas en forma de red radial. Las potencias nominales de los transformadores cubren el rango de 100 a 2500 kVA. Las estaciones se pueden alojar en celdas de hormigón prefabricado, contenedores o salas especiales (Figura 3.3).

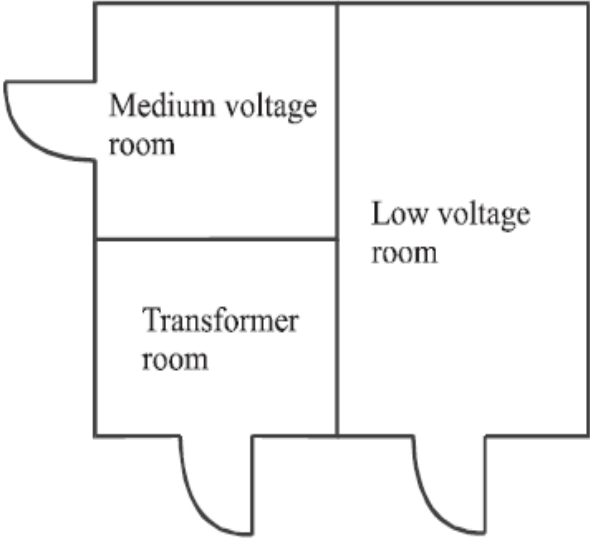


Figura 3.3 Disposición de las partes del sistema

3.3 Sistemas Eléctricos

Para la planificación de redes y sistemas eléctricos se debe tener en cuenta la potencia total del sistema, el tamaño y número de transformadores, el dimensionamiento de cables y líneas, el tamaño y distribución de las corrientes de operación y de cortocircuito, las fallas de operación y los cambios de carga. aclarado lo antes posible. Las corrientes de cortocircuito térmicas y dinámicas y los poderes de cierre y de apertura de los equipos de protección, las contribuciones de los motores de baja tensión a la corriente de cortocircuito simétrica inicial, a la corriente de cortocircuito de pico y a la corriente de apertura, la caída de tensión y la las perturbaciones del sistema determinan la estabilidad del sistema. El equipo eléctrico debe diseñarse de modo que su funcionamiento no se vea afectado por influencias electromagnéticas externas y que el propio equipo no se convierta en una fuente de perturbaciones para otros equipos [3]. Por este motivo, durante la planificación de los sistemas es necesario aclarar las posibles fuentes de perturbaciones lo antes posible e iniciar las contramedidas adecuadas. Las siguientes especificaciones características forman parte de la planificación de un sistema de baja tensión:

- ❑ Tipo de suministro Capacidad de potencia Factor de coincidencia Formas del sistema
- ❑ Influencias externas en el equipo operativo Compatibilidad y capacidad de servicio
- ❑ Longitud máxima de transmisión
- ❑ Número de fuentes de alimentación conectadas Secciones transversales para las cargas
- ❑ Fusión de circuitos

La planificación e instalación de un sistema eléctrico requiere el cálculo minucioso de las demandas de potencia para las que se va a diseñar el sistema. Esto está determinado por la ecuación

$$P_{max} = \sum (P_i g_i) \tag{3.1}$$

El factor de simultaneidad factor de demanda g_i indica cuántos consumidores están en operación al mismo tiempo (Cuadros 4 y 5). Es un factor importante para determinar los feedins. Cuando se conectan más accionamientos de motor en el sistema, también es necesario considerar el factor de utilización a_i y la eficiencia η_i en este cálculo. La máxima demanda de potencia es entonces [31]:

$$P_{max} = \sum \frac{P_{rM} g_i a_i}{\eta_i}$$

The meanings of the symbols are:

P_{max}	Power demand
P_i	Installed power

$$(3.2)$$

La potencia aparente de la entrada de la red puede calcularse a partir de la Pmax calculada y el factor de potencia medio cos φ. Una vez definida la potencia total, con un factor de reserva, se puede establecer el tamaño y tipo del transformador. El suministro tiene lugar en una red en anillo o en una red radial (Figura 3.5).

Aquí es necesario reflexionar sobre las características del equipo eléctrico operativo que pueden afectar a otros equipos operativos, como armónicos, compensación de potencia reactiva, sobretensiones, campos electromagnéticos, calidad de tensión y protección del sistema de potencia.

Table 3.2: Coincidence factors for important consumers

Consumer groups	Office buildings	Hospitals	Department stores
Lighting	0,85–0,95	0,7–0,9	0,85–0,95
Electrical outlets	0,1–0,15	0,1–0,2	0,2
Kitchens	0,5–0,85	0,6–0,8	0,6–0,8
Air conditioners	1	1	1
Elevators, escalators	0,7–1	0,5–1	0,7–1

g_i	Coincidence factor
a_i	Utilization factor of motor
η_i	Efficiency of motor
P_{rM}	Rated power of motor

Table 3.1: Coincidence factors for the main feed-in

Building type	Factor
Residential	0,4
<u>Apartment blocks</u>	
with electrical heating	0,8–1
without electrical heating	0,6
<u>High-rise office building</u>	
Ventilation, heating	1
Data processing	1
Lighting	1
Sprinkler system	1
Sanitation facilities	0,8
Elevators	0,7
Cooling system	1
Schools	0,6–0,7
Assembly rooms, Theater, restaurants, etc.	0,6–0,8
Stores	0,6–0,7
Traffic systems	1
Administrative offices, banks	0,7–0,9
Kindergartens	0,6–0,9
Carpenters' shops	0,2–0,6
Butchers	0,5–0,8
Bakeries	0,4–0,8
Construction sites	0,2–0,4
Cranes	0,7 per crane

El equipo eléctrico operativo, como cables y líneas, fusibles, interruptores y transformadores, debe elegirse y dimensionarse de manera óptima tanto desde el punto de vista económico como técnico. Si no hay información disponible, se puede usar la Tabla 3.3 para este propósito.

La protección mínima por fusible para una instalación residencial es 63 A. Para edificios de mayor tamaño, con o sin calentamiento eléctrico de agua para baño/ducha, las potencias efectivas para el dimensionamiento de las líneas principales se pueden tomar del esquema de la Figura 3.6 .

Table 3.3: Planning values for networks

Category	Power demand in W/m ²	Reference area
Industry	20–150	Site area
Supermarkets	15–80	Shopping area
Department stores	30–100	Shopping area
Offices	30–60	Total business area
Housing	Figure 3.6	

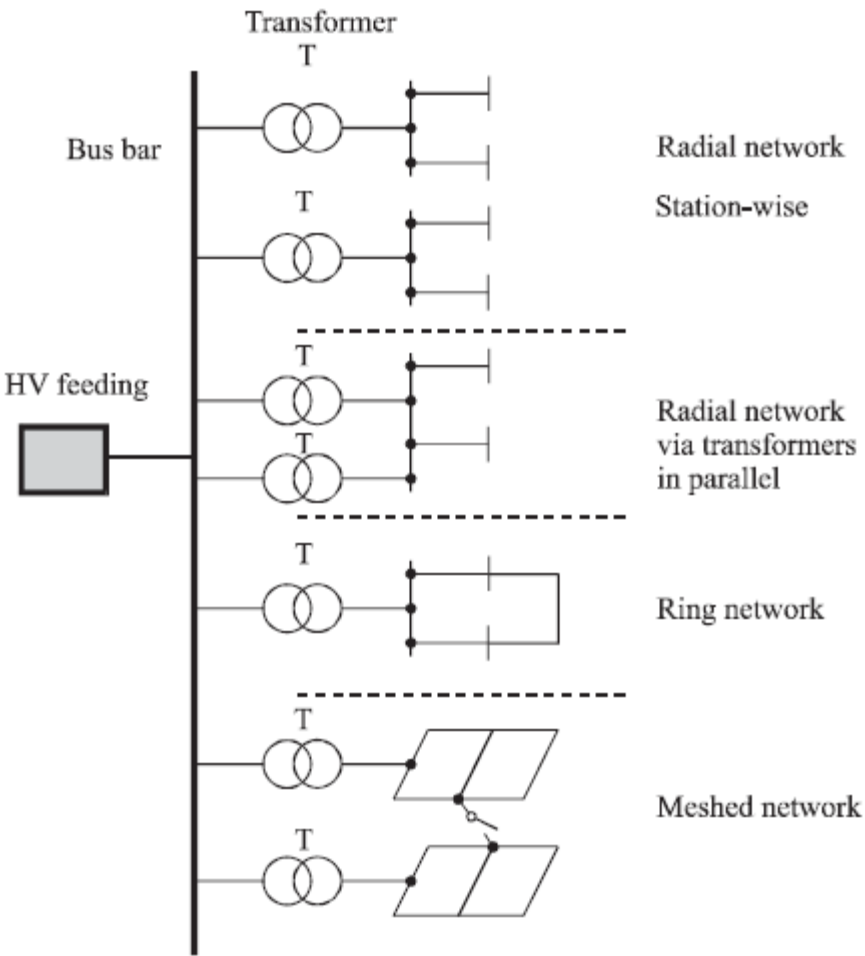


Figura 3.5: Concepto de red de baja tension

Cada tarea de planificación del proyecto comienza con la recopilación de todos los datos necesarios para los cálculos y el diseño. La coordinación entre todos los interesados (propietario, arquitecto y electricistas) juega un papel importante. Deben tenerse siempre en cuenta las normas y reglamentaciones aplicables, como IEC y EN, así como las reglamentaciones específicas de cada país. Algunos de los más importantes son:

- IEC 60 364 Installation of power current systems up to 1000 V
- IEC 60 909 Calculation of short circuit currents in three-phase networks
- IEC 523 Current carrying capacity of lines and cables
- Conversion factors for the current carrying capacity of lines and cables
- Accident prevention regulations of the trade union for electrotechnology
- Planning of electrical systems in residential buildings
- regulations of fire alarm installations
- IEC 1024 Lightning protection systems
- EN 60204-1 Equipping of industrial machines
- Electrotechnical operating, service panel
- Lighting engineering
- Regulations for construction of the German federal states
- Accident prevention regulations
- Circuit documentation
- Power economics law
- Supply service
- Concrete-footing grounding electrodes

de hormigón

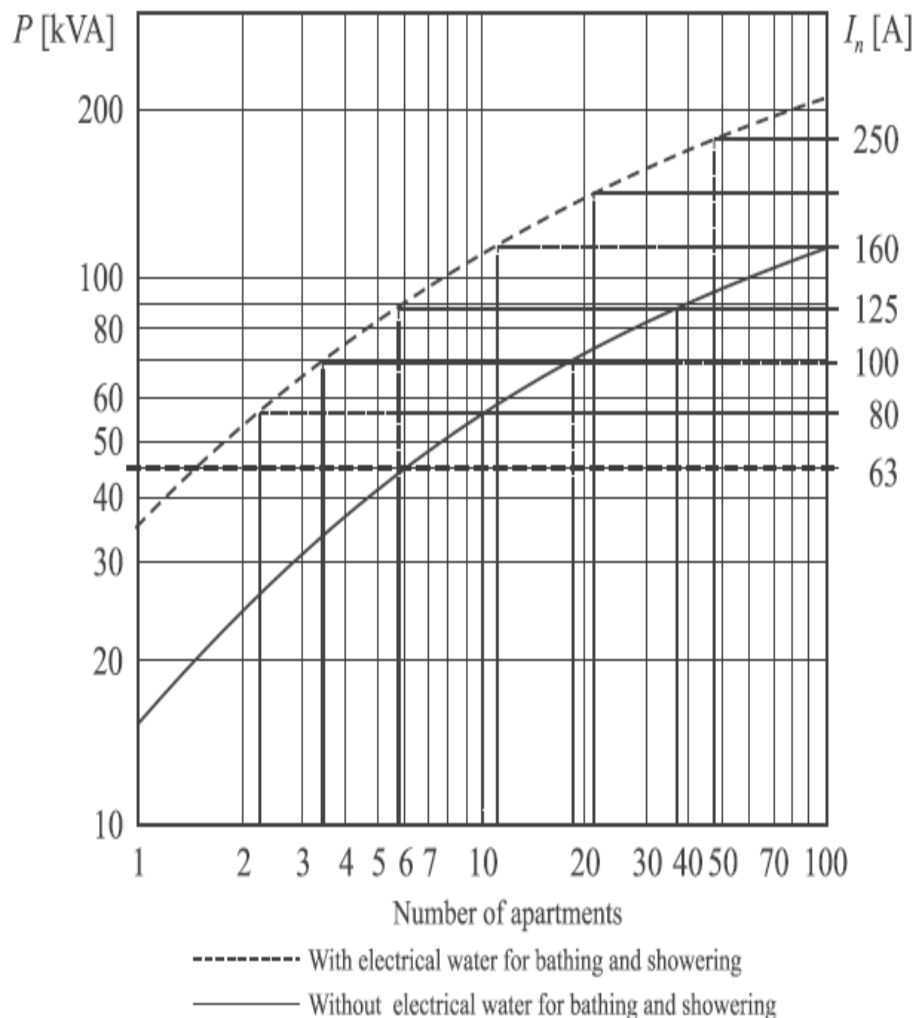


Figure 3.6 Dimensioning of main lines for apartments without electrical heating

En la práctica podemos hablar de los siguientes casos:

Caso I:

1. La potencia de cortocircuito se conoce o se puede obtener del proveedor de energía.
2. Se dan la potencia y la tensión de cortocircuito del transformador.
3. Se conocen los consumidores y los lugares de conexión.
4. El factor de coincidencia se da o se puede tomar de las tablas.
5. Por lo tanto, es posible calcular la sección transversal de la línea principal, las corrientes de cortocircuito y las caídas de tensión.

Caso II:

1. Se conocen la impedancia de fuente de la red de fuente y la longitud hasta la alimentación de la distribución principal.
2. Los datos de los consumidores son conocidos y se dibujan en el mapa planimétrico.
3. Se da el factor de coincidencia.
4. Las medidas de protección (sistema TN o TT) son conocidas.
5. Se deben calcular las potencias efectivas y reactivas totales instaladas.
6. 6. La corriente de operación se calcula a partir de la potencia efectiva total.
7. La sección transversal de la línea de alimentación se calcula considerando el tipo de instalación del cable y la caída de tensión.
8. El fusible principal o disyuntor se determina a partir del cableado seleccionado.
9. Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es necesario determinar las impedancias de las líneas y cables individuales.
10. Se calculan las corrientes de cortocircuito para cortocircuitos tripolares y unipolares.
11. Las secciones transversales de las líneas y cables se determinan de acuerdo con las normas existentes (IEC 60 364 Partes 41, 43, 52 y 54).
12. El equipo de protección contra sobrecorriente (OPE) debe elegirse para estas secciones transversales.
13. Los tiempos de ruptura de los fusibles individuales se leen de las curvas características o de IEC 60 364 Partes 61.
14. Se debe determinar la selectividad del equipo de protección contra sobrecorriente.
15. Todos los datos recopilados se pueden transferir a la vista general, diagramas de circuitos y el mapa planimétrico.

4 Transformadores

IEC 60076-1-2-s-4-5-8, IEC 600726

4.1 Base física

El sistema industrial con equipo operativo representado en la Fig. 2.4; ahora se explicará. Primero discutiremos el transformador.

Un transformador es un dispositivo de corriente alterna, en el que la inducción electromagnética transfiere una tensión y una corriente alternas entre dos o más devanados que tienen la misma frecuencia y, en general, diferentes valores de tensión y corriente. Se trata por tanto de un dispositivo de transmisión y transporte de energía eléctrica. Distinguimos aquí entre transformadores principales (transformadores de máquina), para transformar la tensión del generador en la alta tensión necesaria para las líneas de transmisión, y subestaciones transformadoras (transformadores de distribución) entre redes de media tensión y consumidores (redes locales). Los transformadores de baja potencia encuentran uso en ingeniería de comunicaciones, para transformar tensiones en las fuentes de alimentación de la industria eléctrica y como transformadores de aislamiento cuando es necesario trabajar con bajas tensiones.

Las siguientes relaciones son importantes para el funcionamiento del transformador:

1. Ley de Biot-Savart

La ley de Biot-Savart describe la relación entre el campo magnético y la corriente eléctrica que genera este campo. La permeabilidad cuantifica esta relación.

Inducción magnética (densidad de flujo):

$$B = \mu_0 H \quad (4.1)$$

intensidad del campo magnético:

$$H = \frac{\Theta}{l} \quad (4.2)$$

$$\Theta = I N \quad (4.3)$$

En un campo cerrado, la fuerza magnetomotriz representa la suma de todas las corrientes vinculadas con las líneas de inducción (Figura 4.1).

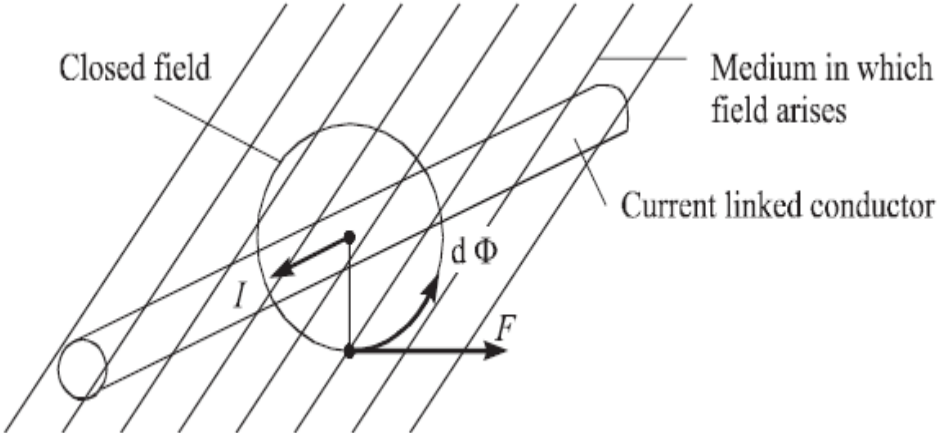


Figure 4.1 Biot-Savart law

2. Ley de Conservación de la Energía

La potencia de entrada es igual a la potencia de salida más la suma de todas las pérdidas que resultan de las pérdidas de potencia efectiva y las pérdidas de potencia reactiva (Figura 4.2).

$$P_{input} = P_{output} + \sum P_{loss} \tag{4.4}$$

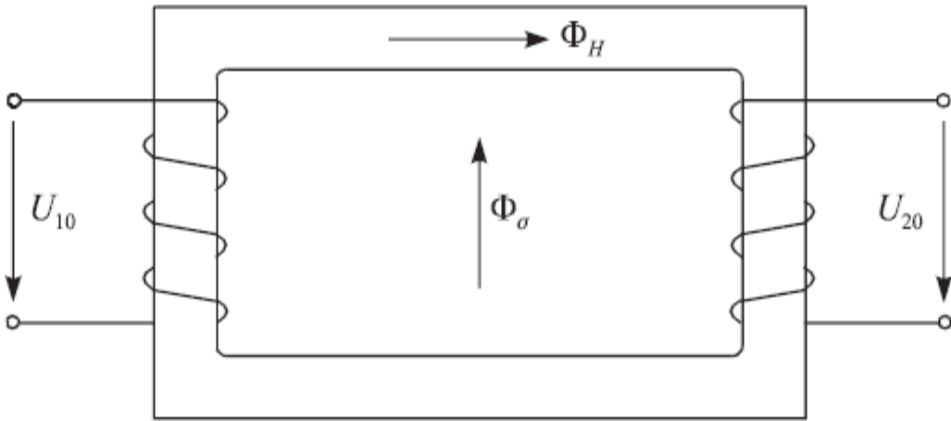


Figure 4.2 Law of conservation of energy

3. Ley de Faraday

Los voltajes de onda sinusoidal pueden generarse por el movimiento de los devanados en campos magnéticos o viceversa. Cuando un campo magnético cambiante atraviesa una espira conductora, se induce un voltaje en esta espira conductora (Figura 4.3). El voltaje inducido es proporcional a la tasa de cambio del flujo $d\Phi$ y el número de devanados N proporcional:

$$u = \frac{N_1 d\Phi}{dt} = N_1 \frac{d}{dt} \text{Re} \left[\Phi e^{j\omega t} \right] \quad (4.6)$$

$$u = \text{Re} \left[j\omega w_1 \Phi e^{j\omega t} \right] = \text{Re} \left[\underline{U} \sqrt{2} e^{j\omega t} \right] \quad (4.7)$$

$$\underline{U} = j \frac{\omega}{\sqrt{2}} N_1 \Phi \quad (4.8)$$

$$U = |\underline{U}| = \frac{\omega}{\sqrt{2}} N_1 \Phi \quad (4.9)$$

$$U = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} N_1 \Phi = 4.44 f N_1 \Phi \quad [\text{V, Hz, Vs}] \quad (4.10)$$

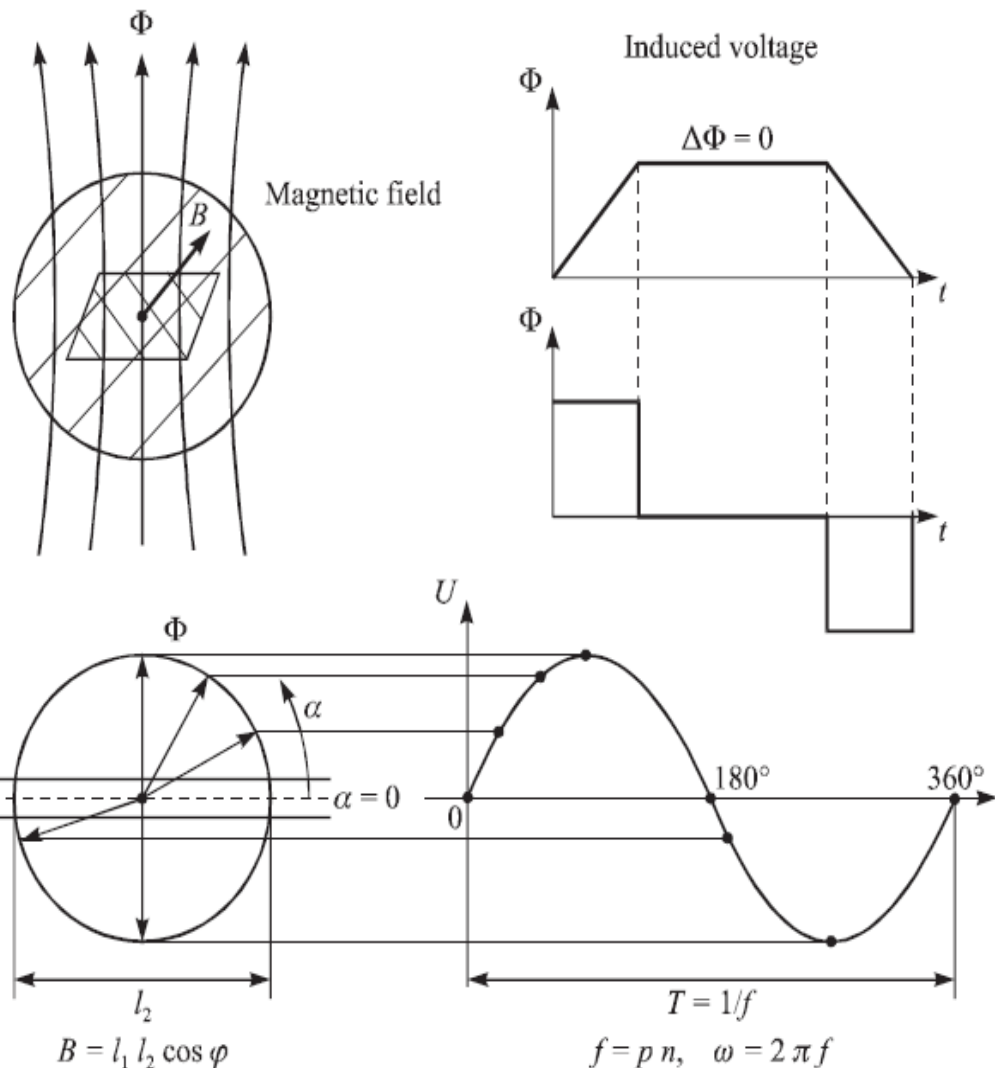


Figure 4.3 Faraday's law

4. Principio del transformador

Cuando una corriente que varía en el tiempo pasa a través de una bobina, se produce un campo magnético. Una segunda bobina ubicada cerca (sobre un núcleo de hierro común) también está sujeta a esta inducción (Principio del transformador, Figura 4.4).

Aquí se aplican las siguientes relaciones:

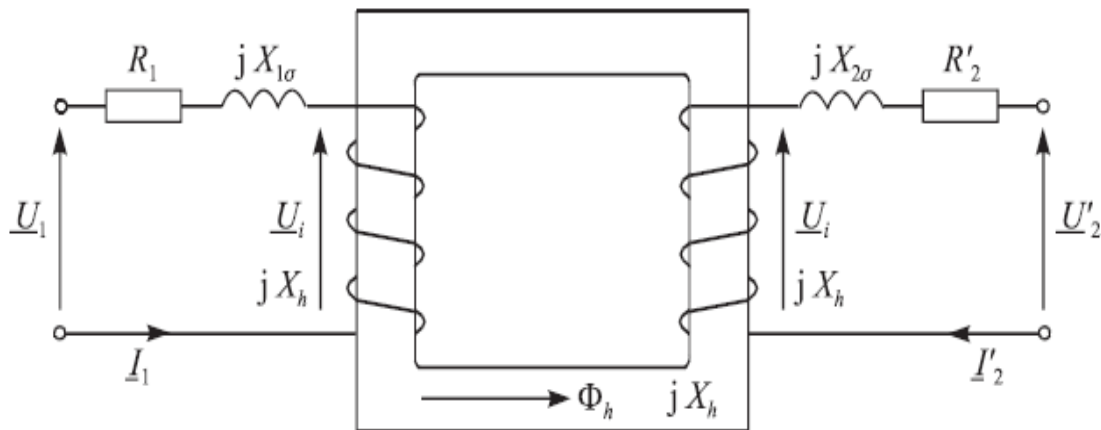


Figure 4.4 Principle of the transformer

5. Fuga magnética

Una parte del fundente que no contribuye a la finalidad prevista, pero que está ligada a un devanado o parte de este, se encuentra fuera del núcleo de hierro (en el aire, Figura 4.5). Esto provoca caídas de tensión óhmica en el devanado primario y pérdidas térmicas en el núcleo de hierro. Toda la diferencia magnetomotriz da lugar a una fuerza magnética, que a su vez produce un flujo de fuga en el entrehierro entre los devanados. Las diferencias de potencial surgen dentro de un conductor, dando lugar a corrientes de Foucault o corrientes circulantes.

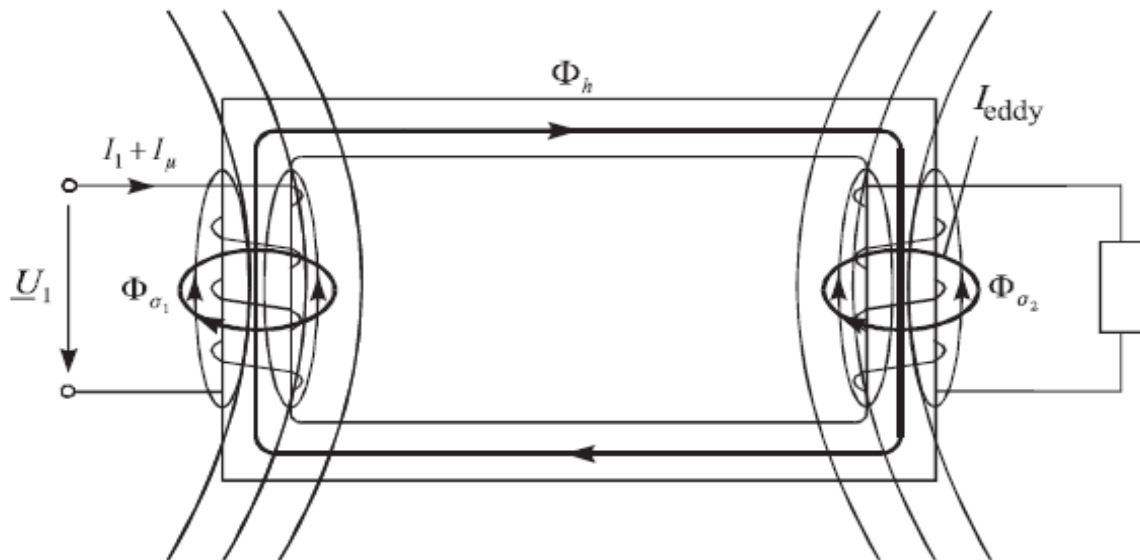


Figure 4.5 Magnetic leakage

Las Figuras 4.6 y 4.7 ilustran los principales componentes de los transformadores de distribución (versiones aceite y resina fundida) de 50 a 2500 kVA.

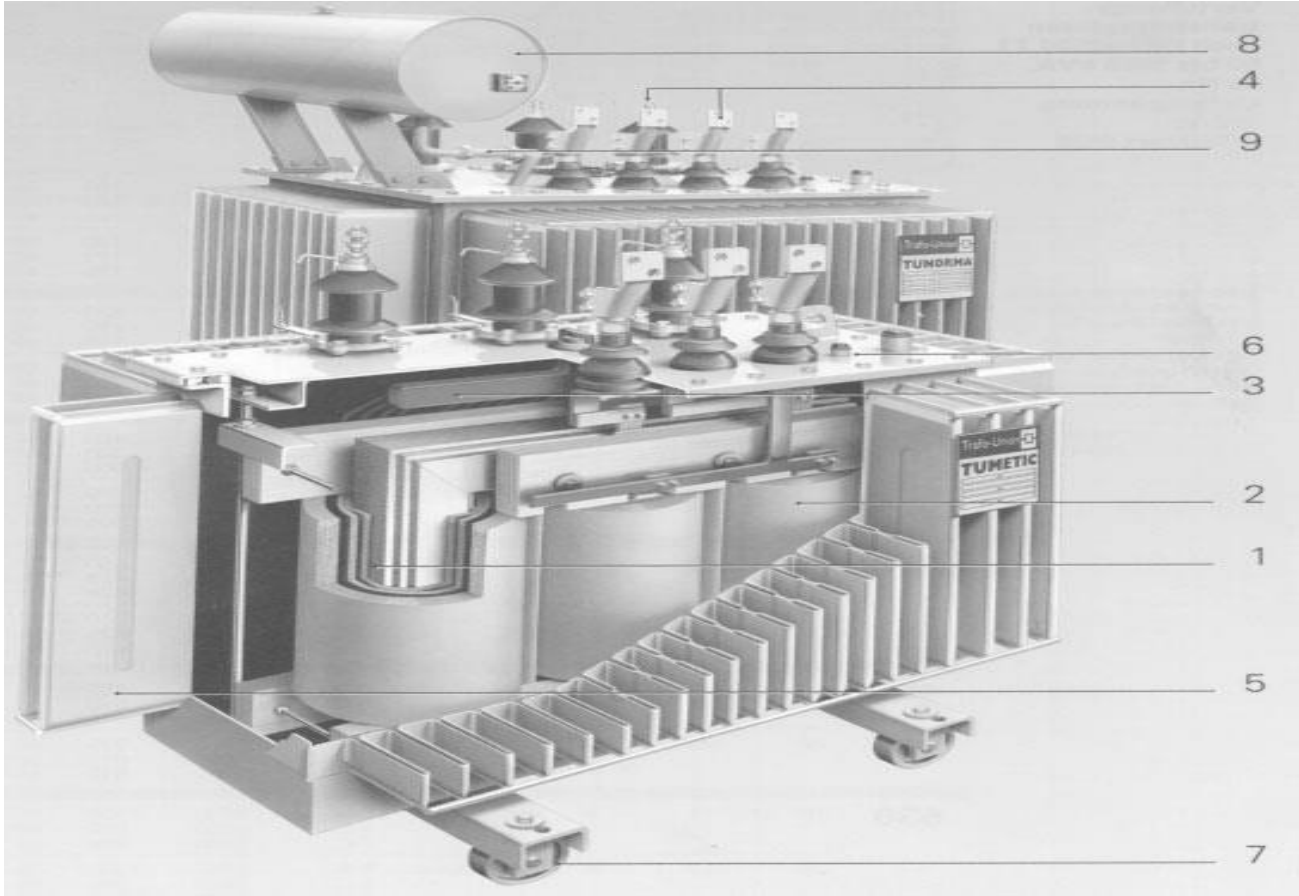


Figura 4.6 Construcción y características de un transformador de aceite [43]

Núcleo de hierro (1), devanados (2), cambiador de tomas (3), casquillos aislantes (4), depósito (5), tapa del depósito (6), camión (7), vaso de expansión (8), relé Buchholz (9)

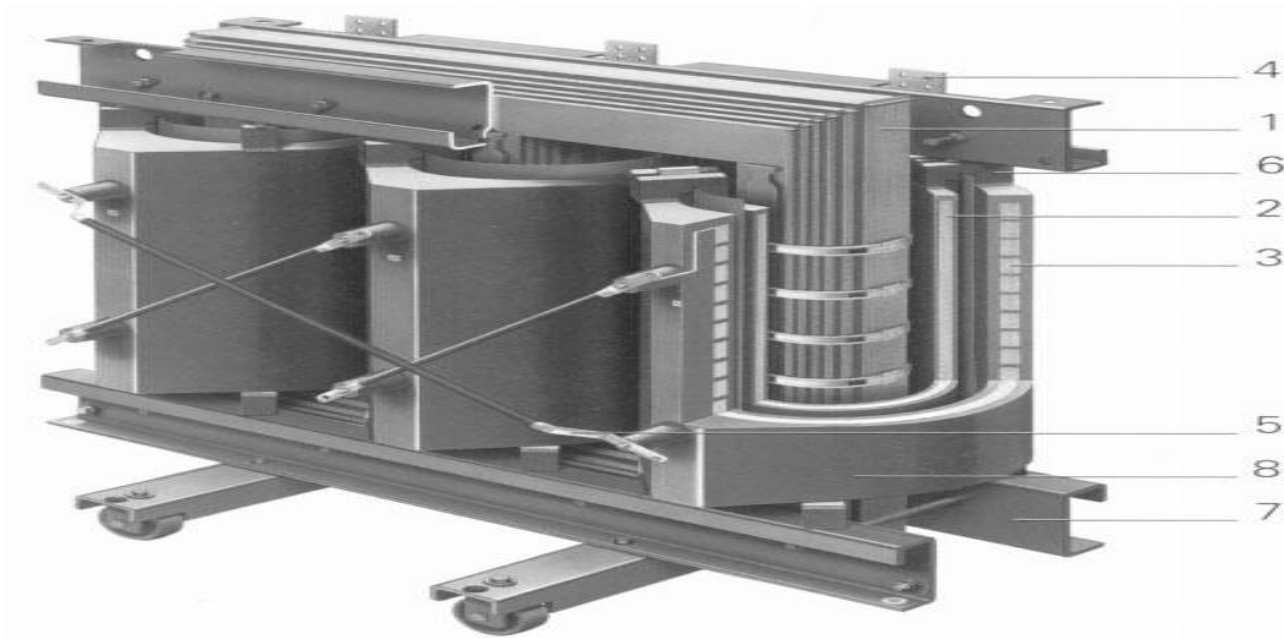


Figura 4.7 Construcción y características del transformador de resina fundida [44]

Núcleo de tres ramas (1), devanado de voltaje más bajo (2), devanado de voltaje más alto (3), conexiones de voltaje más bajo (4), conexiones de voltaje más alto (5), espaciadores elásticos (6), marco final y carro (7), aislamiento de resina epoxi cargada con polvo de cuarzo (8)

4.2 Núcleos

El núcleo de hierro sirve para el acoplamiento magnético de los dos circuitos eléctricos separados. Se recubre con láminas individuales laminadas en frío y aisladas con laca de un espesor máximo de 0,35 mm (material blando) para minimizar las pérdidas no magnetizadas. El uso de ferrita (recubrimiento del núcleo) es necesario para minimizar las corrientes parásitas. El núcleo debe ser tan bueno como sea posible magnéticamente y, al mismo tiempo, la conductividad eléctrica debe ser lo más pobre posible eléctricamente. Al presionar las láminas del núcleo juntas se evitan pérdidas y el ruido del zumbido. El núcleo de hierro vibra (magnetoestricción), lo que se manifiesta en forma de zumbido.

4.3 Devanados

Los devanados se componen de conductores de Cu o Al con sección transversal redonda o rectangular, como laminaciones o láminas. Los devanados están ubicados en forma de bobina y generalmente son alambres de cobre aislados con laca de sección transversal circular.

Los devanados se designan de la siguiente manera:

1. de acuerdo con la dirección del flujo de energía
 - devanado primario: absorbe energía, índice 1
 - devanado secundario: suministra energía, índice 2
2. según la tensión nominal
 - devanado de mayor voltaje (PV): devanado de mayor voltaje
 - devanado de menor voltaje (SV): devanado de menor voltaje

4.4 Tipos

1. Transformador tipo carcasa
 - el núcleo de hierro rodea el devanado como un caparazón
 - tiene una fuga mínima y una corriente de cortocircuito mínima
 - utilizados como transformadores de red, control y rectificadores
 - bobinas separadas espacialmente
 - tiene campos de fuga relativamente fuertes
 - tiene un voltaje de cortocircuito relativamente grande
2. Transformador de núcleo
 - bobina rodea la extremidad del núcleo de hierro
 - el bobinado es de una sola capa y tiene un gran tamaño
3. Núcleo cortado en tiras
 - diseños de núcleo y tipo de carcasa
 - tiene pérdidas mínimas
 - 30-40% más caro

2. Transformador de alta reactancia

- para lámparas especiales de descarga de gas
- tiene grandes campos de fuga magnética

4.5 Transformadores de CA

4.5.1 Diseño

Los transformadores monofásicos o de CA constan de al menos dos devanados separados metálicamente en el mismo núcleo de hierro (Figura 4.8). El núcleo está conectado a través de una parte superior y un yugo inferior, de modo que surge un circuito magnético cerrado. El núcleo de hierro está hecho de láminas de hierro dulce que están aisladas entre sí (para minimizar las pérdidas debidas a la remagnetización y las corrientes de Foucault).

4.5.2 Principio de funcionamiento

El efecto transformador se basa en la ley de Faraday. Un voltaje alterno U_1 produce una corriente alterna I_1 que fluye en el devanado primario. I_1 produce entonces un campo alterno. Esto provoca una autoinducción en el devanado primario. Esta autoinductancia produce un voltaje alterno en la bobina secundaria:

$$U_2 = N \frac{d\Phi}{dt} \quad (4.11)$$

Para los voltajes inducidos del lado primario y del lado secundario, tenemos:

For the primary-side and secondary-side induced voltages, we then have:

$$U_1 = 4.44f N_1 \Phi_m \quad (4.12)$$

$$U_2 = 4.44f N_2 \Phi_m \quad (4.13)$$

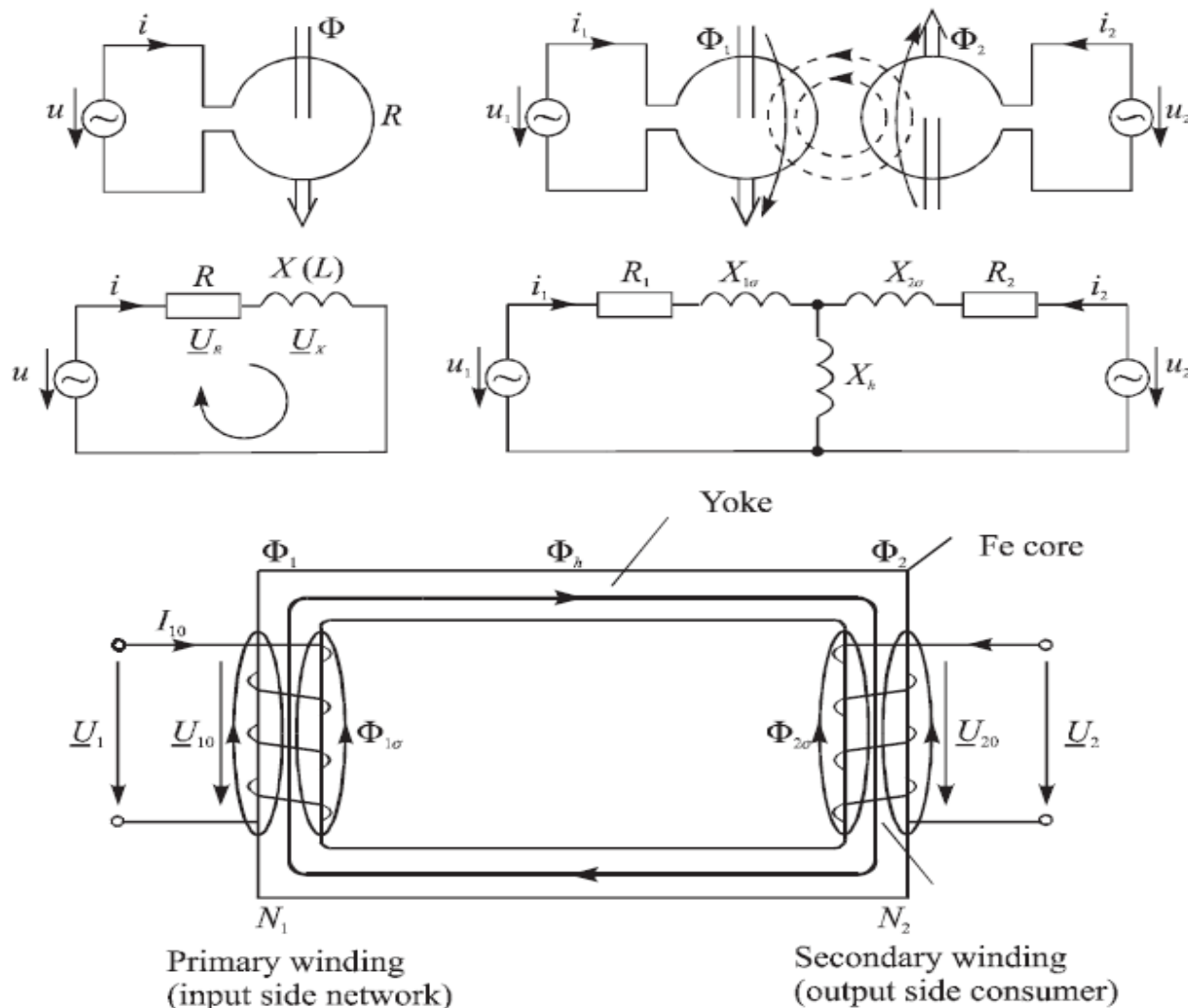


Figura 4.8 Principio del transformador de CA

4.5.3 Voltaje sin carga

La tensión sin carga (U_{20}) es la tensión en el lado secundario cuando no hay ningún consumidor conectado. Aquí, se aplica la ecuación básica del transformador:

$$U_{20} = \Phi w N \quad (4.14)$$

$$w = 2 \pi n \quad (4.15)$$

$$U_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad (4.16)$$

$$\frac{d\Phi}{dt} = \frac{U_1}{N_1} \quad (4.17)$$

Secondary coil:

$$U_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad (4.18)$$

$$\frac{d\Phi}{dt} = \frac{U_2}{N_2} \quad (4.19)$$

$$\frac{U_1}{N_1} = \frac{U_2}{N_2} \quad (4.20)$$

The undiminished ratio of the voltages is described by:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (4.21)$$

$$\frac{U_1}{I_2} = \frac{U_2}{I_1} \quad (4.22)$$

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (4.23)$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \sqrt{\frac{Z_1}{Z_2}} \quad (4.24)$$

4.5.4 Transformación de voltaje y corriente

De la ley de Faraday se sigue que: Bobina primaria:

Para un transformador sin carga (estado sin carga) las tensiones se comportan según el número de devanados:

Ignorando las pérdidas, entonces se sigue que:

Las corrientes son inversamente proporcionales a los voltajes o al número de devanados

Los transformadores que sirven para la adaptación de resistencias se denominan transformadores uno a uno:

4.5.5 Carga del transformador

1. Estado sin carga: La pérdida de potencia de magnetización (pérdidas de hierro) se mide en el estado sin carga (Figura 4.9). La corriente sin carga I_0 se compone de la corriente I_y y el componente de corriente activa I_R (pérdidas de calor).
2. Cortocircuito: La tensión de cortocircuito u_k es la tensión primaria con la que un transformador con devanado secundario cortocircuitado ya extrae su corriente primaria (Figura 4.10). Se utiliza para medir las pérdidas por cortocircuito.

La tensión de cortocircuito es importante para la determinación de

- la impedancia
- la pérdida de potencia del devanado
- el cambio de fase
- la corriente de cortocircuito
- la disposición de transformadores en paralelo

Generalmente, u_k se da como el voltaje de cortocircuito relativo en porcentaje del voltaje primario. Es una medida de la carga cuando ocurre un cambio de voltaje.

1. Corriente de cortocircuito: cuando se produce un cortocircuito en el lado secundario de un transformador durante el funcionamiento, primero fluirá la corriente máxima de cortocircuito i_p . Después de cierto tiempo, se convierte en la corriente de cortocircuito de estado estacionario I_k . La magnitud de i_p depende del valor momentáneo del voltaje y del estado magnético del núcleo de hierro. El peor de los casos, cruce por cero y un núcleo de hierro saturado, da como resultado el pico de corriente de cortocircuito más alto en el momento en que se produce el cortocircuito. Consta de una componente de CA como corriente de cortocircuito en estado estacionario y una componente de CC que surge debido al colapso del campo y se vuelve cero después de un tiempo $t \approx 5$ s:

$$i_p = 2.54 I_k \quad (4.25)$$

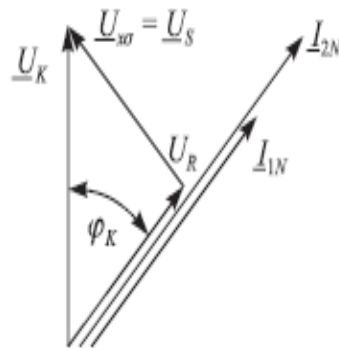
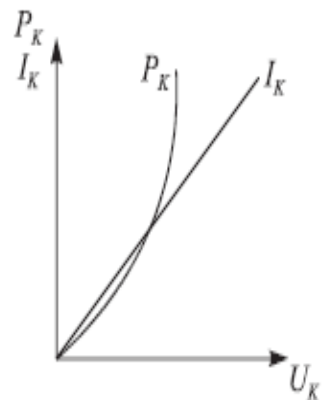
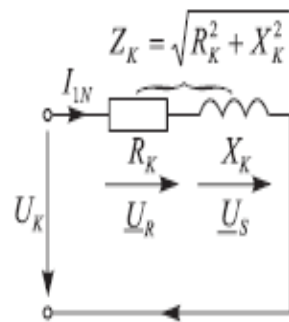
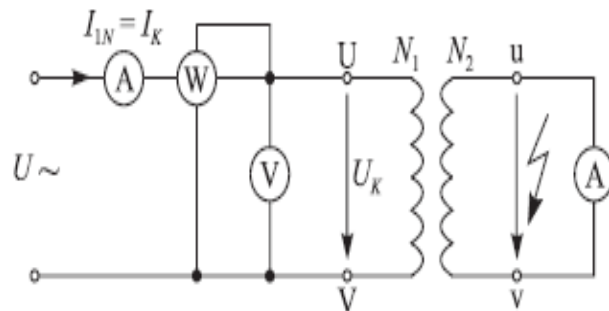
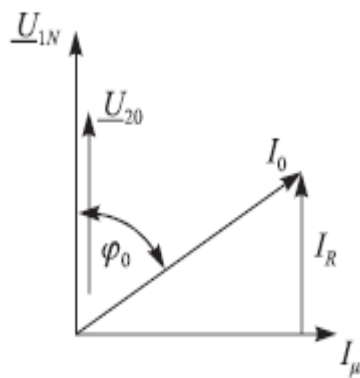
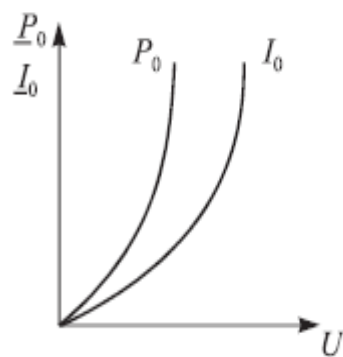
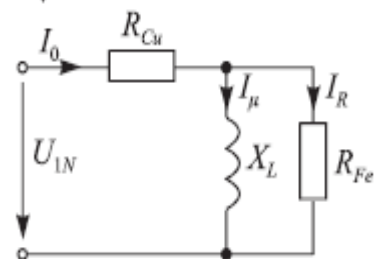
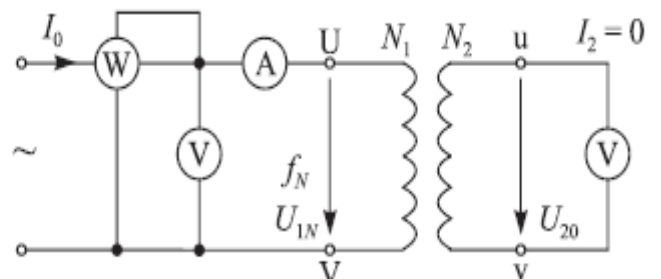


Figure 4.10 Short circuit of a transformer

Figure 4.9 No-load state of a transformer

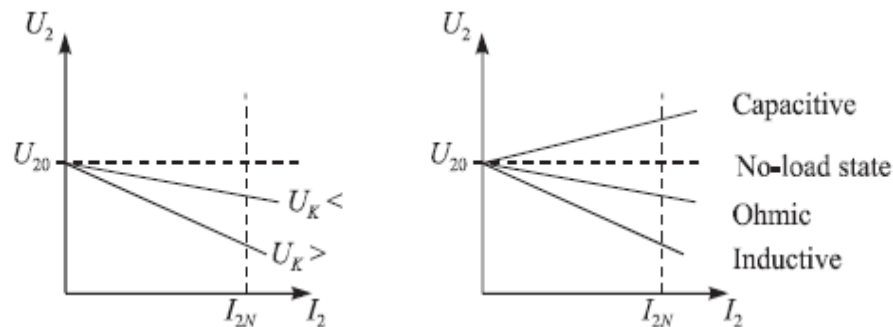
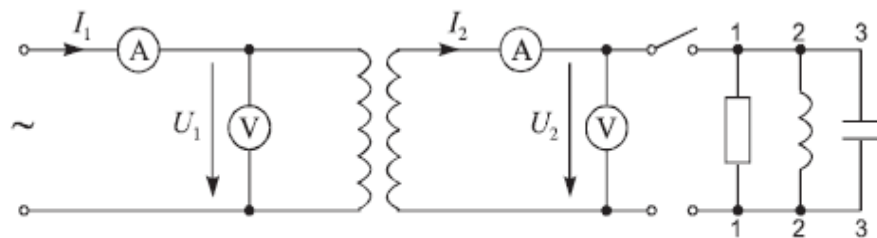


Figure 4.11 Loading of the transformer

4.6 Transformadores Trifásicos

4.6.1 Diseño

El transformador trifásico consta de tres transformadores monofásicos contruidos juntos, es decir, las tensiones están desplazadas 120° entre sí (Figura 4.12).

Como resultado, la suma de los flujos magnéticos en las ramas medias es cero en cualquier momento. Para el transformador trifásico, u_k es muy pequeño, por lo que los devanados SV/PV están superpuestos en cada rama.

El tamaño de la corriente de cortocircuito en estado estacionario I_k depende de la tensión de cortocircuito u_k y de la impedancia interna Z .

El voltaje de salida depende de:

- la magnitud de la carga
- el tamaño del voltaje relativo u_k
- la fase φ de la corriente de carga

La tensión de carga en la salida se mide para la carga nominal. Este voltaje terminal depende del tipo de carga y la corriente de carga (Figura 4.11).

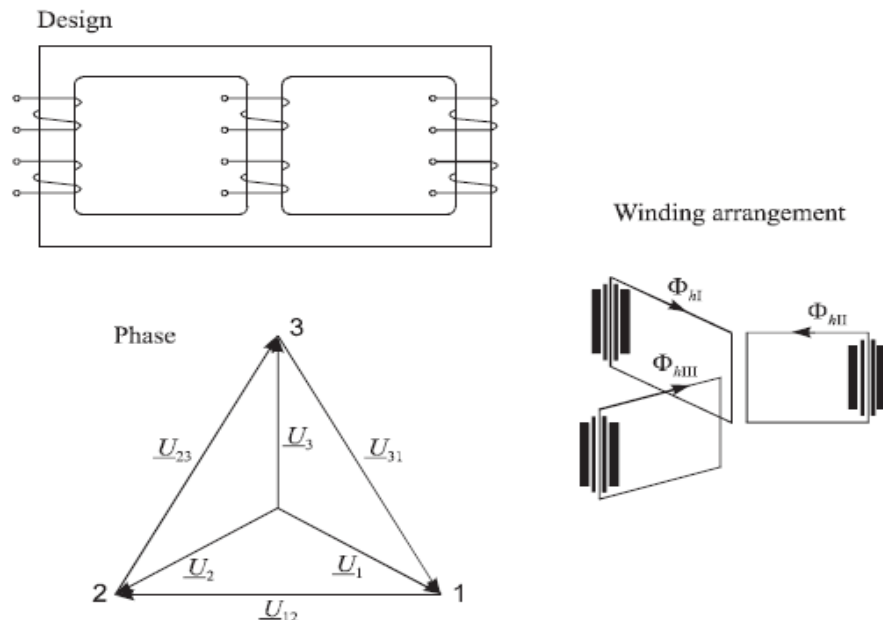


Figura 4.12 Diseño y disposición de devanados del transformador trifásico

4.6.2 Conexiones de bobinado

Aquí, se entiende por conexión (Figura 4.13) la conexión de las fases del devanado a un solo devanado. Las letras mayúsculas se refieren al lado de mayor voltaje (PV) y las letras minúsculas al lado de menor voltaje (SV).

En los transformadores trifásicos debemos distinguir entre:

1. Fases de devanado en conexión delta (D,d)
2. Fases de devanado en conexión en estrella (Y,y)
3. Fases de devanado en conexión en zigzag (Z,z)
4. Fases de devanado en conexión abierta (III,iii)
5. Fases de bobinado abiertas

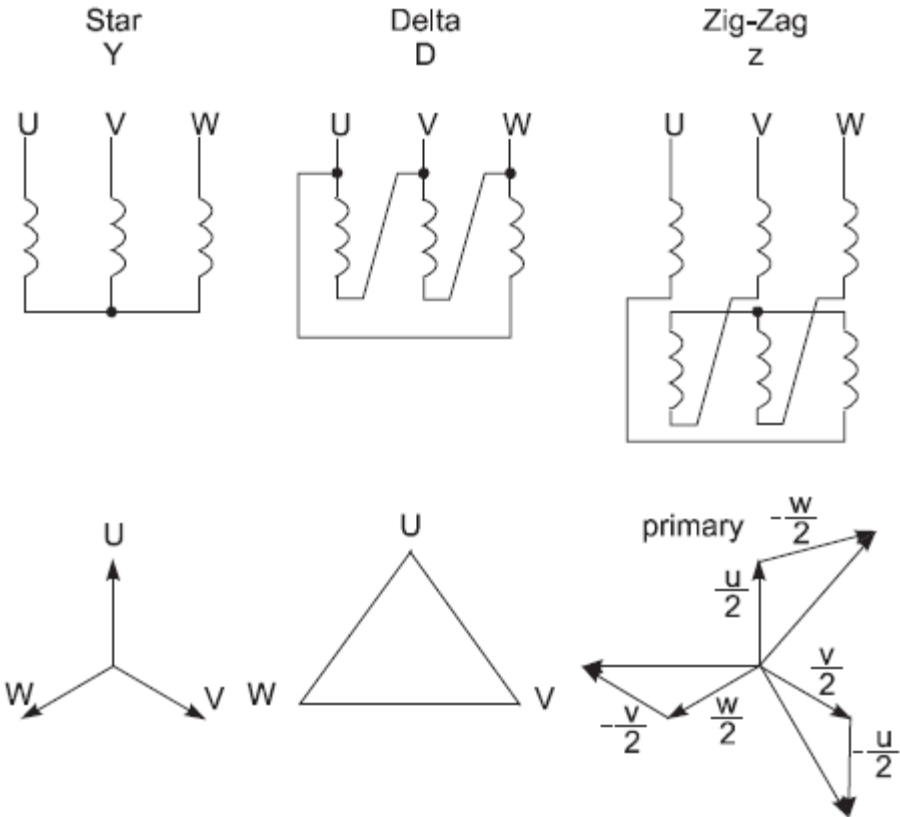


Figure 4.3 Connections

4.6.3 Símbolos de conexión

Los símbolos de conexión (Figura 4.14) indican cómo se conectan los dos devanados de un transformador y por qué factor de 30° el puntero del lado de voltaje más bajo sigue al del lado de voltaje más alto con la designación de terminal coordinada en dirección contraria a las manecillas del reloj.

Se utilizan los siguientes símbolos:

- Y, D, Z according to function and manufacture of the transformer
- Y for star point and high voltage
- D for isolation of the zero sequence system
- Z for low resistance zero sequence system

Los grupos de conexión preferidos son Yy0, Dy5, Yd5, Yz5 y Dyn5.

Para redes de baja tensión, el lado de tensión inferior no se implementa como un delta porque, de lo contrario, el conductor neutro no podría conectarse.

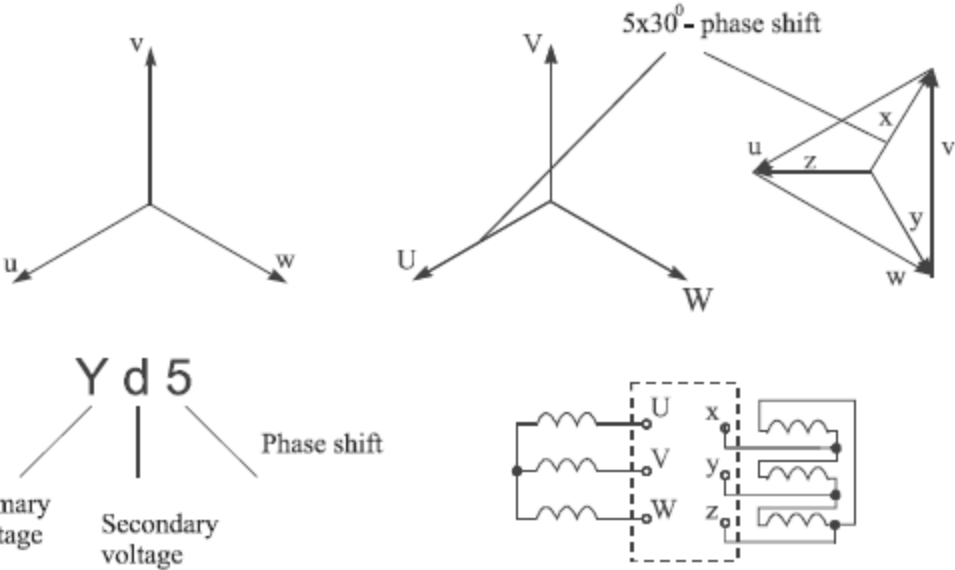


Figure 4.14 Connection symbols

4.6.4 Conexión en paralelo de transformadores

La conexión en paralelo de transformadores sirve para aumentar la potencia de un sistema (Figura 4.). Para evitar exceder la corriente nominal o sobrecargar los transformadores individuales, se deben cumplir las siguientes condiciones:

1. La misma frecuencia nominal y voltaje nominal (¡no ü!),
2. Aproximadamente las mismas tensiones de cortocircuito (máximo $\pm 10\%$ de desviación),
3. El mismo símbolo de conexión
4. Relación de potencia nominal máxima 1 : 3,
5. Conexión en secuencia de fase correcta

Las siguientes relaciones se pueden utilizar para transformadores conectados en paralelo:

1. para las mismas tensiones de cortocircuito, la salida de carga del transformador:

$$S_{L1} = \sum S_{GL} \frac{S_{rT1}}{\sum S_{rT}} \quad (4.27)$$

2. para tensiones de cortocircuito desiguales, la salida de carga del transformador:

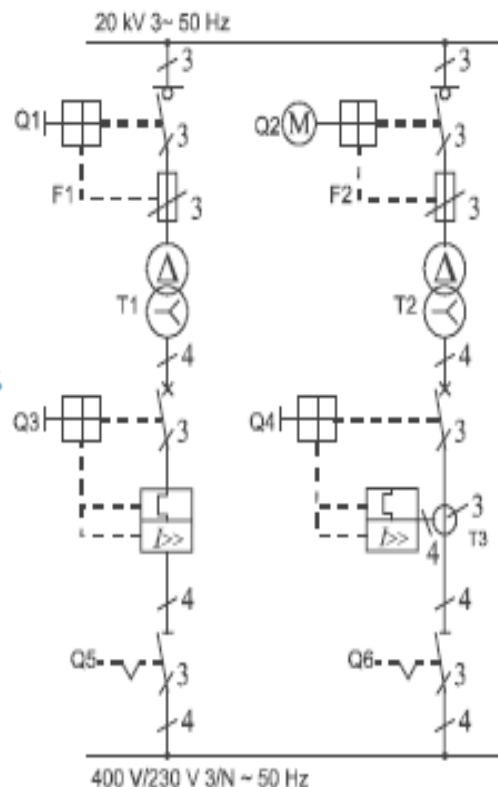
$$S_{L1} = S_{rT1} \frac{u_{krm}}{u_{kr1}} \frac{\sum S_{GL}}{\sum S_{rT}} \quad (4.28)$$

La tensión media de cortocircuito u_{krm} viene dada por:

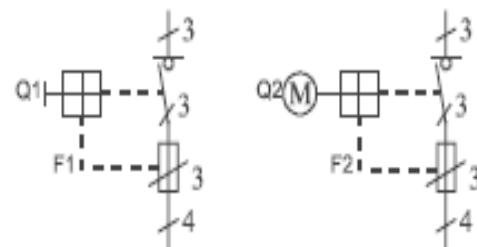
$$u_{krm} = \sum S_{rT} \frac{S_{rT1}}{u_{kr1}} + \frac{S_{rT2}}{u_{kr2} + \dots} \quad (4.29)$$

Los significados de los símbolos son:

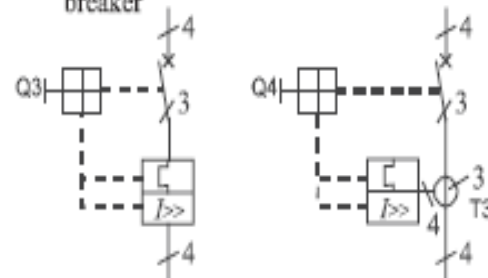
- S_{rT1} Rated power of the first transformer in kW
- u_{kr1} Short circuit voltage of the first transformer in %
- S_{L1} Load output of the first transformer in kW
- S_{rT2} Rated power of the second transformer in kW
- u_{kr2} Short circuit voltage of the second transformer in %
- S_{L2} Load output of the second transformer in kW
- S_{rT} Sum of the rated powers in kW
- u_{km} Average short circuit voltage in %
- S_{GL} Total load in kW



a) Switches Q1 and Q2 (switch disconnectors)



b) Switches Q3 and Q4 automatic circuit breaker
Operational equipment T3 current transformer



c) Switches Q5 and Q6 (manually operated disconnectors)

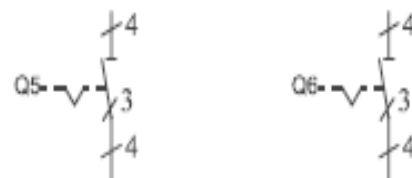
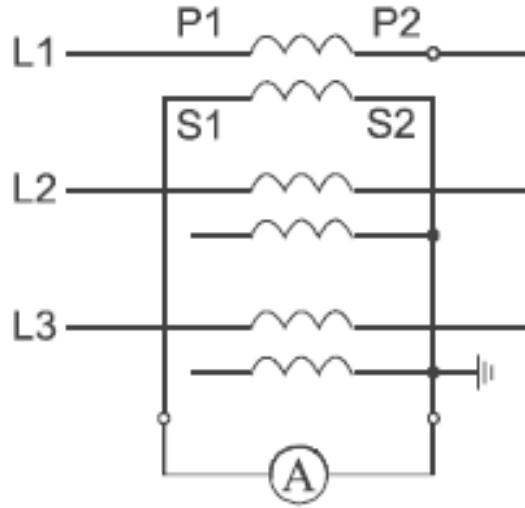


Figura 4.15 Conexión en paralelo de transformadores

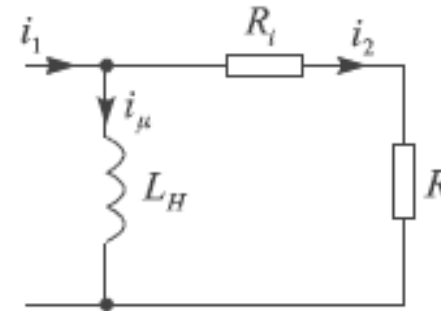
4.7 Transformadores de propósito especial

4.7.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente se utilizan con fines de medición y protección (Figura 4.16). Separan el circuito de medida (M) y protección (P) de la tensión primaria y protegen el equipo contra sobrecargas. Transformador de medida: clase 0,1 M; 1 M, transformador de protección: clase 5 P; 10P



a) Block diagram



b) Equivalent circuit diagram

Figura 4.16 Transformador de corriente

el transformador de corriente

- está conectado en serie con la red ,no genera energía
- está a lo largo de la línea al devanado primario
- está en cortocircuito a través de los equipos conectados, contadores y relés en el lado secundario
- funciones en un cortocircuito

4.7.2 Transformadores de tensión

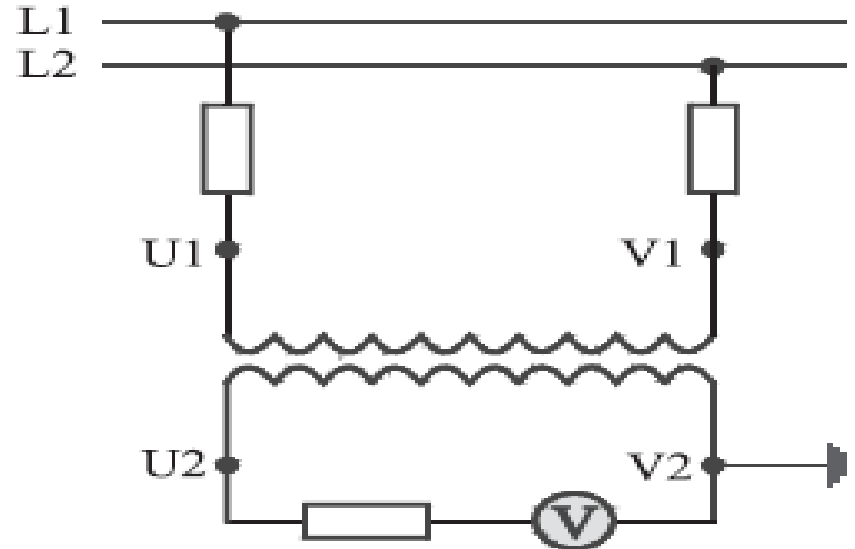
El transformador de voltaje (Figura 4.17) transforma altos voltajes en voltajes medibles. La tensión nominal del transformador de tensión está normalizada a 100 V.

- La carga se designa como la impedancia de carga.
- Funciona casi sin carga, ya que el instrumento de medición no representa una gran carga; de lo contrario, el transformador podría destruirse.
- El lado secundario no debe cortocircuitarse.
- Los lados secundario y primario deben estar protegidos con fusibles
- Puesta a tierra a través de 1 kV
- Tensión estándar según elección: $U_2 = 100 \text{ V}$ o $100/3 \text{ V}$

Transformador de medida: clase 0,1 M; 1 M, transformador de protección: clase 3 P; Uso de 6P:

- Transformador inductivo para el lado de baja tensión
- Transformador capacitivo para el lado de alta tensión

Figure 4.17 Voltage transformer



4.7.3 Autotransformadores

Este tipo de transformador representa un distribuidor de voltaje inductivo y no tiene aislamiento metálico de los lados de mayor y menor voltaje (Figura 4.18). La potencia de paso se transfiere en parte de forma conductiva y en parte de forma inductiva.

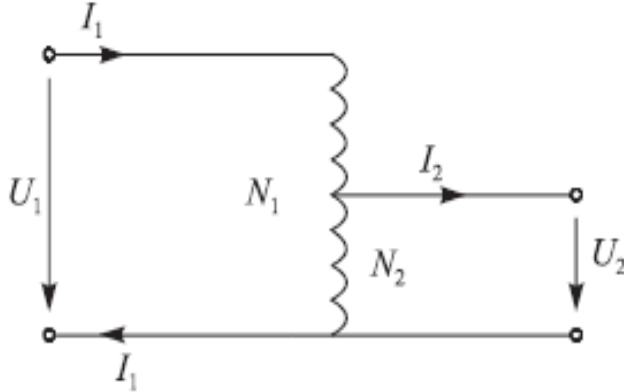


Figura 4.18 Autotransformador

El tamaño de los autotransformadores se puede calcular a partir de la potencia de rendimiento conocida según la relación:

$$S = P_d \left(1 - \frac{U_{SV}}{U_{PV}} \right) \quad (4.31)$$

Uso:

- Compensación de fluctuaciones de tensión en redes
- Transformadores especiales para alimentación de motores móviles
- Acoplamiento de redes de alta tensión
- Transformadores tipo seco hasta 300 kVA
- Transformadores en baño de aceite desde 300 kVA
- Autoventiladores (S)
- Refrigeración forzada Circulación forzada de aceite

4.8 Eficiencia de Transformadores

Las pérdidas magnéticas o del núcleo de hierro consisten en la histéresis y las pérdidas por corrientes de Foucault en el núcleo de hierro y en el material dieléctrico. Estas pérdidas son independientes de la carga. Las pérdidas de cortocircuito se componen de las pérdidas óhmicas en los devanados. Las pérdidas en los devanados aumentan en proporción al cuadrado de la carga. La eficiencia de un transformador se puede calcular para cualquier carga arbitraria n y viene dada por:

$$\eta = 100\% - \frac{P_0 + n^2 P_k}{n S_{rT} \cos\phi + P_0} 100\% \quad (4.32)$$

Un transformador tiene su máxima eficiencia en una carga para la cual $P = n^2 P_k$. Esta condición se cumple para un factor de carga de

$$n = \sqrt{\frac{P_0}{P_k}} \quad (4.33)$$

Las pérdidas totales de un transformador para cualquier carga arbitraria están dadas por:

$$P_v = P_0 + n^2 P_k \quad (4.34)$$

4.9 Protección de Transformadores

- **Protección contra fallas internas**

- El relé Buchholz responde a daños internos como resultado de desprendimiento de gases o flujo de aceite. Genera un mensaje de advertencia para fallas menores e inicia el disparo de un interruptor para fallas mayores.
- El relé de protección diferencial compara las corrientes de entrada y salida del transformador. En caso de falla (cortocircuito a masa, cortocircuito o falla entre espiras) dispara el relé de protección. Debe ser estable con respecto a la corriente de cierre del transformador en el estado sin carga.

- **Protección contra sobrecarga**

- La protección por termistor señala una sobrecarga y se utiliza para proteger contra el calentamiento inadmisibles del transformador.
- La protección por sobretensión se puede acceder a través del pararrayos

4.10 Selección de Transformadores

Los datos característicos de los transformadores están determinados por los requisitos de la red. La potencia efectiva determinada debe multiplicarse por el factor de potencia $\cos \varphi$ para dar la potencia nominal S_r . En redes de distribución se prefiere el valor $u_k = 6\%$. Las pérdidas del transformador se componen de pérdidas sin carga y pérdidas por cortocircuito. Las pérdidas sin carga son causadas por la inversión continua de la magnetización del núcleo de hierro y son prácticamente constantes e independientes de la carga. Las pérdidas de cortocircuito están formadas por las pérdidas óhmicas en los devanados y las pérdidas debidas a los campos de dispersión. Son proporcionales al cuadrado de la carga. Se prefieren los transformadores llenos de aceite y los transformadores de tipo seco de resina colada; está prohibido el uso de transformadores Askarel (**Askarel** es el nombre genérico de fluidos dieléctricos para **transformadores** que contienen bifenilos policlorados (PCBs). Estos fluidos contienen entre 50-70% de PCBs y pueden contener entre 30-50% de triclorobencenos (TCBs)). En esta sección se discutirán los criterios más importantes para la selección de transformadores de distribución en el rango de potencia de 50 a 2500 kVA para el suministro de energía a redes de baja tensión.

1. Requisito de seguridad operacional

- ✓ Pruebas de rutina (pérdidas, u_k , prueba de voltaje)
- ✓ Ensayos de tipo (calefacción, picos de tensión)
- ✓ Pruebas especiales (resistencia a cortocircuitos, ruido)

2. Condiciones eléctricas

- ✓ Tensión de cortocircuito
- ✓ Símbolo de conexión
- ✓ Relación de transformación

3. Condiciones de Instalación

- ✓ Instalación interior o exterior
- ✓ Condiciones locales especiales
- ✓ Condiciones de protección del medio ambiente
- ✓ Diseños: transformador de tipo seco lleno de aceite o resina fundida

4. Condiciones de operación

- ✓ Capacidad de carga (transformadores llenos de aceite) o (transformadores secos de resina fundida)
- ✓ Fluctuaciones de carga
- ✓ Número de horas en funcionamiento
- ✓ Eficiencia (transformadores llenos de aceite) o (transformadores de tipo seco de resina fundida)
- ✓ Regulación de voltaje
- ✓ Operación en paralelo

5. Datos característicos de transformadores con ejemplos

- ✓ Potencia nominal $S_{rT} = 1000 \text{ kVA}$
- ✓ Tensión nominal $U_{rOS} = 20 \text{ kV}$
- ✓ Tensión del lado inferior $U_{rUS} = 0,4 \text{ kV}$
- ✓ Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo $U_{rB} = 125 \text{ kV}$
- ✓ Combinación de pérdida
- ✓ Pérdidas sin carga $P_0 = 1700 \text{ W}$
- ✓ Pérdidas por cortocircuito $P_k = 13000 \text{ W}$
- ✓ Potencia acústica $L_{WA} = 73 \text{ dB}$
- ✓ Tensión de cortocircuito $u_{kr} = 6\%$
- ✓ Relación de transformación $PV/SV = 20 \text{ kV}/0,4 \text{ kV}$
- ✓ Símbolo de conexión Dyn5
- ✓ Sistemas de terminación, p. sistemas de bridas laterales de tensión inferior y tensión superior
- ✓ Instalación interior o exterior

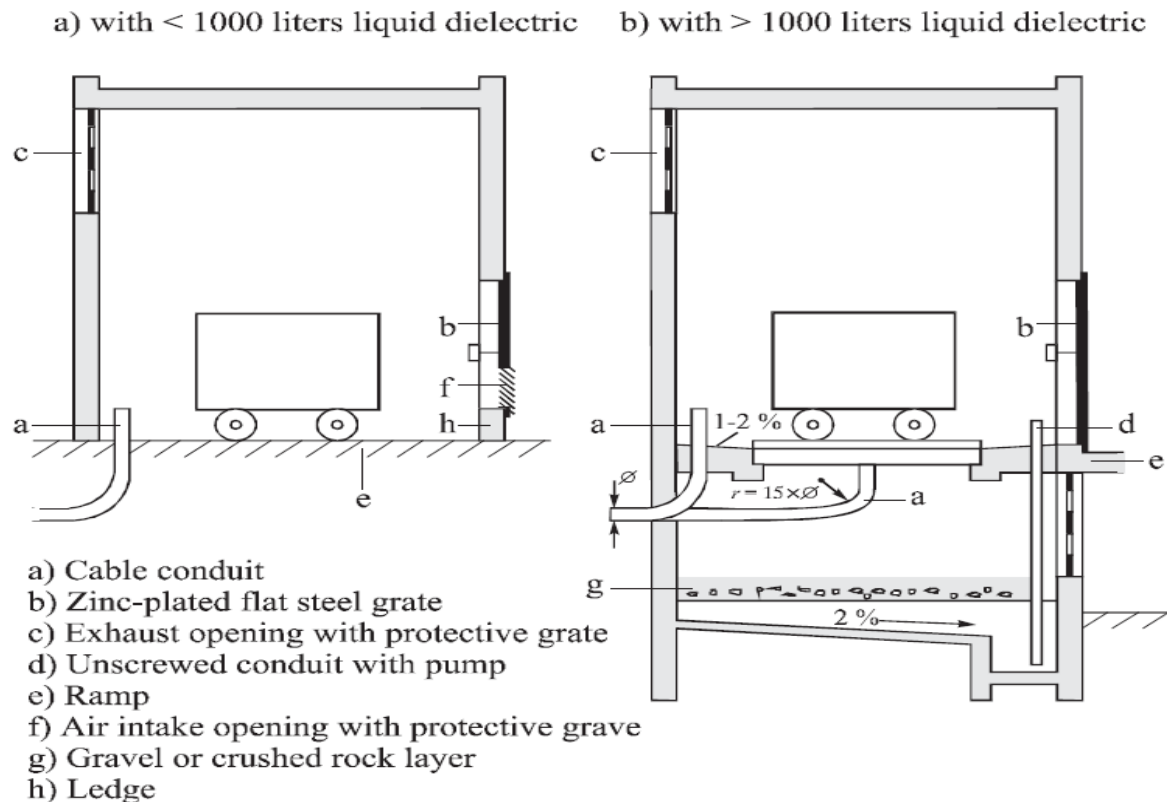


Figura 4.19 Instalación interior de transformadores llenos de líquido [45]

La instalación de transformadores debe estar libre de aguas subterráneas e inundaciones. La refrigeración debe estar protegida de la luz solar. También se deben garantizar las medidas de protección contra incendios y la compatibilidad con el medio ambiente. La Figura 4.19 ilustra un transformador con un llenado de aceite < 1000 litros. Aquí, un suelo impermeable es suficiente. Para llenado de 1000 litros de aceite, son obligatorios los colectores de aceite o los cárteres de aceite.

Las pérdidas de calor de los transformadores deben ser disipadas. Esto requiere aberturas de entrada y salida de aire. La entrada de aire debe fluir debajo del transformador cerca del piso y el escape debe conducirse hacia arriba. El tamaño de la abertura de escape se muestra sin rejilla en la Figura 4.20 para una calefacción de habitación de 15 K.

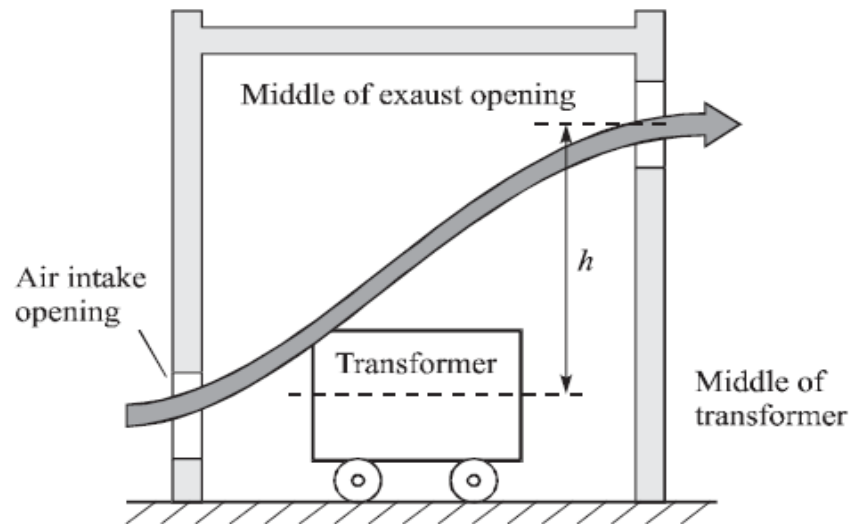


Figura 4.20 Ventilación para la instalación interior de un transformador de resina fundida [45]

La figura 4.21 muestra la capacidad de sobrecarga permisible de los transformadores de resina fundida en el rango de potencia de 400 a 2500 kVA. La determinación de la capacidad de carga de los transformadores llenos de aceite se puede realizar sobre la base de IEC 60076-1.

$$P_v = P_0 + k P_{k75} \quad [\text{kW}] \quad (4.35)$$

Los significados de los símbolos son:

A Abertura de salida y de admisión de aire

P_v Pérdida de potencia del transformador fotovoltaico

$k = 1.06$ para transformadores llenos de aceite

$k = 1,2$ para transformadores de resina fundida

P_0 pérdidas sin carga

P_{k75} Pérdidas por cortocircuito a 75°C en kW

h Diferencia de altura en metros

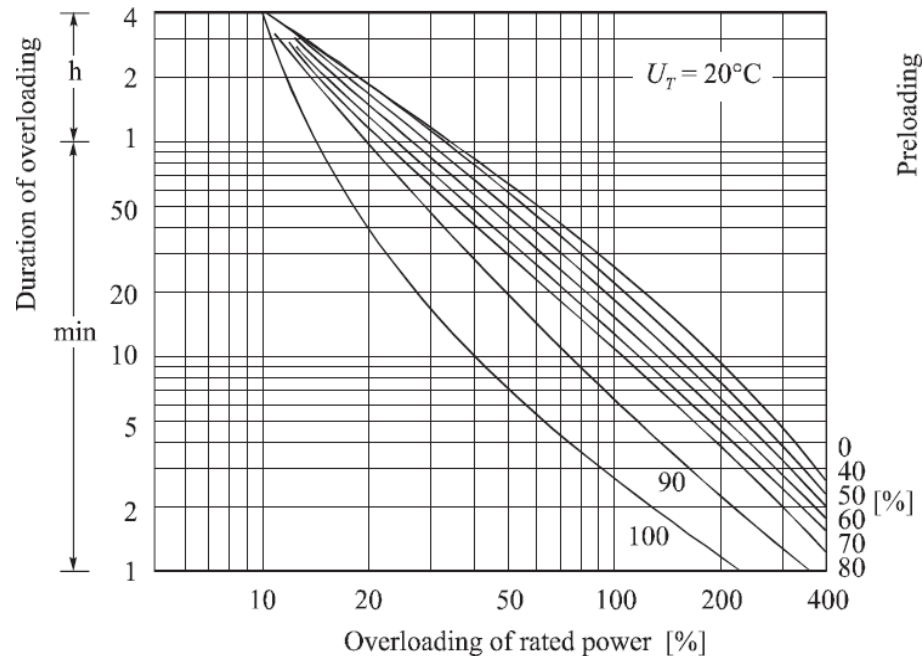


Figura 4.21 Sobrecarga admisible de transformadores de resina colada 6EAFOL [45]

Las pérdidas de calor que surgen durante el funcionamiento de un transformador (Figura 4.22) deben disiparse. Si debido a las condiciones de instalación no es posible utilizar ventilación natural, es necesario instalar un ventilador. La temperatura total del transformador no debe superar los 40 °C. Las pérdidas totales en una sala de transformadores están dadas por:

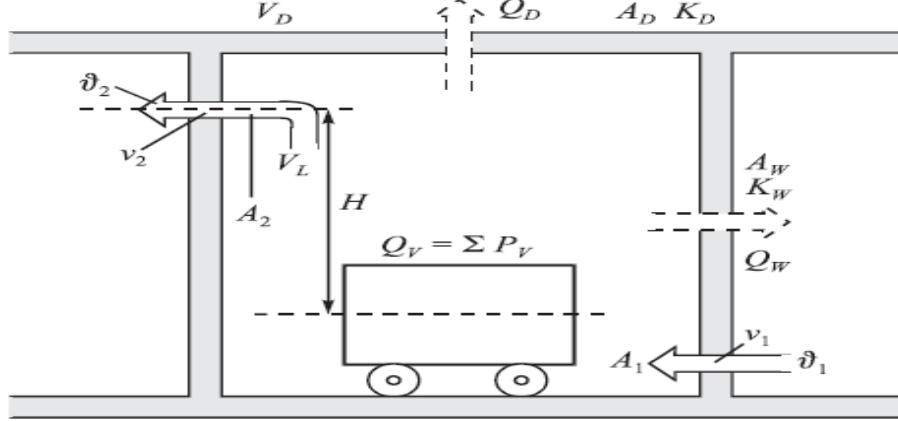


Figura 4.22 Ventilación de la sala de transformadores [45]

$$Q_{loss} = \sum P_{loss} \quad (4.37)$$

$$P_{loss} = P_0 + 1.2 P_{k75} \left(\frac{S_{AF}}{S_{AN}} \right)^2 \quad (4.38)$$

The total losses are dissipated through:

$$Q_v = Q_{loss1} + Q_{loss2} + Q_{loss3} \quad (4.39)$$

Las cantidades de calor disipadas individualmente se pueden calcular a partir de lo siguiente: Corriente de aire natural:

$$Q_{loss1} = 0.098 A_{1.2} \sqrt{H \Delta \vartheta_L^3} \quad (4.40)$$

Pérdidas disipadas por corrientes de aire forzado: (Figura 4.21):

$$Q_{loss3} = V_L C_{PL} \rho_L \Delta \vartheta_L \quad (4.41)$$

Pérdidas disipadas por paredes y techo (Figura 4.22):

$$Q_{loss2} = 0.7 A_W K_W \Delta \vartheta_W + A_D K_D \Delta \vartheta_D \quad (4.42)$$

The meanings of the symbols are:

P_v	Transformer power loss in kW
Q_v	Dissipated losses in kW
$Q_{W,D}$	Dissipated losses through walls and ceiling in kW
$A_{W,D}$	Area of walls and ceiling in m ²
$K_{W,D}$	Heat transfer coefficient in kW/m ² K
S_{AF}	Power for the cooling type AF in kVA
S_{AN}	Power for the cooling type AN in kVA
V_L	Air flow rate in m ³ /s, m ³ /h
Q_{v1}	Part dissipated in natural air current in kW
Q_{v2}	Part dissipated through walls and ceiling in kW
Q_{v3}	Part dissipated in forced air current in kW

El ruido del transformador es una combinación de ruido magnético y el ruido de ventilación adicional. La Figura 4.23 muestra el nivel de ruido de diferentes transformadores según la Publicación 551 de IEC. El ruido magnético es el resultado de las oscilaciones del núcleo de hierro (dependiente de la inducción) y depende de las propiedades del material de las láminas del núcleo.

La potencia acústica (Figura 4.24) es una medida del nivel de ruido producido por una fuente acústica.

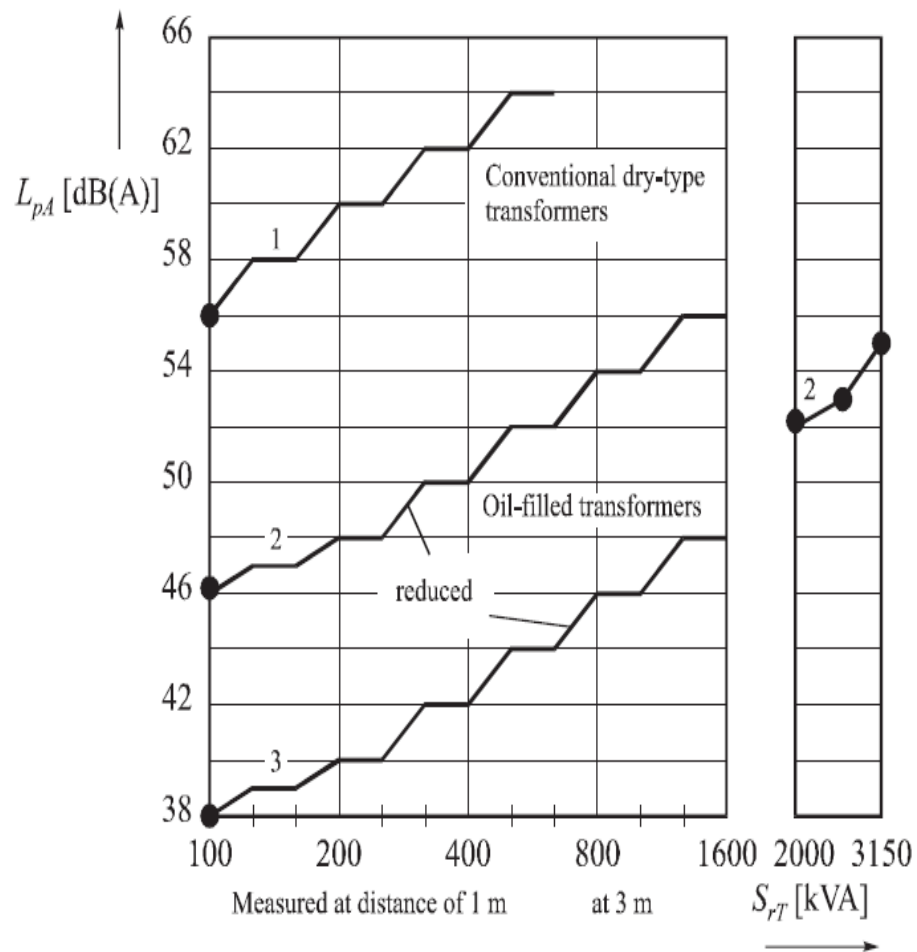


Figura 4.23 Nivel de presión auditiva de transformadores [45]

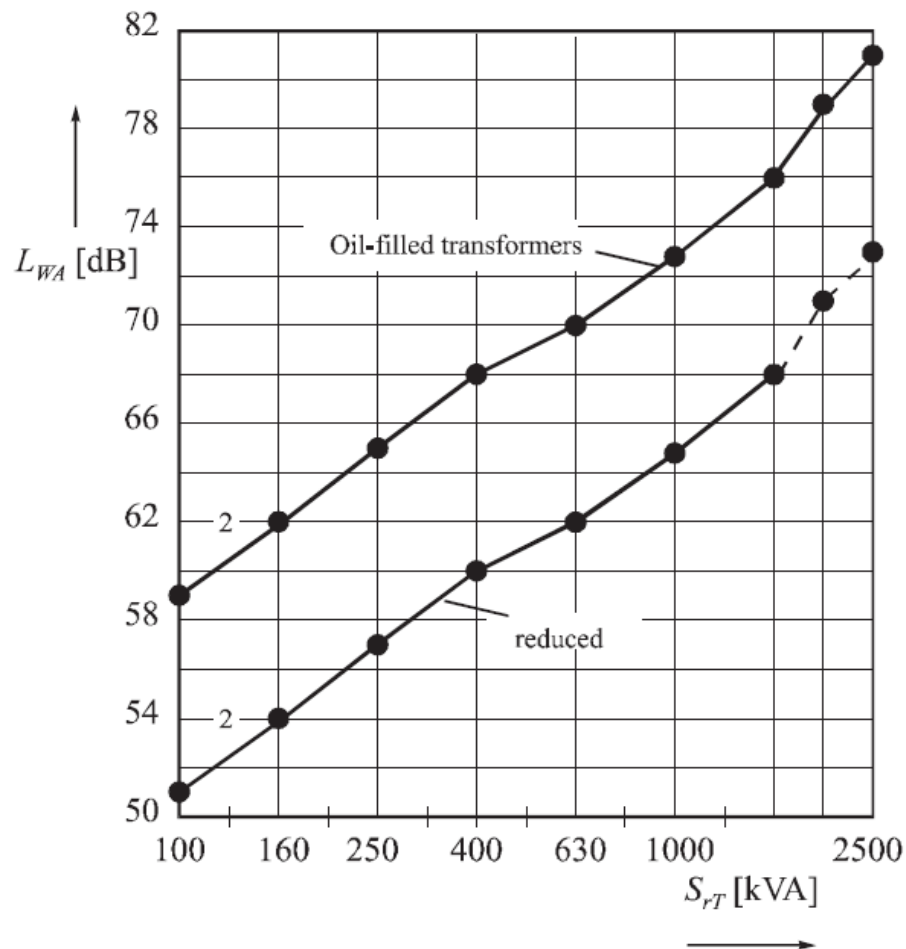


Figura 4.24 Nivel de potencia acústica de transformadores [45]

4.11 Reglas generales para calcular corrientes de cortocircuito en el lado de bajo voltaje

En redes radiales de baja tensión es posible hacer uso de métodos de aproximación para el cálculo de corrientes de cortocircuito en transformadores. En general, en términos de la corriente nominal del transformador, se puede utilizar:

$$I_{rT} \approx k S_{rT} \tag{4.44}$$

Here, the factor $k\left(\frac{1}{10^3V}\right)$ is:

- at 400 V 1.45
- at 525 V 1.1
- at 690 V 0.85

La corriente de cortocircuito simétrica inicial de un transformador viene dada por:

$$I_k'' \approx \frac{I_{rT}}{u_{kr}} \cdot 100\%$$

La Tabla 47 enumera los datos nominales para transformadores 6eafo1 y llenos de aceite ([6], [7]).

Table 4.1: Rated data for transformers

S_{rT} kVA	U_{rTOS} kV	u_{kr} %	SG –	I_{rT} A	I''_k kA	P_{k75} W	P_0 W
Oil-filled distribution transformers in accordance with DIN 42500 Part 1, 50 Hz, 400 V							
50	20	4	Yzn5	73	1.8	1350	190
100	20	4	Yzn5	145	3.6	2150	320
160	20	4	Dyn5	231	5.7	3100	460
250	20	4	Dyn5	361	8.9	4200	650
400	20	4	Dyn5	578	14.2	6000	930
630	20	4	Dyn5	910	22.1	8400	1300
630	20	6	Dyn5	910	14.8	8700	1200
1000	20	6	Dyn5	1444	23.2	13000	1700
1600	20	6	Dyn5	2310	36.4	20000	2600
2500	20	6	Dyn5	3609	55.3	29000	3500
GEAFOL cast resin transformers in accordance with DIN 42523, 50 Hz, 400 V							
100	10	4	Dyn5	144	3.6	1600	440
100	20	6	Dyn5	144	2.4	1800	330
160	10	4	Dyn5	230	5.75	2300	610
160	20	6	Dyn5	230	3.8	2500	480
250	10	4	Dyn5	360	9	3000	820
250	20	6	Dyn5	360	6	3100	650
400	10	4	Dyn5	589	14.7	4300	1150
400	20	6	Dyn5	589	9.8	4100	1200
630	10	4	Dyn5	910	22.7	6400	1500
630	20	6	Dyn5	910	15	6400	1250
1000	20	6	Dyn5	1444	24	8900	2200
1600	20	6	Dyn5	2312	38.5	11000	2400
2500	20	6	Dyn5	3600	60	17600	3600

4.12 Ejemplos de transformadores

4.12.1 Ejemplo 1: Cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica inicial para un transformador

Dados los siguientes datos para un transformador:

$$S_{rT} = 639 \text{ kVA}, u_{kr} = 6 \%, U_{rT} = 400 \text{ V}, k = 1.45$$

La corriente nominal del transformador es entonces:

$$I_{rT} \approx k S_{rT} = 1,45 \cdot \text{kVA} = 913,5 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito simétrico inicial para el transformador es entonces:

$$I_k'' \approx \frac{I_{rT}}{u_{kr}} \cdot 100\% = \frac{913.5 \text{ A}}{6\%} \cdot 100\% = 15.225 \text{ kA}$$

4.12.2 Ejemplo 2: Cálculo de corrientes de ecualización

Dados dos transformadores con los siguientes datos están conectados en paralelo: $S_{rT1} = 630 \text{ kVA}, u_{kr1} = 4 \%, U_{rT1} = 400 \text{ V}$

$$S_{rT2} = 1000 \text{ kVA}, u_{kr2} = 6 \%, U_{rT2} = 380 \text{ V}$$

El transformador más pequeño tiene la tensión más alta en el lado de baja tensión y, por lo tanto, la corriente es más alta. Para una corriente de compensación de 64,26%, solo se permite una corriente de carga del 35,74%. De la potencia total de los dos transformadores, solo se pueden utilizar 582.562 kVA. Como consecuencia de la disminución de la tensión de cortocircuito, aumenta la potencia total de los transformadores. Esto significa que el transformador con el voltaje de cortocircuito más bajo tiene una carga mayor que el transformador con el voltaje de cortocircuito más alto.

calculate the equalizing current.

$$\Delta u = \frac{U_{rT1} - U_{rT2}}{U_{rT1}} \cdot 100\% = \frac{400 \text{ V} - 380 \text{ V}}{400 \text{ V}} \cdot 100\% = 5\% \quad (4.48)$$

$$I_a = \frac{\Delta u}{u_{kr1} + u_{kr2} \frac{S_{rT1}}{S_{rT2}}} \cdot 100\% = \frac{5\%}{4\% + 6\% \cdot \frac{630 \text{ kVA}}{1000 \text{ kVA}}} \cdot 100\% = 64.26\% \quad (4.49)$$

4.12.3 Ejemplos: Eficiencia economica de los transformadores

La eficiencia económica de tres transformadores conectados en paralelo se puede comprobar haciendo uso del factor de carga parcial a , que describe la economía de operación de la conexión del transformador.

Datos nominales de los transformadores

$\ddot{u}_r$	20/0.4 kV
S_{rT}	630 kVA
P_0	800 W
P_{krT}	6750 W
u_{kr}	6 %
Connection symbol	Dyn5

Para $n=2$:

$$a = \sqrt{\frac{n(n-1) P_0}{P_{krT}}} = \sqrt{\frac{2 \cdot (2-1) \cdot 800 \text{ W}}{6750 \text{ W}}} = 0.486 \quad (4.51)$$

Potencia para el grupo transformador:

$$S_G = a S_{rT} = 0.486 \cdot 630 \text{ kVA} = 306.18 \text{ kVA} \quad (4.52)$$

For $n=3$:

$$a = \sqrt{\frac{n(n-1) P_0}{P_{krT}}} = \sqrt{\frac{3 \cdot (3-1) \cdot 800 \text{ W}}{6750 \text{ W}}} = 0.843 \quad (4.53)$$

Power for the transformer group:

$$S_G = a S_{rT} = 0.843 \cdot 630 \text{ kVA} = 531.09 \text{ kVA} \quad (4.54)$$

La eficiencia económica de dos transformadores es de 306,18 kVA y de tres transformadores de 531,09 kVA.

4.12.4 Ejemplo 4: Cálculo de la eficiencia durante un año

Se registraron los siguientes datos para un transformador:

$S_{rT} = 630 \text{ kVA}$, $u_{kr} = 4 \%$, $P_0 = 860 \text{ W}$, $P_{krT} = 6500 \text{ W}$, $t_B = 8760$ horas encendidas durante el año, pero solo con $\cos \varphi = 0,85$ y $t_E = 1800$ horas en carga.

Encuentre la eficiencia durante todo el año.

$$W_{ab} = S_{rT} \cos \varphi t_B = 630 \text{ kVA} \cdot 0.85 \cdot 8760 \text{ h} = 4690980 \text{ kWh} \quad (4.55)$$

$$W_{Fe} = P_{VFe} t_B = 860 \text{ W} \cdot 8760 \text{ h} = 7533.6 \text{ kWh} \quad (4.56)$$

$$W_{Cu} = P_{VCu} t_e = 6500 \text{ W} \cdot 1800 \text{ h} = 11700 \text{ kWh} \quad (4.57)$$

$$\eta = \frac{W_{ab}}{W_{ab} + W_{Fe} + W_{Cu}} = \frac{4690980 \text{ kWh}}{4690980 \text{ kWh} + 7533.6 \text{ kWh} + 11700 \text{ kWh}} = 0.995 \quad (4.58)$$

4.12.5 Ejemplo 5: Cálculo de la Eficiencia

Se registraron los siguientes datos para un transformador:

$S_{rT} = 630 \text{ kVA}$, $u_{kr} = 6 \%$, $P_0 = 0,8 \text{ kW}$, $P_{krT} = 6,75 \text{ kW}$, $\cos\varphi = 0,8$ y el factor de carga $a = 0,5$.
Calcular la eficiencia.

$$\eta = 100 \% - \frac{P_0 + a^2 P_{krT}}{a S_{rT} \cos\varphi + P_0} \quad (4.59)$$

$$\eta = 100 \% - \frac{0,8 \text{ kW} + 0,5^2 \cdot 6,75 \text{ kW}}{0,5 \cdot 630 \text{ kVA} \cdot 0,8 + 0,8} = 99,99 \% \quad (4.60)$$

5 Motores Asíncronos (ASM)

Los motores asíncronos requieren poco mantenimiento, son simples y robustos en su construcción y son los motores más utilizados. En este capítulo sólo se tratará este tipo de motor. Para otros tipos de motores se pueden recomendar los libros [5, 6]. Los motores asíncronos tienen un devanado de campo fijo y están conectados a una línea de alimentación trifásica. La armadura (rotor) está dispuesta de acuerdo con esto. El campo giratorio gira espacialmente con la frecuencia nominal. El rotor se mueve de forma asíncrona, es decir, no simultáneamente con la velocidad de rotación del campo del estator. En cambio, la velocidad de rotación del rotor sigue la velocidad de rotación del campo giratorio del estator debido al deslizamiento.

5.1 Diseños y Tipos

Debemos distinguir entre rotores de jaula de ardilla (cortocircuito) y rotores de anillos colectores. Para rotores de jaula de ardilla (Figura 5.1) las barras de la jaula están en ranuras en el núcleo laminado y están conectados entre sí en la parte frontal a través de anillos de cortocircuito.

El devanado del rotor está cortocircuitado internamente y no está conectado a una red externa. La transmisión de potencia tiene lugar únicamente a través del campo del entrehierro (inducción). Por tanto, podemos comparar una máquina asíncrona con un transformador, en el que el devanado primario (devanado del estator) está fijo y el devanado secundario (devanado del rotor) gira. Dado que, a diferencia de un transformador, existe un espacio de aire entre el estator y los devanados del rotor, en un motor asíncrono se requiere una corriente mayor para generar el campo. Esta corriente de magnetización es una corriente puramente reactiva y debe ser suministrada desde la red tanto en el funcionamiento del motor como del generador. Las barras están hechas de cobre o aluminio. El estator consta de una carcasa, un núcleo laminado y un devanado. Los comienzos y finales de las bobinas se conducen a la placa de terminales de conexión.

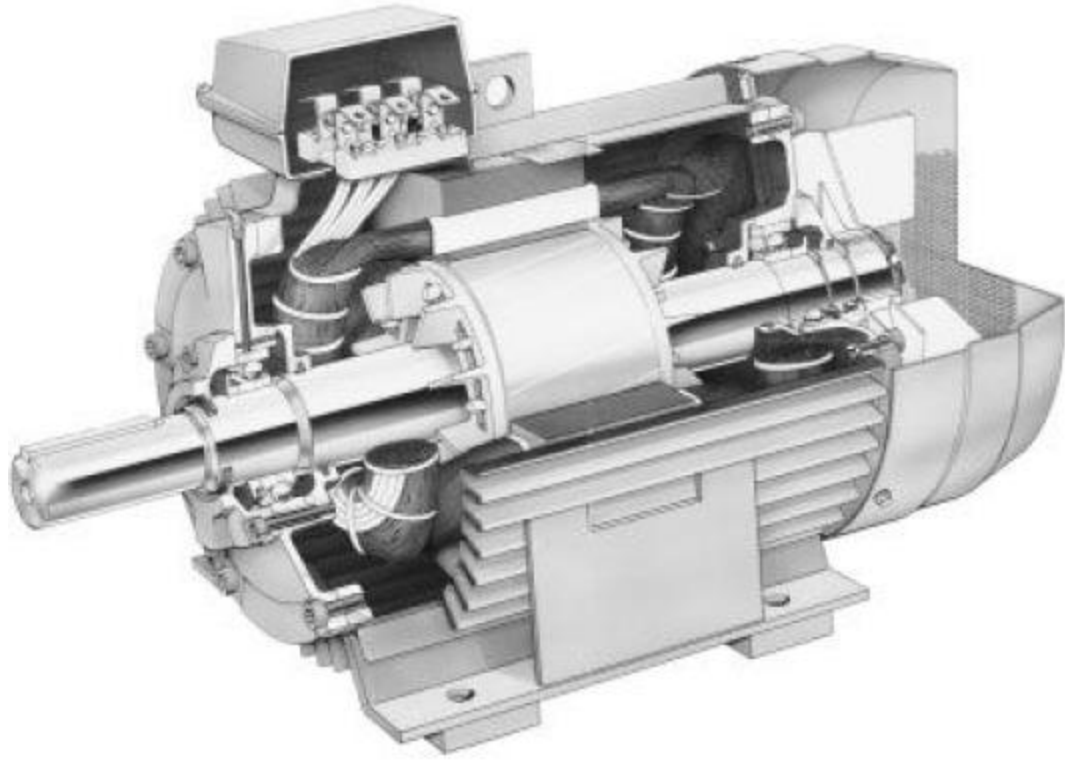


Figure 5.1 Overview of an ASM (stator and rotor) [62]

Debido a las pérdidas por corrientes de Foucault, los núcleos laminados están aislados y laminados por un lado. Para los rotores de anillos colectores, los cables del rotor están conectados como un devanado normal y entre sí a través de dos anillos colectores con resistencias. Durante el arranque se utiliza una resistencia de arranque que se conecta a través de los anillos colectores al circuito del rotor. Durante el arranque, las resistencias individuales se desconectan paso a paso con el aumento de la velocidad del motor. Luego, el devanado del rotor se cortocircuita y el motor funciona como un rotor de jaula de ardilla. Debido a su construcción más complicada ya las resistencias de arranque, los motores de anillos colectores son más caros y requieren más mantenimiento que los motores de jaula de ardilla. Si no se permite la conexión directa y el par de arranque del motor de jaula de ardilla es demasiado bajo para el arranque estrella-triángulo, se debe considerar el uso de un motor de anillos colectores.

En la industria y el comercio, los motores asíncronos se utilizan para accionar sistemas de transporte, máquinas textiles, bombas y ventiladores. En los hogares se utilizan, p. como motores monofásicos en calentadores de ventilador y lavadoras.

5.1.1 Principio de funcionamiento (sin carga)

Al conectar el devanado del estator a la red trifásica se genera un campo magnético giratorio (campo giratorio) que induce una tensión en el rotor (inducido) dada por

$$U_{02} = B l v. \quad (5.1)$$

Esta inducción (con el circuito del inducido cerrado) hace que circule una corriente, que a su vez genera un campo magnético en el rotor:

Esta corriente produce una fuerza de desviación F_2 en la dirección del campo giratorio. Los polos magnéticos del rotor son repelidos por los mismos polos del campo giratorio del estator y atraídos por los polos opuestos. El rotor es así arrastrado por el estator

Cuando $n_2 = n_1$, no hay cambio en el flujo y por lo tanto no hay par.

Por lo tanto, se requiere un deslizamiento para la inducción:

$$F_2 = B l I_2. \quad (5.3)$$

Esta fuerza F_2 produce un momento de torsión dado por

$$M = F_2 r. \quad (5.4)$$

Comportamiento como motor

Aplicar una carga al motor, es decir, frenar el eje, aumenta la velocidad relativa entre el campo giratorio del estator y el rotor. El voltaje inducido en el rotor entonces aumenta, por lo que la corriente aumenta y con ella el par (Figura 5.2).

Comportamiento como generador

Accionando el rotor externamente se alcanza una velocidad de giro a la que se compensan mecánicamente todas las pérdidas. El valor $\cos \varphi$ es entonces cero. La corriente puramente reactiva fluye entonces en el devanado del estator. Cuando $\cos \varphi > 90^\circ$, la máquina funciona entonces como un generador (Figura 5.2).

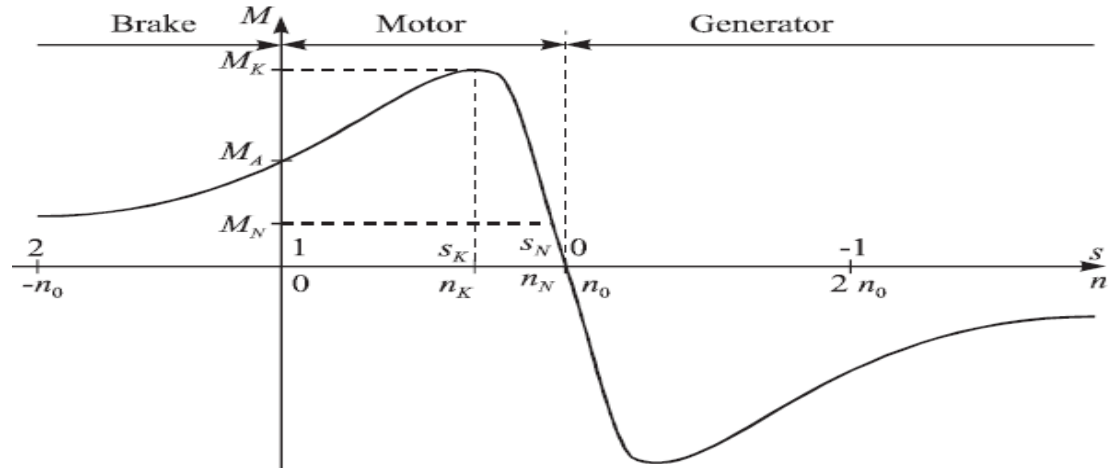


Figura 5.2 Operación como motor y generador

5.1.2 Características típicas de par-velocidad

El par de un motor describe la capacidad de giro del rotor. Durante el arranque, el par del motor primero cae, pero luego aumenta hasta un valor máximo conocido como par de ruptura. Esto se alcanza al 85-95 % de la velocidad máxima de rotación (Figura 5.3).

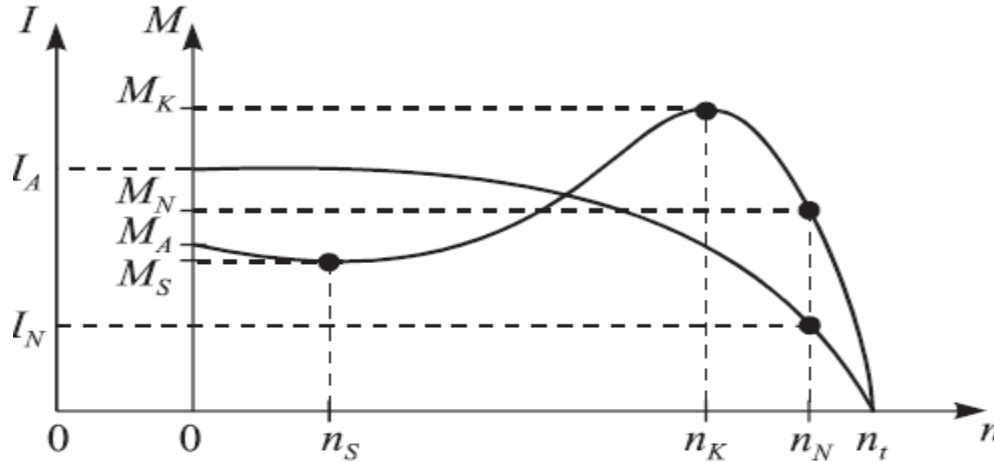


Figura 5.3 Características par-velocidad

5.2 Propiedades que caracterizan los motores asíncronos

5.2.1 Frecuencia de rotor

La frecuencia del rotor se puede dar como

$$f_2 = s f_1$$

Here:

f_1 Stator frequency

f_2 Rotor frequency

s Slip

(5.5)

Los significados de los símbolos son:

MA El par de arranque (par de aceleración, par de arranque) es el par suministrado por el motor en reposo.

M1 El par de arranque es el par más pequeño suministrado durante el arranque. De acuerdo con la publicación IEC 34-1, el par de arranque para motores con una potencia nominal < 100 kW no debe ser inferior al 50 % del par nominal ni inferior al 50 % del par de arranque. Para una potencia nominal > 100 kW, estas cifras son del 30% y 50%, respectivamente. Para motores monofásicos y motores trifásicos de varias velocidades, la cifra es del 30% del par.

MK El par máximo es el mayor par que puede suministrar el motor. Si se excede este valor, el motor se detendrá. Por lo tanto, es una medida de la capacidad de sobrecarga del motor. Debe ser de al menos 1.6 MN y debe funcionar durante 15 s sin que el motor se detenga o la velocidad de rotación cambie repentinamente.

MN El par nominal es el par suministrado por el motor a la carga nominal y la velocidad de rotación nominal.

5.2.2 Esfuerzo de torsión

El par de un motor expresa la capacidad de giro del rotor. Si se conocen la potencia y la velocidad de rotación, el par se puede calcular fácilmente. A lo largo del perímetro de una polea de correa está presente una determinada fuerza de correa. El producto de la fuerza F y el radio de la polea r es el par del motor M . La potencia es el trabajo que realiza el motor por unidad de tiempo, y el trabajo es el producto de la fuerza por la distancia . Así, la fuerza F gira n revoluciones durante un minuto y recorre una distancia $(n \cdot 2 \pi r)$. El par nominal viene dado por la siguiente relación:

(5.6)
$$M_N = \frac{9550 P_n}{n}$$

(5.7)
$$M \geq B I_2 \cos \varphi_2$$

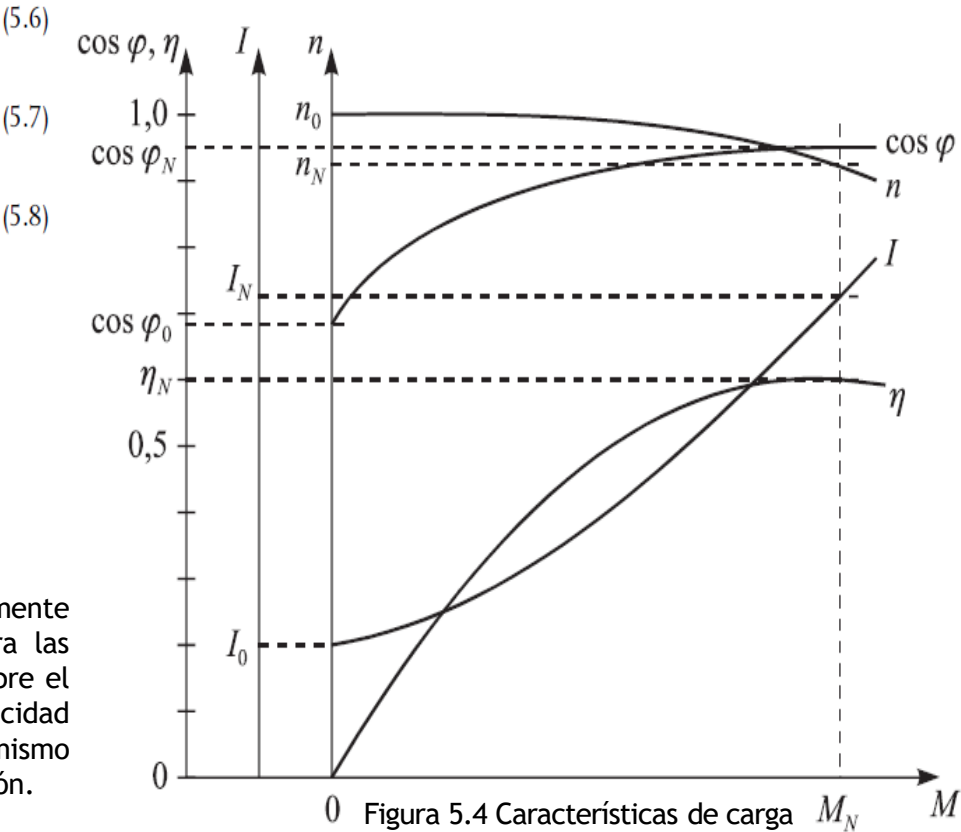
(5.8)
$$\cos \varphi = \frac{I_2}{U_2}$$

Los significados de los símbolos son:

MN	Par nominal en Nm
Pn	Potencia nominal en W
n	Velocidad nominal en min-1

5.2.3 Deslizamiento Slip

El deslizamiento es proporcional a la carga e inversamente proporcional al cuadrado de la tensión. La figura 5.4 muestra las características de la carga. Estas curvas brindan información sobre el par, el consumo de corriente y el arranque de un motor. La velocidad de rotación cambia muy poco durante la carga y muestra el mismo comportamiento que para un motor DC con devanado en derivación.



5.2.4 Sistema de engranajes

Con un sistema de engranajes entre el motor y la carga, el momento de inercia debe recalcularse a la velocidad del motor para determinar el momento de inercia que actúa sobre el eje del motor. Aquí:

$$J_L(M) = J_L \left(\frac{n_L}{n_M} \right)^2 \quad (5.12)$$

La característica de par de carga debe recalcularse en proporción con la relación de transmisión del sistema de engranajes y su eficiencia. Para el par de carga:

$$M_L(M) = M_L \cdot \frac{n_L}{n_M} \cdot \frac{1}{\eta} \quad (5.13)$$

Cuando se conoce el momento del volante, el momento de inercia de la masa se calcula a partir de la siguiente relación:

$$J_L = \frac{GD^2}{4} \quad (5.14)$$

The meanings of the symbols are:

M_L	Load torque in Nm
n_M	Motor speed in min^{-1}
n_L	Load speed in min^{-1}
η	Efficiency of gear system
J_L	Mass moment of inertia of load in kg m^2
$M_L(M)$	Load torque relative to motor shaft in Nm
GD^2	Flywheel moment in kg m^2

5.3 Arranque de Motores Asíncronos

El arrancador de motor manual y los contactores se combinan con el equipo de protección contra sobrecorriente. Hay varios diseños para la combinación de contactor y protección de sobrecarga. Como protección del motor, los arrancadores de motor se utilizan para el arranque directo de motores de jaula de ardilla. Los interruptores de inversión se utilizan para ambas direcciones. Se proporcionan interruptores de cambio de polos cuando hay más de una velocidad de rotación. El arrancador de motor estrella-triángulo es el arrancador de motor más común para limitar la corriente de arranque de ruptura. La protección de sobrecarga está en serie con el estator.

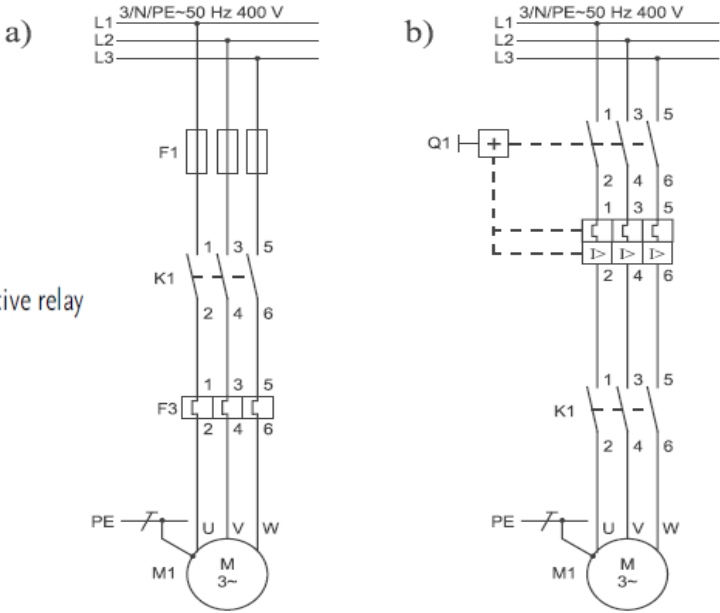
devanado y, por lo tanto, debe ajustarse a la corriente de fase que tiene el valor de la corriente nominal del motor dividido por $\sqrt{3}$. Los fusibles proporcionan protección contra cortocircuitos para motores. Como alternativa, los interruptores de arranque de motor con elementos de disparo térmicos y magnéticos brindan protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

De acuerdo con las condiciones técnicas de conexión, los motores de CA hasta 1,4 kW y trifásicos hasta la $< 60\text{ A}$ o $8 I_n < 60\text{ A}$, se pueden conectar directamente .

5.3.1 Arranque directo

Figura 5.5 Arranque directo

a) Fusibles with motor protective relay, b) Fuseless without motor protective relay



a) Fusibles con relé de protección del motor, b) Sin fusibles sin relé de protección del motor

El arranque directo (Figura 5.5) requiere solo un interruptor y tres terminales. De acuerdo con las condiciones técnicas para la conexión de los motores de corriente alterna hasta 1,4 y motores trifásicos hasta 4 o con una corriente de arranque de 60 se pueden conectar directamente. En general, para el par de arranque y la corriente de arranque:

$$MA = (1.5 \cdots 2.8) MN \qquad (5.15)$$

$$IA = (4 \cdots 8) IrM \qquad (5.16)$$

La inversión del sentido de giro de un motor asíncrono trifásico se muestra en la Figura 5.6. Los diagramas de circuitos listos para funcionar y los datos para arrancadores inversores bloqueados mecánicamente y completamente cableados se pueden obtener de la información del fabricante respectivo. Para conmutar motores asíncronos trifásicos de un solo devanado, el uso del interruptor de cambio de polos Dahlander representa una mejora (Figura 5.7). El cambio de polos se logra cambiando e invirtiendo la dirección de la corriente en los grupos de bobinas. Los más importantes de estos circuitos son:

Triángulo/estrella-estrella para accionamientos con par constante $P_1/P_2 = 1 : 1.4$

Estrella-estrella/triángulo para convertidores con relación de potencia de potencia constante: $P_1 /P2 = 1 : 1$

Estrella/estrella-estrella para accionamientos con relación de potencia de par de ley cuadrática: $P1 /P2 = 1 : 4$ a $1:8$

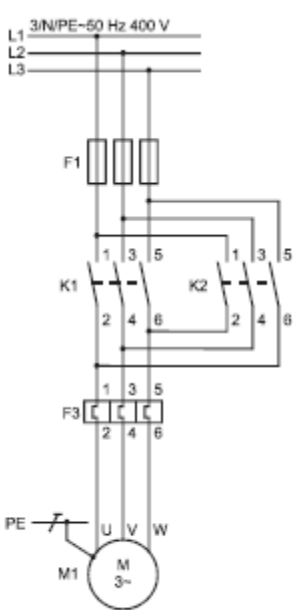


Figure 5.6 Reversing starter

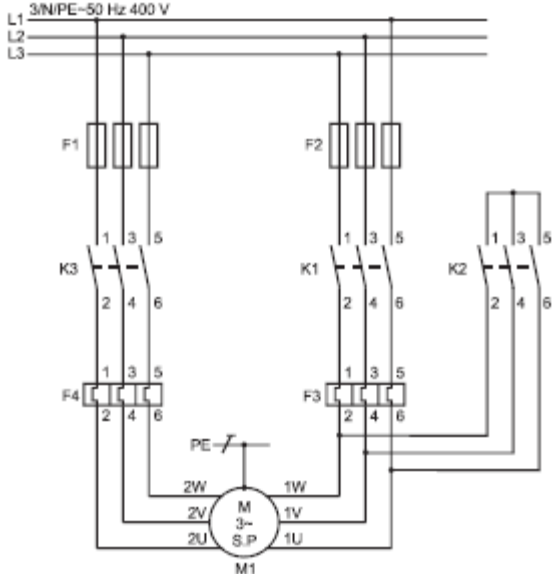


Figure 5.7 Pole changing with a winding, two speeds, one direction of rotation

5.3.2 Arranque estrella -delta

La Figura 5.8 ilustra las características típicas de corriente y par y la Figura 5.9 muestra el arranque en estrella delta. El devanado del estator se conecta primero en estrella a la red. De esta forma, el par de arranque y la corriente de arranque solo alcanzan un tercio del valor para el arranque directo. Después de la puesta en marcha, el motor se conmuta a una conexión en triángulo. Esto requiere un interruptor estrella delta y al menos seis terminales. En general, para el par de arranque y la corriente de arranque:

$$M_A = (0.5 \cdots 0.9) M_N$$

$$I_a = (1.8 \cdots 2.5) I_{rM}$$

Los significados de los símbolos son (Figura 5.8):

M_M	Motor torque
$M_{M\Delta}$	Motor torque for direct switch-on
M_{MY}	Motor torque for star delta startup
M_L	Load torque (counter-torque)
M_{L0}	Load breakaway torque
M_N	Rated torque
M_S	Breakaway torque
M_{min}	Pull-up torque
M_{max}	Breakdown torque
M_{acc}	Accelerating torque
I	Current
I_r	Rated current
I_{Δ}	Current for delta connection
I_Y	Current for star connection
n	Speed
n_s	Synchronous speed

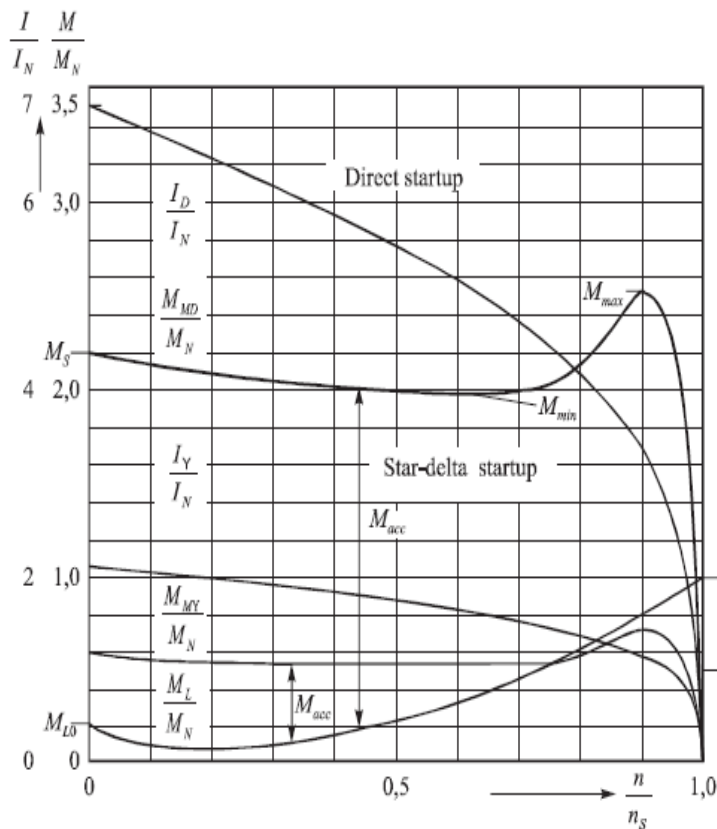


Figure 5.8 Typical current and torque characteristics [11]

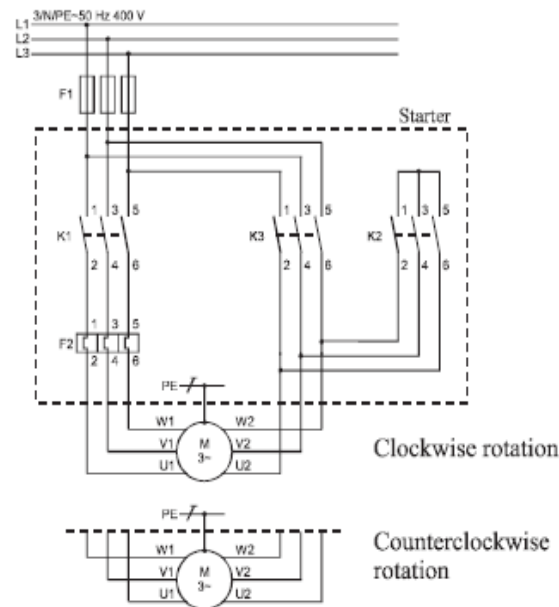


Figure 5.9 Star delta switch with star contactor, delta contactor and network contactor

Para evitar cortocircuitos al pasar de la fase estrella a la fase triángulo durante el arranque con arrancadores de motor estrella-triángulo, se debe utilizar un relé de tiempo estrella-triángulo con pausa de conmutación. Esto asegura que el arco eléctrico se ha extinguido cuando se abre el contactor en estrella, antes de que se cierre el contactor en triángulo.

Condiciones de corriente, par y potencia para la conexión estrella triángulo (Figura 5.10)
Corriente de arranque:

Dimensionamiento de los contactores para tiempos de arranque de hasta 10 s

El contactor de red K1 debe estar dimensionado para el 58 % de la potencia del motor, el contactor estrella K2 para el 33 % de la potencia del motor y el contactor triángulo K3 para el 58 % de la potencia del motor (Figura 5.9).

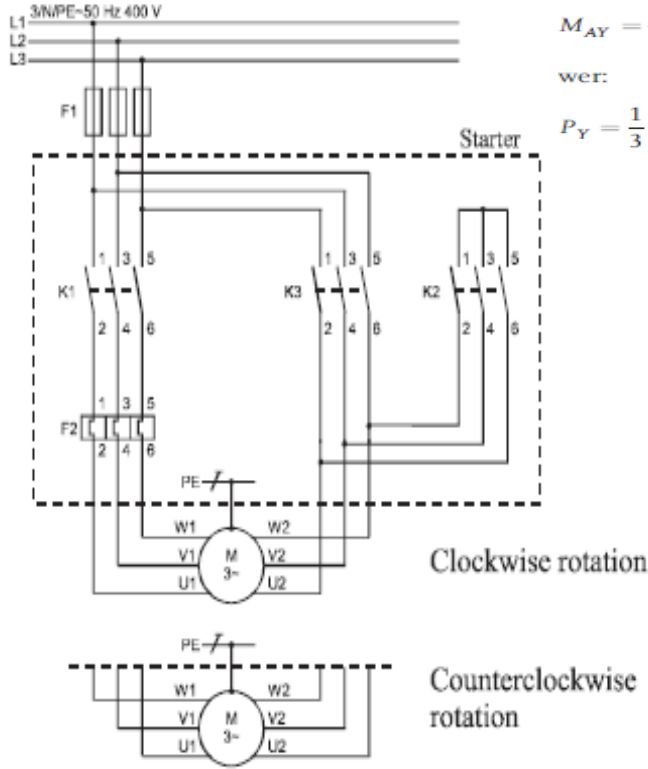


Figure 5.9 Star delta switch with star contactor, delta contactor and network contactor

$$I_{AY} = \frac{1}{3} I_{A\Delta} \tag{5.19}$$

peak torque:

$$M_{AY} = \frac{1}{3} M_{A\Delta} \tag{5.20}$$

power:

$$P_Y = \frac{1}{3} P_{\Delta} \tag{5.21}$$

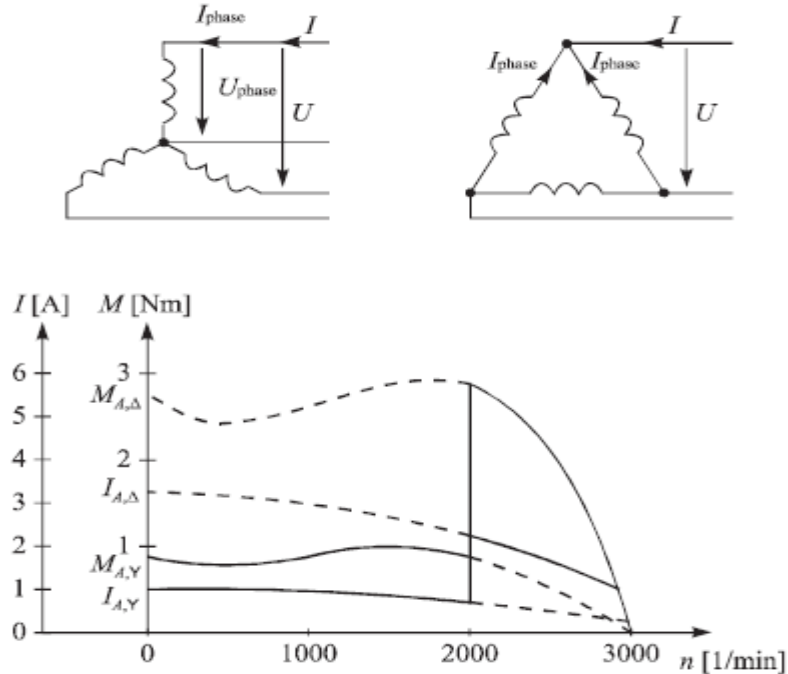


Figura 5.10 Corriente y par para arranque estrella triángulo

El relé de protección del motor está en serie con los conductores de los terminales a los terminales del motor y se activa en la conexión en estrella (Figura 5.11 a). Debe configurarse a 0,58 veces la corriente nominal del motor. El relé de protección del motor está en la línea de alimentación de la red (Figura 5.11 b). Este circuito no ofrece una protección completa, ya que su corriente se cambia a 1,7 veces la corriente de línea a línea.

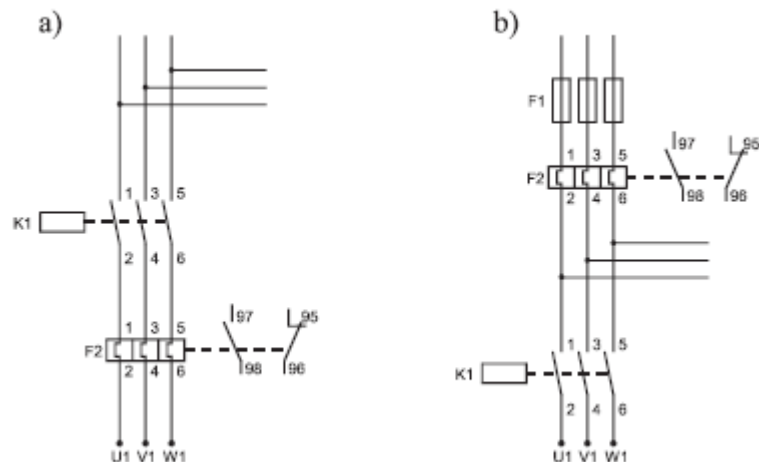


Figure 5.11 Arrangement of the network contactor (a) in the motor line, (b) in the feeder line

5.4 Ajuste de velocidad

El control de velocidad para máquinas AS es posible cambiando el deslizamiento, el número de pares de polos y la frecuencia. En América del Norte - 60 Hz. Por lo tanto, solo es posible aumentar la velocidad con el uso de un convertidor de frecuencia.

5.4.1 Control de velocidad por deslizamiento

El control del deslizamiento solo es posible con motores de anillos colectores. La velocidad del motor depende fuertemente de la carga. Una resistencia externa está conectada al devanado del rotor. Para par constante, las resistencias en el circuito del rotor están en la misma relación con las velocidades de deslizamiento. La resistencia del arrancador del rotor acoplado provoca una reducción de la potencia y, por lo tanto, reduce la eficiencia.

El relé de protección del motor está en la conexión delta estrella. En la conexión en estrella, no fluye corriente a través del relé. Durante el arranque del motor, no hay protección presente. Esta conexión se utiliza para arranques de alta inercia o arranques prolongados. La figura 5.12 muestra la disposición de los contactores en la conexión delta.

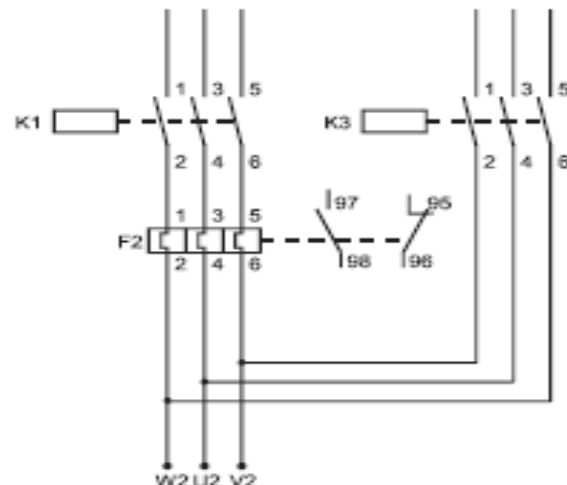


Figura 5.12 Disposición de los contactores en la conexión delta

5.4.2 Control de velocidad por frecuencia

La velocidad de un motor AS depende de la frecuencia. En redes trifásicas normales la frecuencia es de 50 Hz y en algunos países - principalmente

5.4.3 Control de velocidad por cambio de polos

Hay tres formas posibles de cambiar el número de polos en los motores de jaula de ardilla. El estator puede equiparse con:

- dos o más devanados separados
- un devanado monofásico trifásico (que permite el cambio de polos) o
- una combinación de ambos tipos de devanado.

En los tres casos, el control de velocidad no tiene pérdidas. Los motores con dos velocidades y devanados separados representan una mala utilización de la capacidad del motor, ya que para cada velocidad solo se utiliza la mitad del devanado del estator. Los motores de dos velocidades y de bobinado simple trifásico permiten una mejor utilización. El interruptor de cambio de polos Dahlander es de particular interés aquí. El devanado del estator del motor se compone de seis bobinas. Cada fase tiene dos secciones de bobinado conectadas en serie. Los circuitos habituales de Dahlander se analizan a continuación.

- **Par constante: (YY/Δ)**
El par nominal del motor es el mismo para ambas velocidades. La relación de las potencias nominales es de aproximadamente 3:2. Esto se obtiene utilizando un devanado en conexión en estrella doble para la velocidad más alta y en conexión en triángulo para la velocidad más baja.
- **Par variable: (YY/Y)**
El par varía con el cuadrado de la velocidad. En la práctica, se habla de “par decreciente” y “par de ley cuadrática”. La relación entre la velocidad y las potencias nominales es de aproximadamente 1 : 5. Esto se obtiene utilizando un devanado en conexión en estrella doble para la velocidad más alta y en conexión en estrella para la velocidad más baja.
- **Contactores de cambio de polos**
Se pueden utilizar contactores de cambio de polos sin fusibles sin relés de protección del motor con interruptores de arranque de motor y interruptores separados o con fusibles y relés de protección del motor.

Para el arranque Y/Δ (Tabla 5.1), los motores se conectan en triángulo para un funcionamiento normal. Esto significa que siempre deben estar conectados en triángulo para la tensión de funcionamiento.

Winding connection for Voltage V	Network voltage V	Direct switch-on	Y/Δ – startup
230	230	Δ	possible
400	400	Y	not possible
400	400	Δ	possible
690	690	Y	not possible
500	500	Δ	possible
500	500	Y	not possible
690	690	Δ	possible

Tabla 5.1: Comparación de circuitos Dahlander

Cuando el motor funciona sin carga o solo con una carga ligera, esto reduce el factor de potencia de la red de alimentación. A continuación, el motor debe cambiarse a una conexión en estrella.

Conexión de motores de cambio de polos

Los motores de cambio de polos normalmente se conectan como se muestra en las Figuras 5.13 a 5.17. Los motores en diseño normal tienen seis abrazaderas de terminal en la caja de terminales, así como un terminal de conductor de protección. Los motores con dos devanados separados normalmente tienen una conexión Δ/Δ , pero también se pueden pedir con una conexión Y/Y, Y/ Δ o Δ/Y .

Los motores con devanado en un circuito Dahlander normalmente tienen una conexión Δ/YY si están destinados a accionamientos con par constante. Los ventiladores tienen una conexión Y/YY. Se muestra un diagrama de circuito para cada tipo de motor.

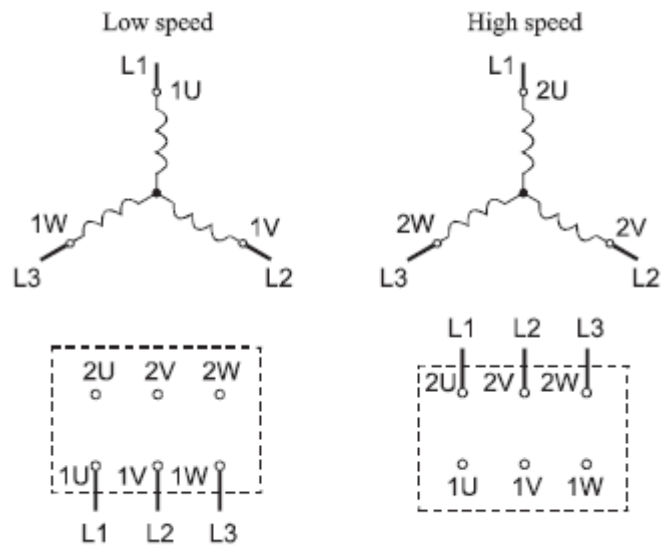


Figure 5.13 Two separate windings Y/Y

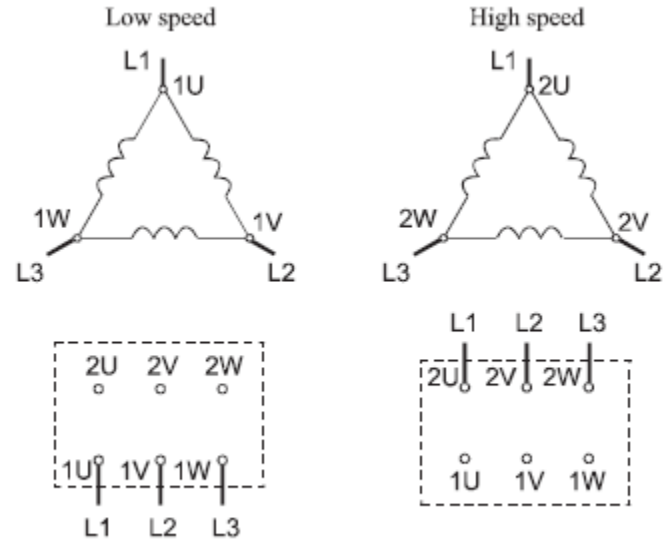


Figure 5.14 Two separate windings Δ/Δ

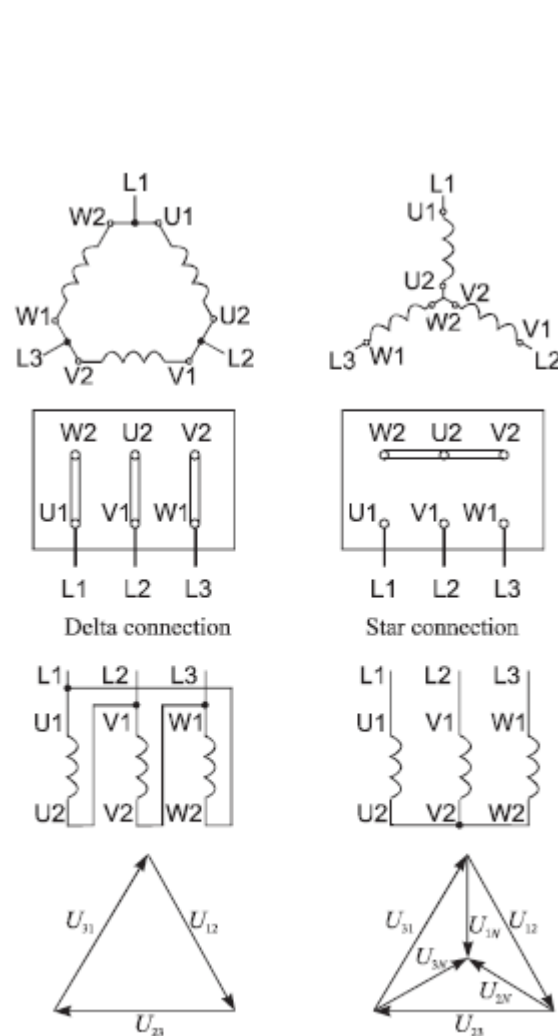


Figure 5.17 Terminal board of a squirrel cage motor

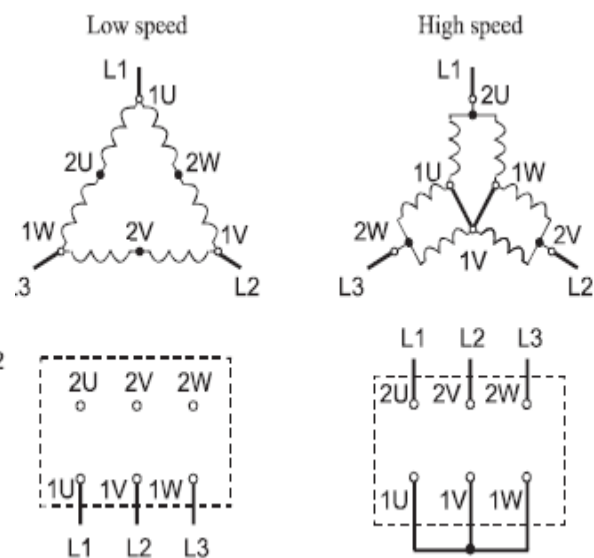


Figure 5.15 Dahlander winding Δ/YY

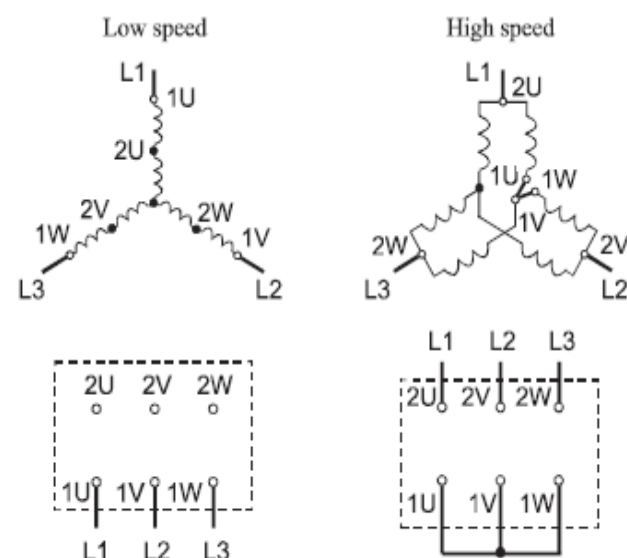
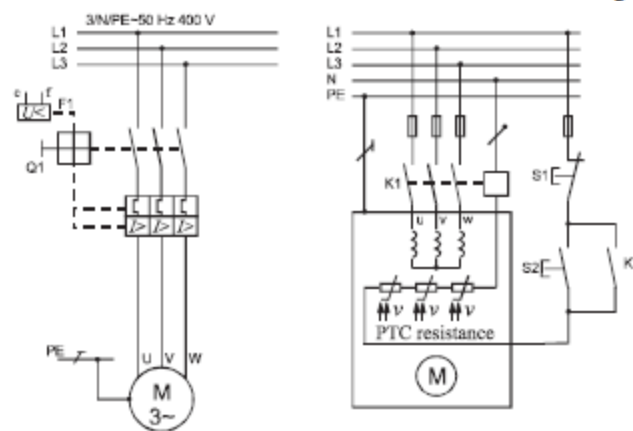


Figure 5.16 Dahlander winding Y/YY



a) with circuit breaker b) with fuses

Figure 5.18 Thermistor motor protection [62]

La protección del termistor monitorea la temperatura del devanado del motor (Figura 5.18).

El circuito PTC controla un relé de salida que a su vez controla el contactor principal. Un fallo se muestra visualmente.

5.4.4 Arrancadores suaves

El motor asíncrono tiene un alto par de arranque y una alta corriente de arranque. Para evitar estas desventajas, se utilizan diferentes procedimientos de puesta en marcha, como ya se ha descrito. Sin embargo, con todos estos no es posible lograr una coincidencia precisa con la puesta en marcha en particular. El ajuste correcto de los parámetros reduce la carga en el motor, lo que resulta en menos desgaste, menos tiempo de inactividad y mayor confiabilidad operativa. Con el arrancador suave que se describirá brevemente en esta sección, es posible configurar muy bien los parámetros de arranque [46]. Hoy en día, el circuito principal del arrancador suave está controlado por un semiconductor y no por contactos de interruptores mecánicos. Se emplean dos tiristores conectados en paralelo inverso para cada fase, de modo que la corriente puede cambiarse en cualquier momento durante las semiondas positiva y negativa. Un microprocesador integrado controla el período de conducción con la ayuda del ángulo de disparo del tiristor.

El arrancador suave permite un arranque suave con una corriente de arranque reducida. La corriente de arranque depende directamente del par de arranque estacionario requerido y de la masa de la carga a acelerar. En muchos casos, el arrancador suave minimiza las pérdidas de energía debido a que el voltaje del motor se monitorea continuamente y se adapta automáticamente al requerimiento real. Esto es especialmente cierto cuando el motor funciona con una carga ligera.

La Figura 5.19 representa una comparación entre diferentes procedimientos de inicio.

5.4.5 Modos de funcionamiento del motor

S1 Funcionamiento continuo

Operación a un nivel de potencia constante durante un período lo suficientemente largo como para que se establezca el equilibrio térmico (Figura 5.20).

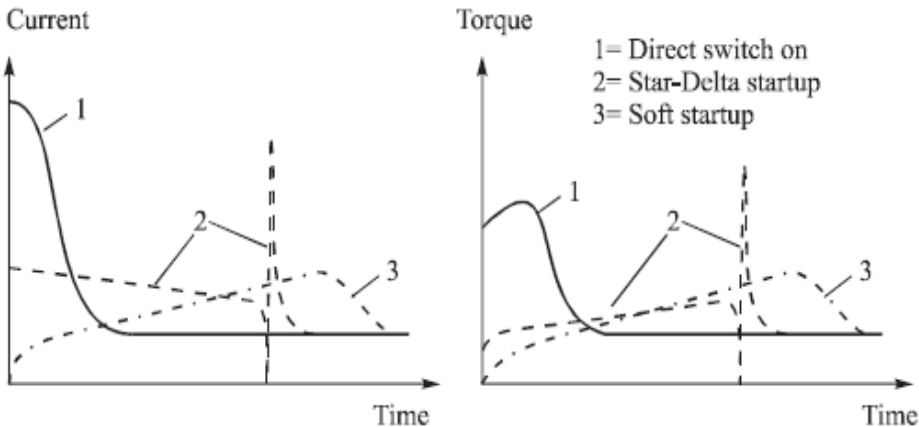


Figura 5.19 Comparación de procedimientos de arranque [47]

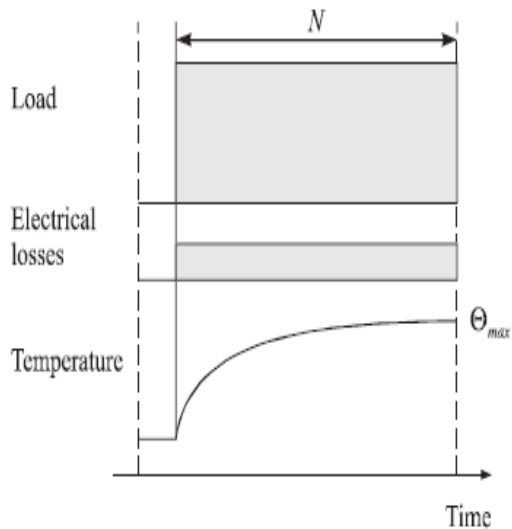


Figura 5.20 Funcionamiento continuo [62]

S2 Operación de corta duración

Funcionamiento a un nivel de potencia constante durante un período de tiempo que no es suficiente para que se establezca el equilibrio térmico, seguido de una pausa de duración tal que el motor pueda asumir una temperatura que no se desvíe en más de 2K de la del medio refrigerante (Figura 5.21).

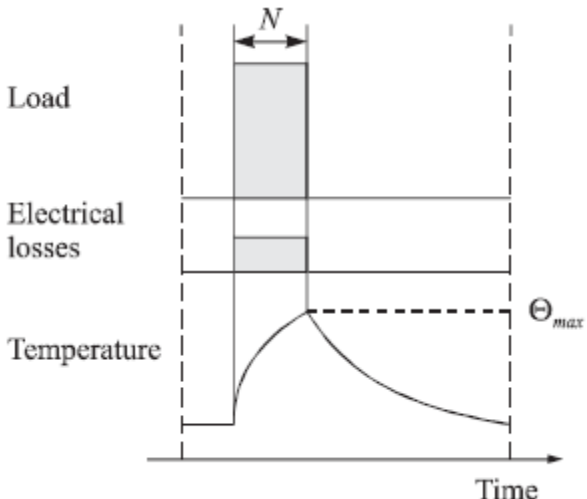


Figura 5.21 Operación de corta duración [62]

S3 Funcionamiento intermitente

Operación en una serie de ciclos de carga similares, cada uno de los cuales consta de un tiempo bajo constante carga y una pausa para la cual la corriente de arranque muere no conducen a un calentamiento apreciable. El ciclo de carga es demasiado corto para que se establezca el equilibrio térmico (Figura 5.22).

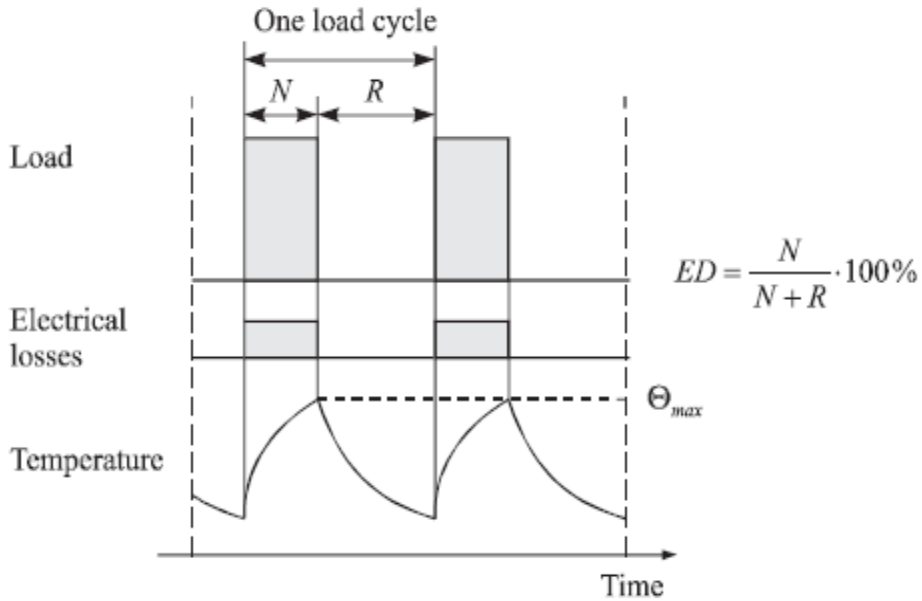


Figure 5.22 Intermittent operation [62]

S4 Funcionamiento intermitente bajo la influencia del procedimiento de puesta en marcha

Funcionamiento en una serie de ciclos de carga similares, cada uno con un tiempo de arranque cuya duración afecta significativamente a la temperatura y que consiste en un tiempo en carga constante y una pausa. El ciclo de carga es demasiado corto para que se establezca el equilibrio térmico (Figura 5.23).

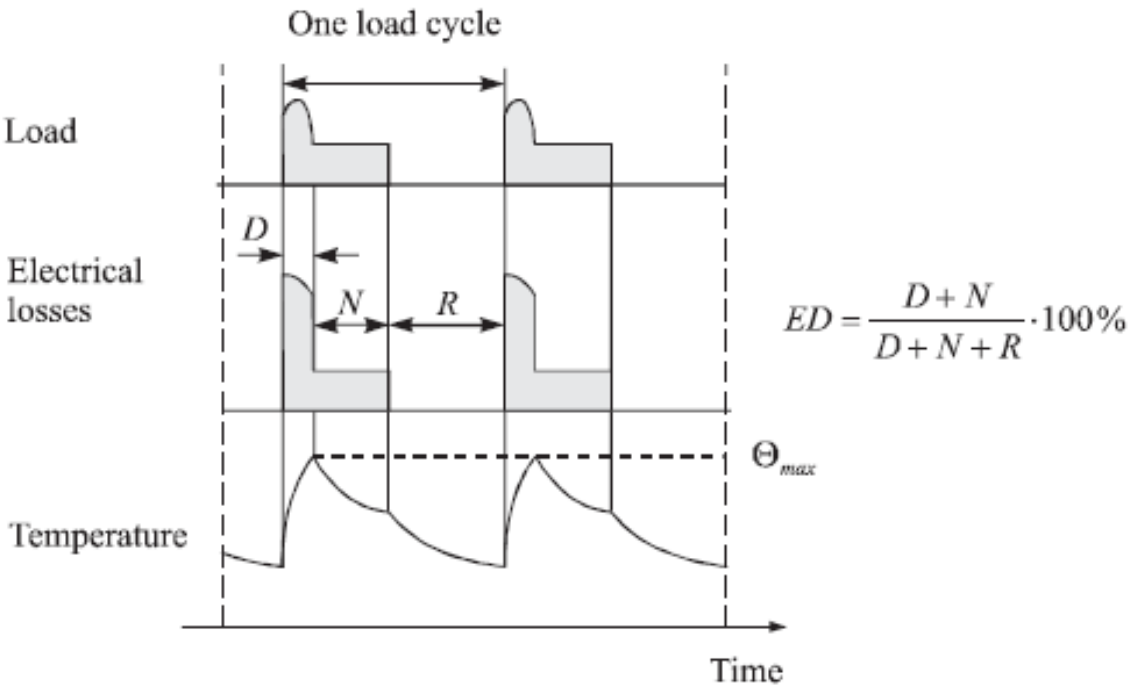


Figure 5.23 Intermittent operation under influence of the startup procedure [62]

S5 Funcionamiento intermitente bajo la influencia del procedimiento de arranque y frenado

Funcionamiento en una serie de ciclos de carga similares, cada uno de los cuales consta de un tiempo de arranque y un tiempo bajo carga constante, seguidos de un frenado eléctrico rápido y una pausa. El ciclo de carga es demasiado corto para que se establezca el equilibrio térmico (Figura 5.24).

S6 Funcionamiento periódico ininterrumpido con carga intermitente

Funcionamiento en una serie de ciclos de carga similares, cada uno de los cuales consta de un tiempo con carga constante y un tiempo sin carga. El ciclo de carga es demasiado corto para que se establezca el equilibrio térmico (Figura 5.25).

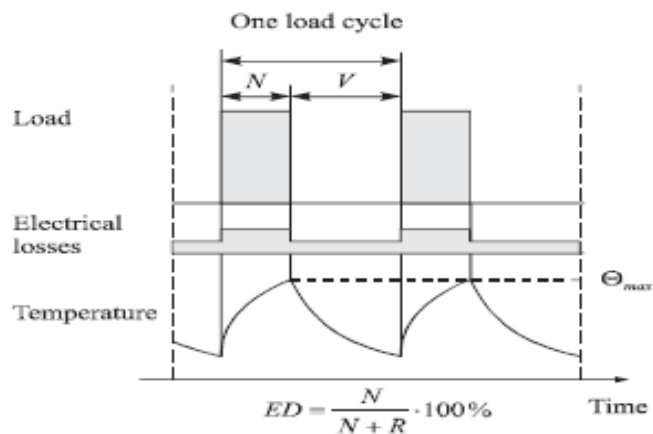


Figure 5.25 Uninterrupted periodic operation with intermittent loading [62]

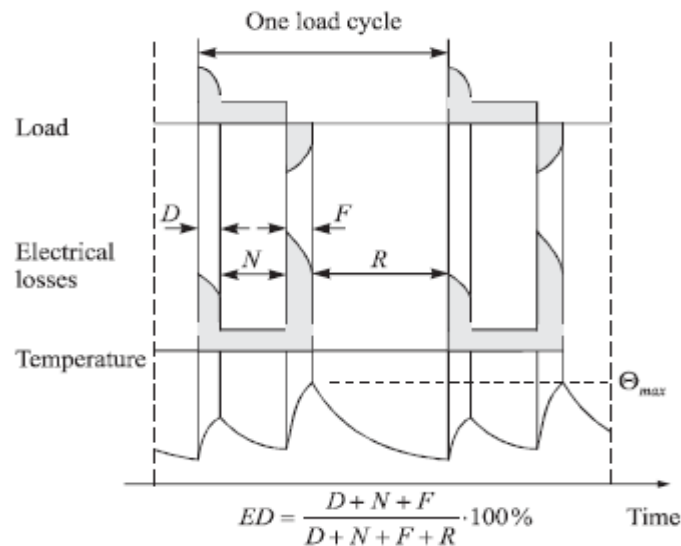


Figure 5.24 Intermittent operation under influence of the startup procedure and braking [62]

S7 Funcionamiento periódico ininterrumpido con frenado eléctrico

Funcionamiento en una serie de ciclos de carga similares, cada uno de los cuales consta de un tiempo de arranque, un tiempo con carga constante y un tiempo con frenado eléctrico. No hay pausa. El ciclo de carga es demasiado corto para que se establezca el equilibrio térmico (Figura 5.26).

S8 Funcionamiento periódico ininterrumpido con cambio de velocidad

Operación en una serie de ciclos de carga similares, cada uno de los cuales consta de un tiempo bajo carga constante a una velocidad determinada y luego una o más veces bajo una carga diferente, correspondientes a diferentes velocidades (como para la operación de un asíncrono de polos cambiantes). - nous motor). El ciclo de carga es demasiado corto para que se establezca el equilibrio térmico (Figura 5.27).

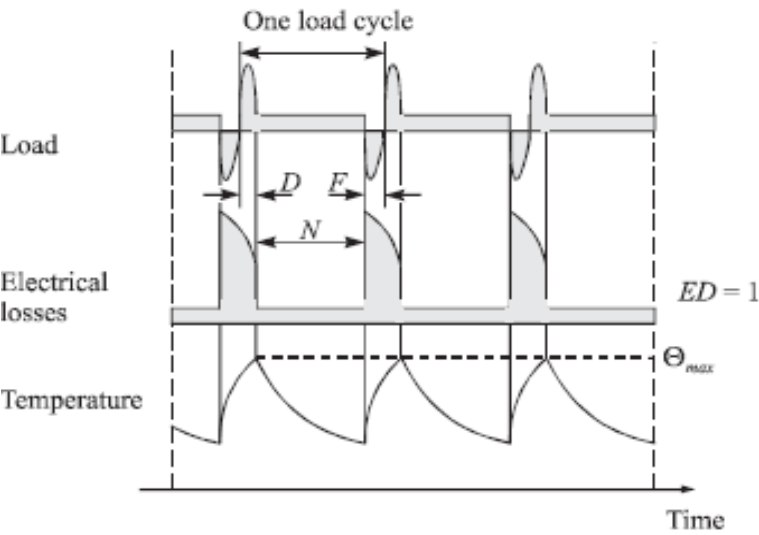


Figure 5.26 Uninterrupted periodic operation with electrical braking [62]

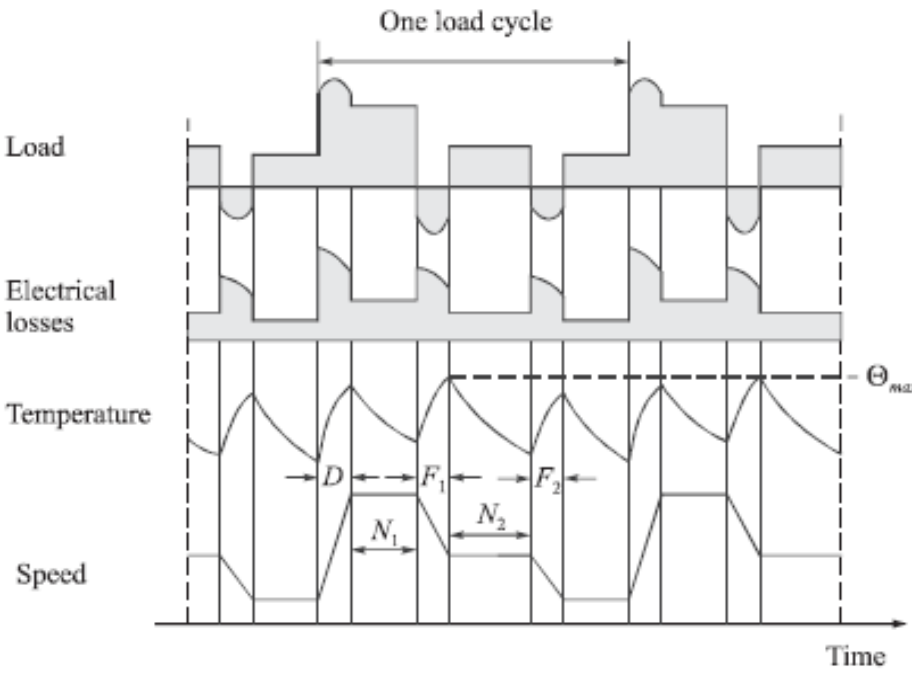


Figure 5.27 Uninterrupted periodic operation with change of speed [62]

S9 Funcionamiento periódico ininterrumpido con cambios de velocidad y carga no periódicos

Funcionamiento en el que la carga y la velocidad cambian generalmente de forma no periódica dentro del rango de funcionamiento admisible. En este modo de funcionamiento, con frecuencia se producen picos de carga que pueden estar muy por encima de la potencia nominal. Para este modo de operación, una carga continua apropiadamente elegida debe ser definida como el valor de referencia para el ciclo de carga (Figura 5.28).

Aunque existen muchos métodos estándar para describir las condiciones de funcionamiento de un motor, los ciclos de carga suelen ser más complicados que los definidos. Un método común para la determinación del dimensionamiento de la potencia requerida es el cálculo de la potencia efectiva a partir de la siguiente ecuación:

$$P_M^2 = \frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt \tag{5.23}$$

aprovechando el tiempo de ciclo de carga T , la potencia P variable en el tiempo y la potencia nominal PM.

El método asume que la carga momentánea causa aproximadamente el mismo estrés térmico que la carga continua PM. Además, se supone que las pérdidas varían con el cuadrado de la carga y que el aumento de temperatura es directamente proporcional a las pérdidas totales. Esto se aplica a motores en funcionamiento ininterrumpido con carga intermitente. Si el motor está en reposo entre los tiempos del ciclo de carga, el enfriamiento no es tan eficiente. La relación anterior debe entonces ser reemplazada por:

$$P_M^2 \left(\sum t_1 + \frac{1}{3} \sum t_k \right) = \sum P_1^2 t_1 \tag{5.24}$$

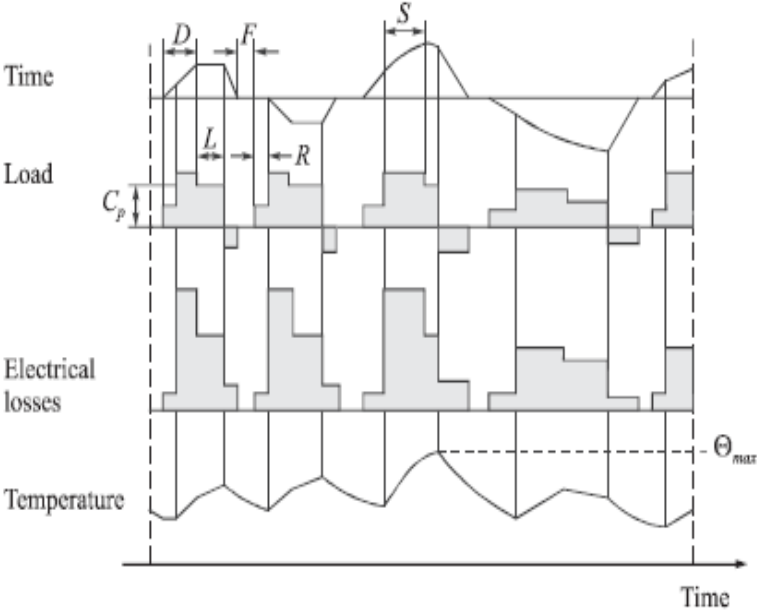


Figure 5.28 Uninterrupted periodic operation with non-periodic load and speed changes [62]

en función del tiempo de ciclo de carga t1, las cargas P1 y los períodos de descanso th. A continuación examinaremos los dos casos siguientes

1. Cambio de carga durante la operación periódica ininterrumpida (Figura 5.29)

$$P_M = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + P_3^2 t_3 + P_4^2 t_4 + P_5^2 t_5 + P_6^2 t_6}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6}} \quad (5.25)$$

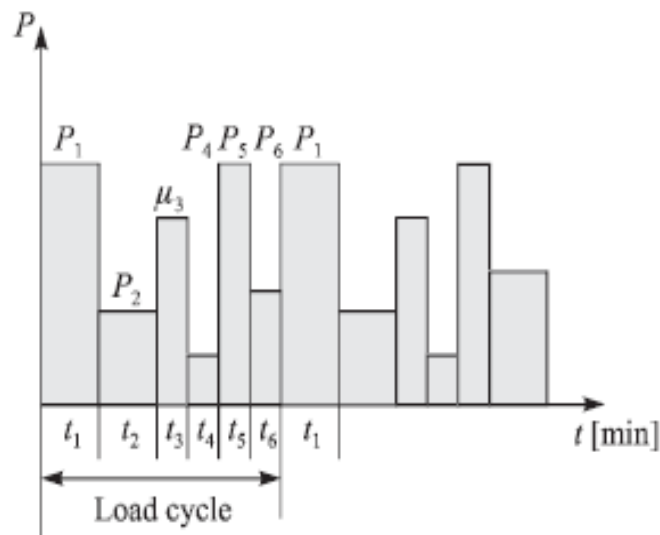


Figure 5.29 Change of load during uninterrupted periodic operation [62]

2. Cambio de carga y periodo de descanso entre los ciclos de carga (Figura 5.30)

$$P_M = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_3^2 t_3 + P_5^2 t_5 + P_6^2 t_6}{t_1 + t_3 + t_5 + t_6 + \frac{1}{3}(t_2 + t_4 + t_7)}} \quad (31)$$

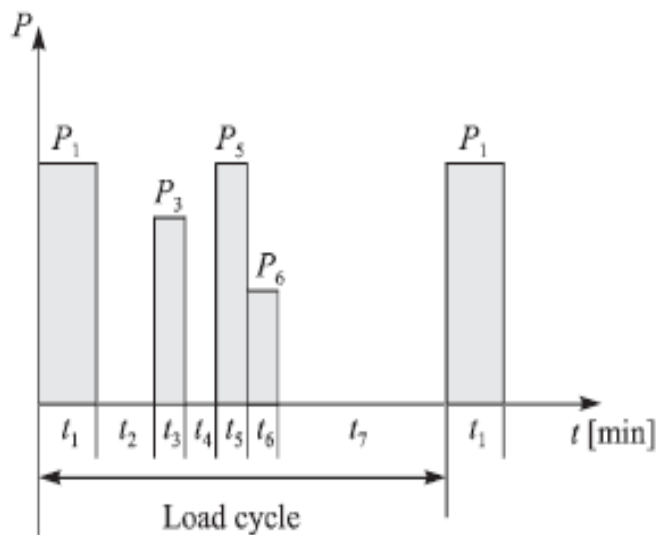


Figure 5.30 Change of load and rest period between the load cycles [62]

La placa de identificación del motor (Figura 5.31) proporciona todos los valores característicos de un motor, como el nombre del fabricante, la designación del tipo, el número de producción, la tensión nominal, la corriente nominal, la potencia nominal, el modo de funcionamiento, el tipo de protección, la clase de aislamiento, el par nominal, y frecuencia, método de conexión, eficiencia, factor de potencia, peso del motor y estándares cumplidos, p. Normas VDE e IEC. Todos estos datos son necesarios para la planificación y el uso del motor.

☐

Manufacturer:

Three phase motor:

NR. 124202 - 73

690/400 V

Y/Δ / A

4.5 kW

COS φ 0.89

Efficiency: 0.88

50 HZ

970 U/MIN

Protection mode IP 22:

ISO, KL, B

☐

Norm and regulations:

Example:

Manufacturer name: ABB

Motor 3~ 50/60Hz IEC 34-1
MBT 112 M 2860/3460 r/min
4/4,6 kW Cl. F cosφ=0,90
380-420/440-480 VY 8.1/8.1 A
220-240/250-280 VΔ 14.0/14.0 A
No, **MK 142 031-AS** IP55 30 kg

Table 5.2: Rated motor values for $U_{rM} = 400\text{ V}$ [11]

Choice of starters and rated motor values					
P_{rM} kW	I_{rM}	Installation-B2 mm ²	Current setting (I_c) A	Direct startup (I_{rsi}) A	Y/Δ startup A
0.18	0.7	1.5	0.6–1.0	6	–
0.25	0.85	1.5	0.6–1.0	6	2
0.37	1.15	1.5	1.0–1.6	6	4
0.55	1.55	1.5	1.6–2.5	10	4
0.75	2	1.5	1.6–2.5	10	6
1.1	2.9	1.5	2.5–4	16	6
1.5	3.7	1.5	2.5–4	16	6
2.2	5.2	2.5	4–6	20	10
3	6.9	2.5	6–9	25	16
4	9	2.5	6–9	35	20
5.5	12	2.5	9–13	35	25
7.5	16	6	13–18	50	32
11	23	6	18–23	63	40
15	30	10	28–42	80	63
18.5	37	10	28–42	80	63
22	44	10	40–52	100	80
30	59	16	52–65	125	100
37	71	16	60–75	160	125
45	86	25	72–100	200	160
55	104	35	72–100	200	200
75	144	50	102–170	250	200
90	172	70	102–170	315	250
110	209	95	126–210	355	315
132	248	120	180–300	400	400
160	300	150	180–300	500	400
200	372	240	240–400	500	500
250	468	2 × 90	378–630	630	630
315	568	2 × 120	378–630	800	800

La Figura 5.32 resume los datos más importantes para la planificación del proyecto de motores asíncronos trifásicos.

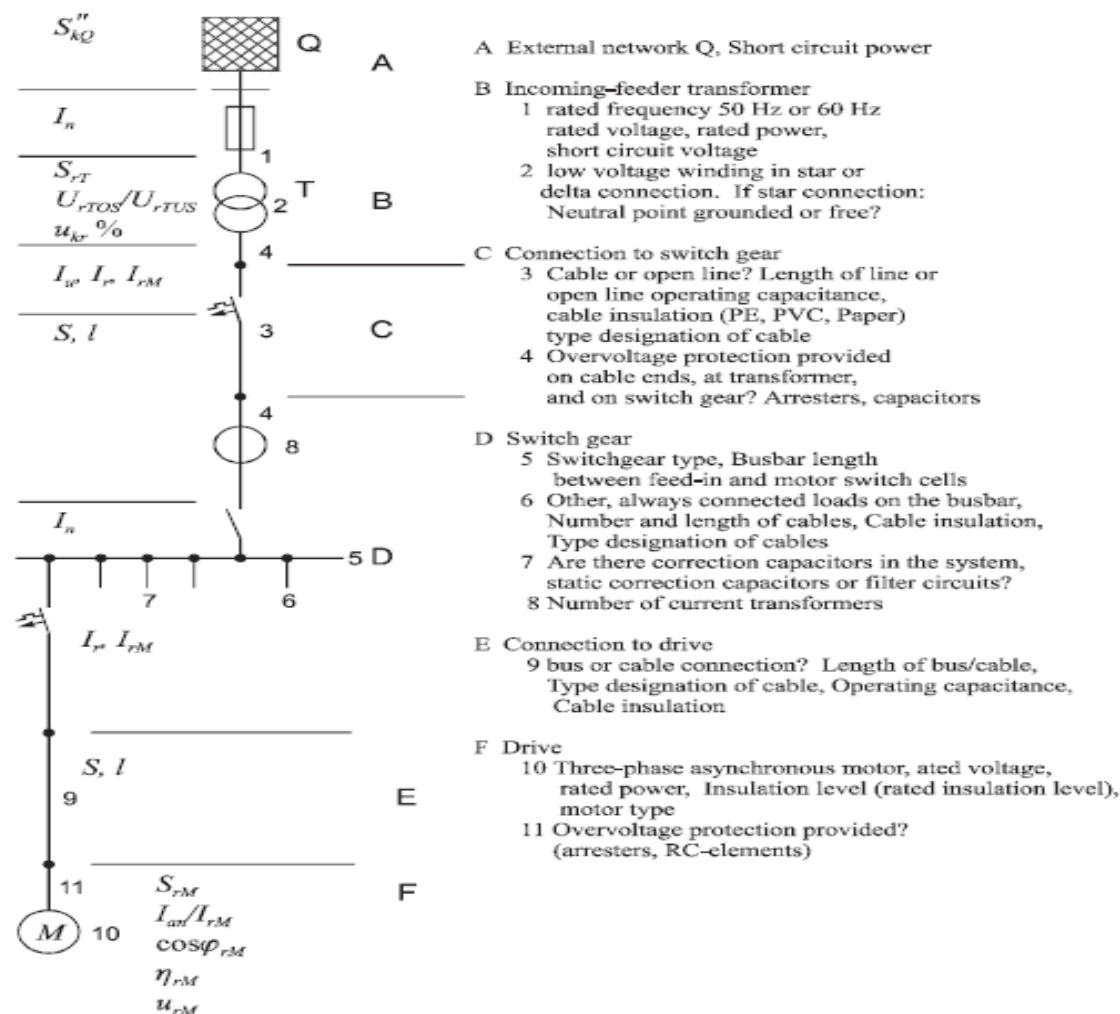


Figure 5.32 Required planning data for three-phase asynchronous motors

5.5 Planificación de proyectos de accionamientos

Durante la planificación del proyecto es necesario adaptar el motor a los requisitos de potencia y el comportamiento funcional del accionamiento. El dimensionamiento correcto y la elección correcta de un motor requieren los siguientes datos para una instalación y uso técnicamente correctos:

5.5.1 Ejemplo I: Cálculo con SIKOSTART

En este apartado calcularemos la característica de par, corriente y tiempo de un motor con el programa SIKOSTART [46], incluido en el CD-ROM que acompaña a este libro (ver Apartado 17.1.1). El par motor cambia con el cuadrado del voltaje ($M \propto U^2$) y la corriente del motor es lineal con el voltaje aplicado ($I \propto U$). Como resultado, el par de aceleración y la corriente de arranque del motor se pueden limitar controlando el valor efectivo del voltaje terminal del motor, es decir, solo se debe cambiar el voltaje. Después de la puesta en marcha, los tiristores se accionan sin control de fase. Los siguientes valores sirven como base para el cálculo:

- el momento de inercia total del accionamiento
- el par de aceleración como la diferencia entre el par motor y el par de carga.

Para realizar 1 necesarios.	Entering the motor data	atos 3
	Motor type	Waste water pump
	Rotor class	16
	Rated power	18.5 kW
	Moment of inertia	0.1300 kg/m ²
	Rated speed	1460 rpm
	Rated current	35 A
	Rated torque	121 Nm
2	Entering the load data	
	Type of load	Pump

$\frac{M_K}{M_N}$	Overload conditions
$\frac{M_A}{M_N}$	Startup conditions
$\frac{I_A}{I_{rM}}$	Starting current conditions
P_{rM}	Rated power
$\cos \varphi_{rM}$	Rated power factor
η_{rM}	Rated efficiency
s	Slip
n	Speed of rotation
	Heating, ambient conditions, height of installation, type of attachment, type of construction and type of protection, control units

Required power	15 kW
or load torque	0 Nm
Speed	1460 rpm
Mass moment of inertia	0.25 kg/m ²
Torque characteristic	square law
Entering the starting parameters	
Breakaway pulse	ON
Breakaway pulse voltage	80 %
Breakaway pulse time	0 ms
Start ramp startup voltage	35 %
Start ramp ramping time	3 second
Limiting current	6535 A
Limiting voltage	70%
Limiting time	1 second
4 Calculation	
Motor type	Waste water pump
Breakaway pulse voltage	80 %
Direct startup time	0.28 seconds
Startup time with SIKOSTART	1.6 seconds
Starting current	83 A
Max. starting current	91 A

Table 5.3: Planning data

Motor data (direct startup)				Load data	
n	M/M _N	n rpm	I/I _N	n _L rpm	M/M _L
0	2.3	0	7	0	0.06
116	2.27	750	6	133	0.01
300	2.32	1050	5.09	265	0.04
570	2.5	1172	4.45	398	0.07
1050	2.94	1293	6.3	664	0.21
1200	2.97	1500	0.41	797	0.30
1394	2.11			1062	0.53
1460	1.0			1327	0.83
1500	0			1460	1.00

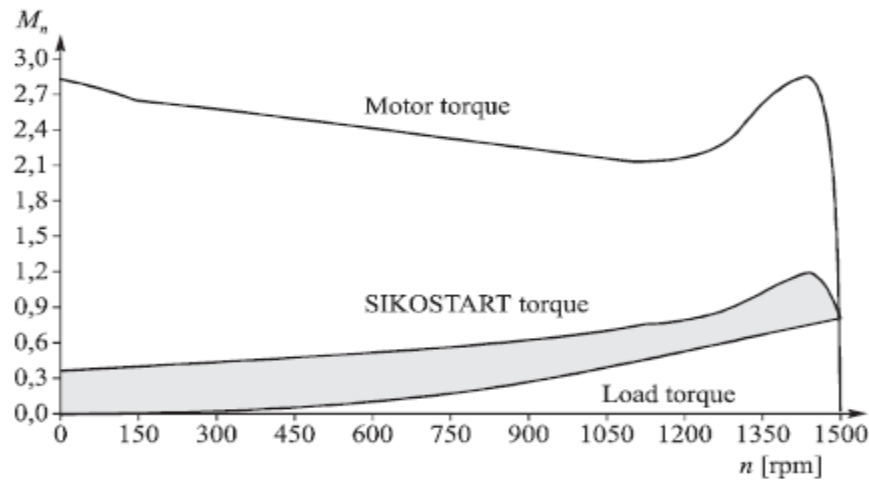


Figure 5.33 Torque behavior as a function of motor speed

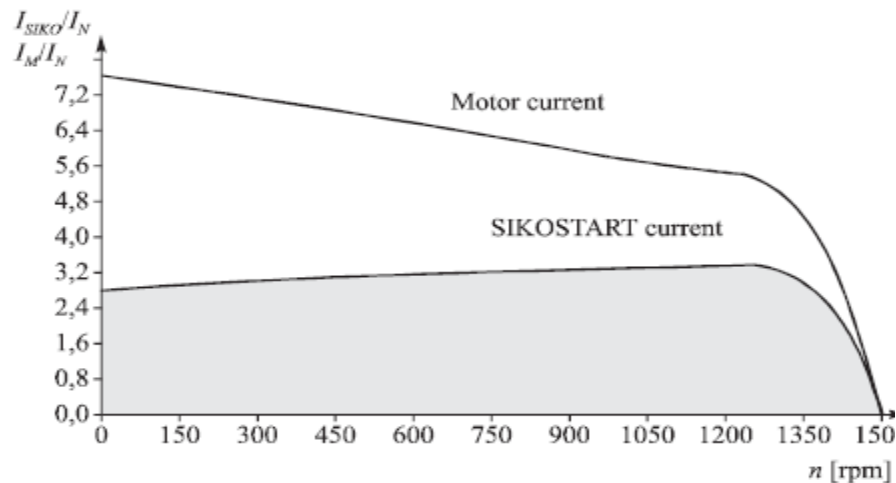


Figure 5.34 Current behavior as a function of time

Resultados del cálculo

Comportamiento del par (Figura 5.33) en función de la velocidad del motor para arranque directo y para arranque con los parámetros de arranque anteriores, junto con la carga.

Comportamiento de la corriente (Figura 5.34) en función de la velocidad del motor para arranque directo y para arranque con los parámetros de arranque anteriores.

Comportamiento temporal (Figura 5.35) de la tensión del terminal del motor, la corriente del motor y la velocidad del motor en el arranque con los parámetros de arranque anteriores.

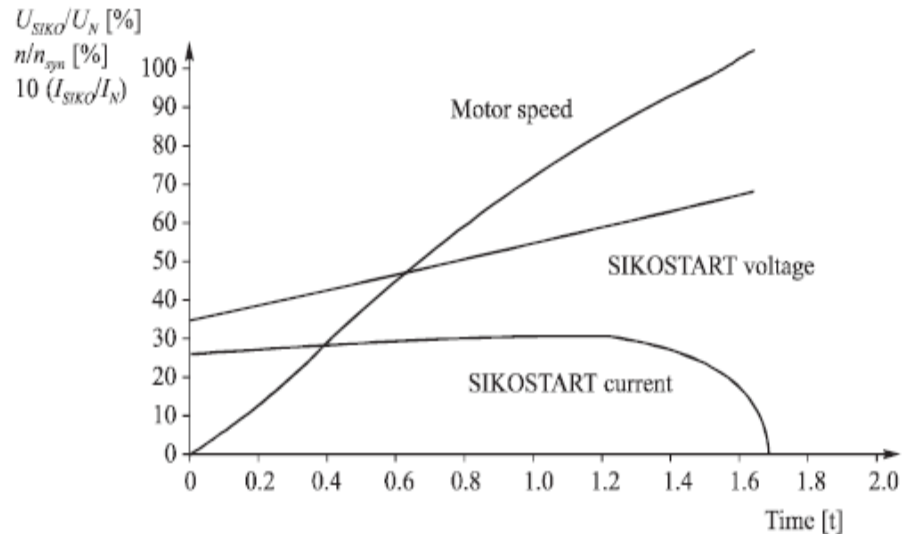


Figure 5.35 Time behavior of motor speed, terminal voltage and current with SIKOSTART

5.5.2 Ejemplo 2: Cálculo de sobrecarga y condiciones de arranque

Dado los siguientes datos del motor:

$$P_{rM} \quad 18.5 \text{ kW}$$

$$U_{rM} \quad 400 \text{ V}$$

$$n \quad 1460 \text{ min}^{-1}$$

$$I_{rM} \quad 35 \text{ A}$$

$$M_A / M_N \quad 2.5$$

$$I_a / I_{rM} \quad 6$$

$$M_K / M_N \quad 2.9$$

calcular todos los valores nominales del motor para la conexión estrella-triángulo.

En la conexión delta:

$$M_A = 2.5 M_N$$

En la conexión en estrella:

$$M_A = \frac{2.5}{3} M_N = 0.83 M_N$$

In the delta connection:

$$I_{a\Delta} = 6 I_{rM} = 6 \cdot 35 \text{ A} = 210 \text{ A}$$

In the star connection:

$$I_{aY} = \frac{1}{3} I_{a\Delta} = \frac{1}{3} \cdot 210 \text{ A} = 70 \text{ A}$$

$$M_N = \frac{P_{rM}}{2\pi n_N} = \frac{18.5 \cdot 10^3 / \text{s} \cdot 60 \text{ s} / \text{min}}{2\pi \cdot 1460 \text{ min}^{-1}} = 121 \text{ Nm} \quad (5.27)$$

$$M_A = 2.5 M_N = 2.5 \cdot 121 = 302.5 \text{ Nm} \quad (5.28)$$

$$M_K = 2.9 M_N = 2.9 \cdot 121 = 350.9 \text{ Nm} \quad (5.29)$$

5.5.3 Ejemplo s: Cálculo de datos del motor

Un motor asíncrono trifásico tiene los siguientes valores nominales:

$P_{rM} = 400 \text{ kW}$, $U_{rM} = 400 \text{ V}$, 50 Hz , $I_{rM} = 750 \text{ A}$, $\cos \varphi = 0,86$, $n = 1448 \text{ rpm}$, 4 pines

- a) Calculate the slip s for the given rated motor speed.
- b) Calculate the frequency of the rotor voltage f_L .
- c) Calculate the efficiency η !

$$s = \left(1 - \frac{n}{n_s}\right) \cdot 100 \% = \left(1 - \frac{1448}{1500}\right) \cdot 100 \% = 3.46 \% \quad (5.30)$$

$$f_L = \frac{f \cdot s}{100 \%} = \frac{50 \text{ Hz} \cdot 3.46 \%}{100 \%} = 1.73 \quad (5.31)$$

$$P_1 = \sqrt{3} U_{rM} I_{rM} \cos \varphi \quad (5.32)$$

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 750 \text{ A} \cdot 0.86 = 446.87 \text{ kW} \quad (5.33)$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = 400 \frac{\text{kW}}{446.87 \text{ kW}} = 0.896 \quad (5.34)$$

5.5.4 Ejemplo 4: Cálculo del diámetro de la polea de la correa y la potencia del motor

Se supone que un motor trifásico acciona una hoja de sierra circular de 550 mm de diámetro y una velocidad de apertura de 36 m/s. La polea de la correa de la hoja de sierra tiene un diámetro de 130 mm. El deslizamiento de la correa es del 2,8%.

Solution to a:

$$v_2 = \pi d n_2 \quad (5.35)$$

a) ¿Qué diámetro debe tener la polea del motor si su velocidad de rotación es de 995 rpm?

$$n_2 = \frac{v_2}{\pi d} = \frac{36 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{\pi \cdot 0.55 \text{ m}} = 20.84 \frac{1}{\text{s}} \quad (5.36)$$

$$n_2 = 20.84 \frac{1}{\text{s}} \cdot 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} = 1250.4 \frac{1}{\text{min}} \quad (5.37)$$

b) ¿Cuánta potencia debe suministrar el motor si se requiere una fuerza de 340 N en la polea de la correa del motor?

with $n_1 d_1 = n_2 d_2$

$$d_1 = \frac{n_2 d_2}{n_1} = \frac{1250.4 \frac{1}{\text{min}} \cdot 130 \text{ mm}}{955 \frac{1}{\text{min}}} = 170.21 \text{ mm} \quad (5.38)$$

Solution to b:

$$v = \pi d_1 n_1 = \frac{\pi \cdot 170.21 \text{ mm} \cdot 955 \frac{1}{\text{min}}}{60 \frac{\text{s}}{\text{min}}} = 8.51 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (5.39)$$

$$P = F v_1 = 340 \text{ N} \cdot 8.51 \frac{\text{m}}{\text{s}} = 2894 \frac{\text{Nm}}{\text{s}} = 2.984 \text{ kW} \quad (5.40)$$

5.5.5 Ejemplo 5: Dimensionamiento de un Motor

Se supone que una bomba con una potencia de 19 kW, $\cos \varphi = 0,8$ funciona cinco veces por hora durante 60 s con una carga a corto plazo de 72 s. La temperatura ambiente es de 50 °C; instalación tipo C; $I_{an}/I_{rM} = 7$, resistencia de lazo hasta distribución 0,3 Ω; $l = 10 \text{ m}$.

Determinar:

- ☐ Capacidad de corriente de carga
- ☐ Fusible de reserva
- ☐ Caída de voltaje
- ☐ Corriente de cortocircuito
- ☐ Ajuste de corriente
- ☐ Tiempo de parada permitido

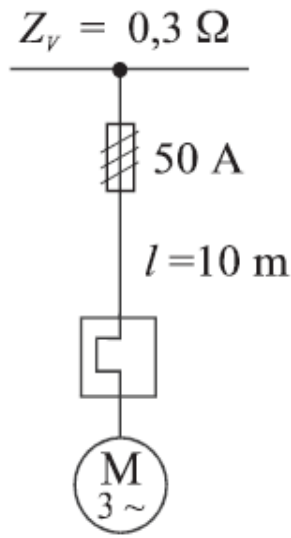


Figure 5.36 Calculation for a motor with operating modes

a) **Current carrying capacity**

For the load factor n :

$$n = \sqrt{\frac{1}{1 - e^{-t_e/T}}}, \text{ where } t_e = 60 \text{ s}, T = 72 \text{ s} \quad (5.41)$$

$$n = \sqrt{\frac{1}{1 - e^{t_e/T}}} = \sqrt{\frac{1}{1 - e^{60/72}}} = \sqrt{\frac{1}{1 - e^{0.833}}} \quad (5.42)$$

$$n = \sqrt{\frac{1}{1 - \frac{1}{2.3}}} = \sqrt{\frac{1}{1 - 0.434}} = 1.33 \quad (5.43)$$

La sección transversal de las líneas aisladas depende del valor de tiempo mínimo. Durante 72 s se elige la línea de 4 x 4 mm². La nueva capacidad de corriente de carga la línea es entonces:

$$I'_Z = n I_Z \quad (5.44)$$

$$I_Z = 34 \text{ A} \quad (5.45)$$

$$I'_Z = 1.33 \cdot I_Z = 1.33 \cdot 34 \text{ A} = 45.2 \text{ A} \quad (5.46)$$

Fusible de respaldo:

Un fusible de 50 A (gL) proporcionará suficiente protección contra cortocircuitos.

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{19 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0.8} = 34.3 \text{ A} \quad (5.47)$$

Caída de tensión:
$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I l \cdot 1.12 \cos \varphi}{\kappa S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34.3 \text{ A} \cdot 10 \text{ m} \cdot 1.12 \cdot 0.8}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 4 \text{ mm}^2} = 2.37 \text{ V} = 0.6 \% \quad (5.48)$$

d) Corriente de Cortocircuito

$$R_L = \frac{1.24 \cdot 2l}{\kappa S} = \frac{1.24 \cdot 2 \cdot 10 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 4 \text{ mm}^2} = 0.11 \Omega \quad (5.49)$$

$$Z_S = 0.3 \Omega + 0.11 \Omega = 0.41 \Omega \quad (5.50)$$

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{0.95 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0.41 \Omega} = 535.1 \text{ A} \quad (5.51)$$

e) Ajuste de Corriente

El interruptor de protección del motor está ajustado a la corriente nominal de 34,3 A.

e) Tiempo de parada permitido:

$$t_{zul} = \left(k \frac{S}{I''_{k1}} \right)^2 = \left(115 \frac{\text{A} \sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2} \cdot \frac{4 \text{ mm}^2}{535.1 \text{ A}} \right)^2 = 0.74 \text{ s} \quad (5.52)$$

6 Generadores de emergencia

Los generadores de emergencia (Figura 6.1) se utilizan para proporcionar a los consumidores del sistema derecho a un servicio de reserva en caso de avería o apertura del suministro eléctrico normal. Se componen del generador, el volante y el motor.

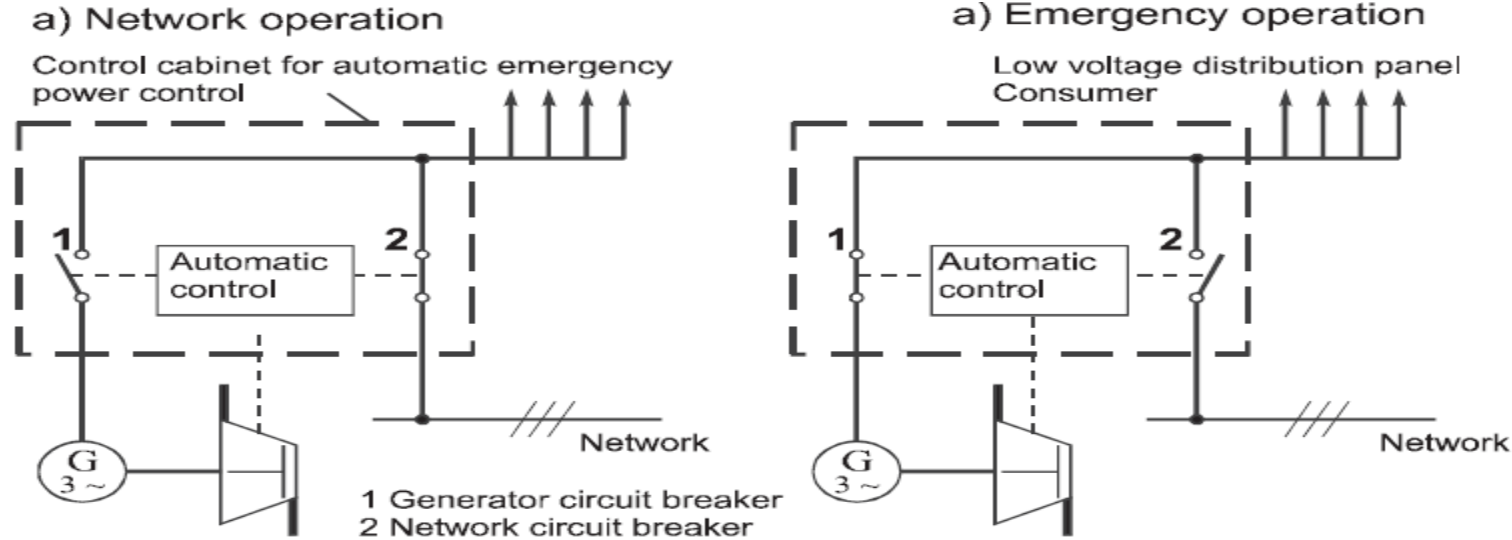


Figura 6.1 Esquema de circuito para generadores de reserva

Para el dimensionamiento de la potencia del generador para abastecer a un gran número de consumidores, se debe tomar como base la carga conectada con el factor de simultaneidad. Esta carga conectada debe ser aproximadamente el 60 % de la carga nominal del generador de reserva. El motor primario debe estar diseñado para la potencia efectiva y el generador para la potencia aparente. La alimentación de la red al control automático de energía de reserva se realiza a través de la distribución secundaria, a la que también están conectados otros consumidores. La fiabilidad funcional y operativa de los generadores de reserva solo se garantiza cuando la planificación tiene en cuenta todos los requisitos para la canalización del aire de entrada y salida, la ventilación de la sala, la atenuación del sonido y el suministro de combustible. Los componentes principales son:

- Generador
- Sistema de batería
- Control standby de emergencia
- Sistema de combustible
- Sistema de escape con atenuación de ruidos
- Ventiladores para ventilación del lugar
- Conductos de entrada y salida de aire

La potencia de arranque (Figura 6.2) y el factor de corrección (Figura 6.3) para consumidores con una potencia de arranque alta, teniendo en cuenta la caída de tensión todavía admisible, se calculan de la siguiente manera y se prevé una reserva adicional del 20 % para cubrir futuras necesidades energéticas.

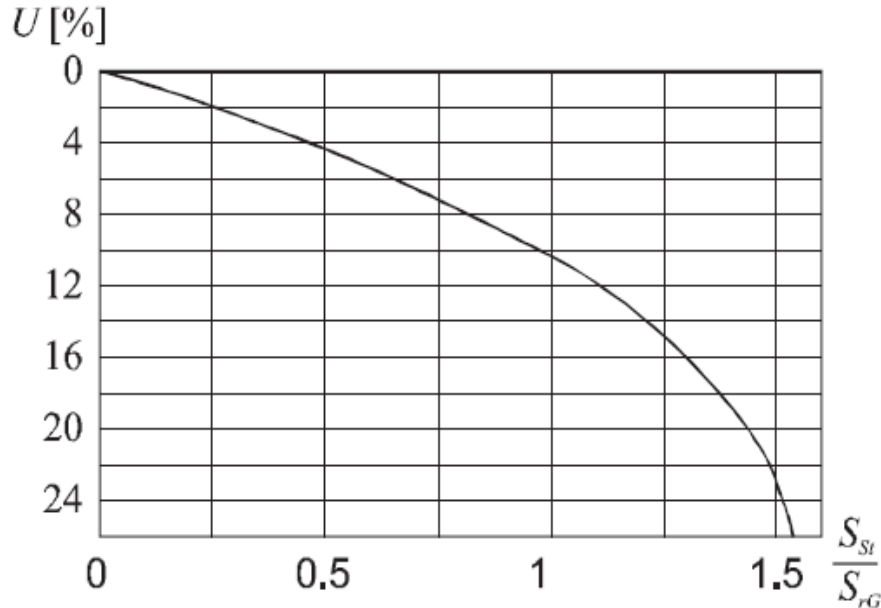


Figura 6.2 Potencia de arranque/potencia nominal del generador de reserva [42]

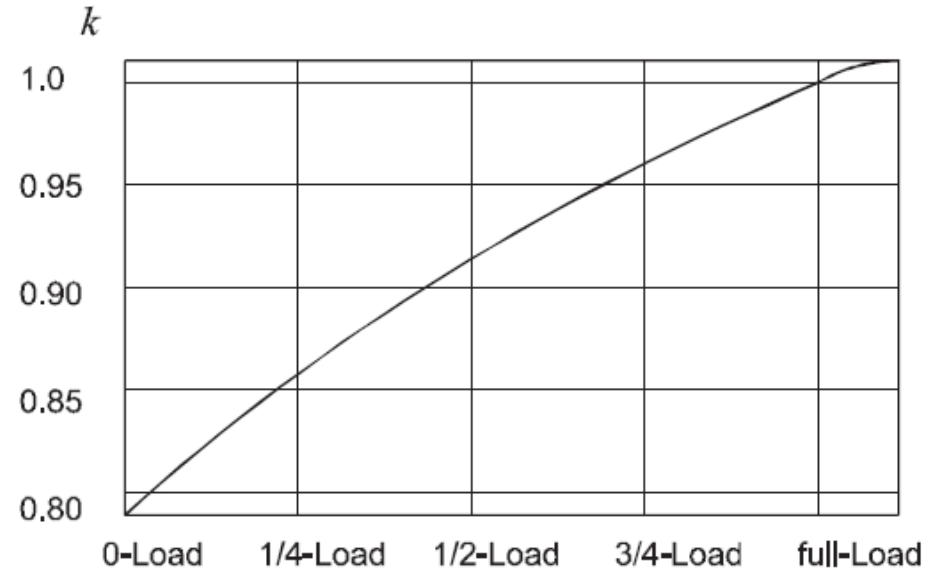


Figura 6.3 Factor de corrección h [42]

La potencia inicial:

$$S_{st} = 1.3 P \frac{I_A}{I_n} k$$

Potencia del generador:

$$S_{rG} = \frac{P_{rM} \eta_{rG}}{\cos \varphi}$$

Potencia de accionamiento del motor:

$$P_{rM} = \frac{S_{rG} \cos \varphi}{\eta_{rG}}$$

Los significados de los símbolos son:

IA Corriente de arranque en A

Potencia de arranque del primer consumidor en kVA

In Corriente nominal en A

k Factor de corrección por condiciones de funcionamiento

P Potencia efectiva en kW

PrM Potencia de accionamiento del motor en kW

Srg Potencia del generador en kVA

cosφ Factor de potencia

6.1 Valores operativos límites específicos del generador

Rango de aplicación 1, Instalaciones comunales, Después de un tiempo de conmutación de máximo 15 s, se debe suministrar el 100% de la energía de consumo para el equipo de seguridad requerido (Tabla 6.1).

Rango de aplicación 1, Instalaciones eléctricas en hospitales Después de un tiempo de conmutación de 15 s como máximo, el 80 % de la energía del consumidor (consumidores del equipo de seguridad requerido y consumidores importantes desde el punto de vista operativo) en un máximo de dos pasos y después de otros 5 s se debe suministrar el 100 % de la potencia total del consumidor (Tabla 6.1). Para los consumidores inductivos también se debe considerar la gran corriente de arranque (Tabla 6.2).

	Characteristic parameter	Communal facilities	in hospitals
(6.1)	Static frequency deviation	5 %	4 %
(6.2)	Dynamic frequency deviation	± 10 %}	± 10 %
	Frequency adjustment time	5 s	5 s
(6.3)	Static voltage deviation	± 2.5 %	± 1 %
	Dynamic voltage deviation	+20%; -20 %	± 10 %
	Voltage adjustment time	4 s	4 s
	Steady state short circuit current	3 In (3 s)	3 In (3 s)
	Total harmonic distortion of voltage	3 ~ < 5 %	3 ~ and 1 ~ < 5 %

Tabla 6.1: Instalaciones eléctricas en hospitales e instalaciones comunales

Startup procedure	IA/Im
Direct startup	4 ... 6
Squirrel cage rotor via star delta	2 ... 3
Squirrel cage rotor via frequency converter	1.5 ... 3
Squirrel cage rotor via phase control	2 ... 4

Tabla 6.2: Valores estándar para corrientes de arranque

Clases de tipo 2 y 3 La conexión y desconexión de cargas se realiza de acuerdo con las normas.

Tabla 6.3: Tipo clase 2 y 3

Characteristic parameter	Class 2	Class 3
Static frequency deviation	5 %	3 %
Dynamic frequency deviation	$\pm 10 \%$	$\pm 7 \%$
Frequency adjustment time	5 s	3 s
Static voltage deviation	$\pm 1 \%$	1 %
Dynamic voltage deviation	+ 22 %; -18 %	+ 20 %; -15 %
Voltage adjustment time	6 s	4 s
Steady state short circuit current	$3 I_n$ (3 s)	$3 I_n$ (3 s)
Total harmonic distortion of voltage	$3 \sim < 5 \%$	$3 \sim < 5 \%$

6.2 Planificación de un generador de reserva

Las siguientes características deben ser consideradas durante la planificación de generadores de reserva:

1. Parámetros característicos de la red, como tipo y número de conductores activos de la alimentación, tipo de conexiones a tierra (principalmente sistemas TN-S)
2. Determinación de los requisitos de potencia con el factor de coincidencia
3. Corrientes esperadas de cortocircuito tripolar y unipolar en el punto de alimentación
4. Distribución de cargas de fase para los equipos operativos del sistema eléctrico
5. Conmutación entre red y energía de reserva con bloqueo mutuo mecánico o eléctrico
6. La conexión del generador de reserva a la red existente se realiza hasta 125 A a través de un dispositivo de enchufe y toma CEE de 5 pines con línea H07RN-F.
7. La puesta a tierra del sistema puede tener la forma de un electrodo de base de hormigón, un conductor anular o un electrodo de puesta a tierra enterrado.

6.3 Ejemplo: Cálculo de la potencia del generador de reserva

Speed	1480 rpm
Rated power	22 kW
Rated current	42 A
Power factor	$\cos \varphi = 0.88$
Starting current	direct: factor 5.5
Starting current	star-delta: factor 2.3
Voltage dip	15 % in accordance with communal facility regulations

Para el factor de corrección k, de la Figura 6.3 se encuentra un valor de 0.97.

$$S_{st} = 1.3 P \frac{I_A}{I_{rG}} k = 1.3 \cdot 22 \text{ kW} \cdot 5.5 \cdot 0.97 = 152.6 \text{ kVA}$$

Potencia de arranque con arranque directo:

$$S_{st} = 1.3 P \frac{I_A}{I_{rG}} k = 1.3 \cdot 22 \text{ kW} \cdot 2.3 \cdot 0.97 = 63.8 \text{ kVA}$$

Para una caída de tensión del 15 %, en la figura 6.2 se encuentra un factor de 1,25. La energía de reserva requerida para la conexión delta es:

$$S_{rG} = \frac{S_{st}}{x} = \frac{152.6 \text{ kVA}}{1.25} = 122 \text{ kVA}$$

and for the Y/ Δ connection:

$$S_{rG} = \frac{S_{st}}{x} = \frac{63.8 \text{ kVA}}{1.25} = 51 \text{ kVA}$$

7 Equipos para Protección contra Sobrecorriente

Esta sección analizará todos los tipos de equipos de protección, dispositivos de conmutación y dispositivos de interconexión en sistemas de baja tensión, incluidos los fusibles, que, a diferencia de los dispositivos de conmutación, funcionan solo una vez y luego se funden en caso de falla.

7.1 Arco Eléctrico

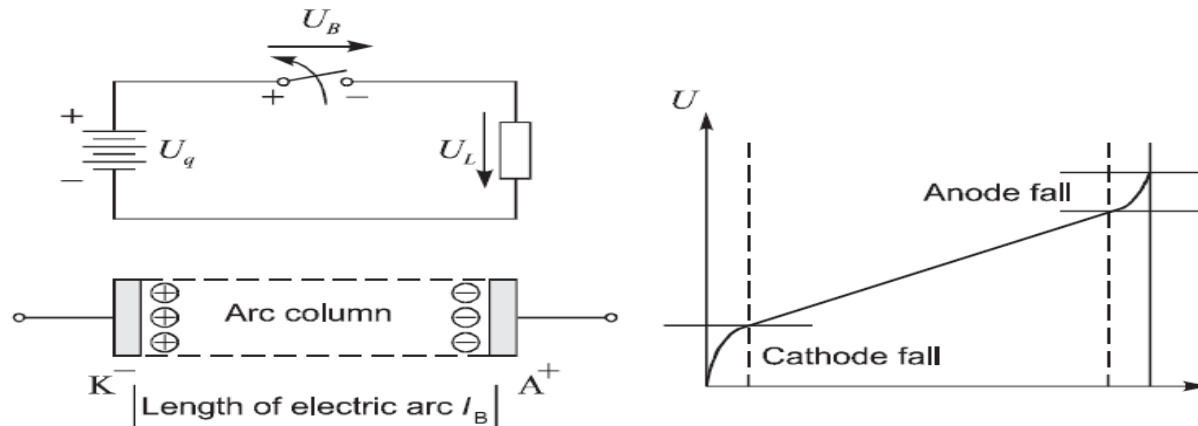


Figura 7.1 Origen del arco eléctrico

Cuando se abren los contactos de un interruptor conductor de corriente (Figura 7.1), el calentamiento pronunciado en los puntos base de la corriente con una gran resistencia de contacto da como resultado un arco eléctrico, que luego mantiene el voltaje en los contactos. Los electrones emitidos por el cátodo caliente son acelerados por el campo eléctrico y, por lo tanto, transportados al ánodo. A una velocidad lo suficientemente alta, se producen colisiones entre átomos y electrones, ionizando los átomos. Los iones se desplazan lentamente hacia el cátodo y los electrones rápidamente hacia el ánodo. Se forma una nube de iones frente al cátodo. El mismo proceso ocurre frente al ánodo, solo que en este caso con electrones. Entre estos se encuentra el arco eléctrico, que consiste en un plasma neutro de iones y electrones. Iones positivos y el cátodo negativo forman la caída del cátodo, con intensidades de campo de hasta 105 V/cm, que se requieren para atraer los electrones del cátodo y acelerarlos. La mancha del cátodo se forma en el cátodo. Para los dispositivos de conmutación de bajo voltaje, la caída del cátodo es la característica principal, mientras que los dispositivos de conmutación de alto voltaje funcionan con un arco eléctrico refrigerado. Se obtiene un múltiplo de la caída del cátodo dividiendo el espacio del arco en espacios parciales, ya sea mediante contactos de doble ruptura o placas pasantes. El enfriamiento se logra extendiendo el arco (térmica o magnéticamente), soplando con aire o gases, disipando calor o con aceite o agua.

7.1.1 Característica del arco eléctrico

Si se forma un arco eléctrico en serie en un circuito con una resistencia (Figura 7.2), se produce la característica descendente, ya que con el aumento de la corriente se intensifica el proceso de ionización. La resistencia es necesaria para limitar la corriente. Hay dos puntos operativos, P1 y P2, de modo que P1 es estable y P2 lábil. Si la corriente del arco que arde en el punto P1 aumenta por cualquier razón (p. ej., enfriamiento deficiente), se produce un voltaje inducido negativo que reduce la corriente en el punto P1. En otras palabras, la corriente creciente requiere un voltaje que excede la línea de carga, es decir la resistencia del arco debe aumentar. Si, por el contrario, la corriente disminuye, comenzando nuevamente por el punto P1, o aumenta el voltaje en las líneas de carga y, por lo tanto, disminuye la resistencia, aumentando la corriente. Es obvio que las condiciones para el punto P2 son exactamente las opuestas, por lo que este punto es lábil.

Para la ingeniería de sistemas, existen las siguientes posibilidades de extinción:

1. Arco constante y resistencia cambiante
2. Resistencia constante en el circuito y arco cambiante, hasta superar el punto crítico

Para el arco de CC, expresado por la característica estática, la energía está equilibrada y la energía suministrada por la corriente y el voltaje compensa las pérdidas. Para la corriente alterna, por otro lado, la fuente de alimentación, como resultado de la tensión de accionamiento, debe provocar un cambio en la temperatura y, por lo tanto, en el contenido de energía y las pérdidas.

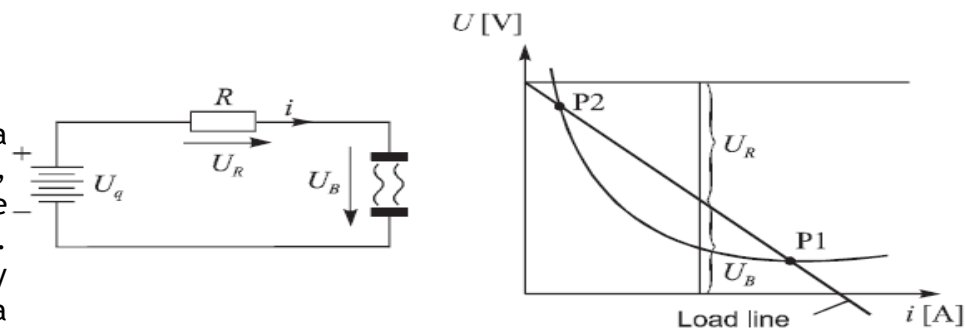


Figura 7.2 Característica del arco eléctrico

Esto da lugar a la característica dinámica (Figura 7.3). Un cambio en el contenido de energía resulta en un cambio en la potencia. Con el aumento de la corriente, el arco requiere potencia adicional para el aumento de la temperatura, mientras que con la disminución de la corriente, las pérdidas se compensan con el contenido de calor del arco. Esto significa que para una corriente creciente, el voltaje debe ser mayor que para una corriente decreciente, lo que lleva al desarrollo de histéresis de arco. A frecuencias más altas, resultará una línea recta porque la temperatura no puede seguir los cambios rápidos.

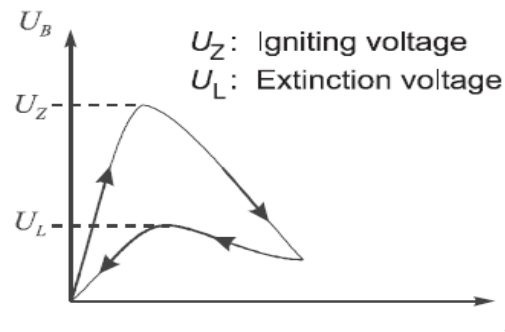


Figura 7.3 Característica dinámica

7.1.2 apertura de CC

El voltaje y la corriente del arco eléctrico se ajustarán de acuerdo con la característica estática (Figura 7.4). Si el efecto de enfriamiento aumenta con el tiempo, la corriente cae y el voltaje aumenta. El interruptor debe poder soportar la temperatura lo suficiente para ejecutar el ciclo de apertura. Los interruptores de CC presentan problemas. Tampoco hay que olvidar que el arco debe estar presente para disipar la energía almacenada en las inductancias. Para que no se produzcan sobretensiones, el valor de di/dt no debe ser demasiado grande. Los llamados interruptores automáticos de alta velocidad alcanzan tiempos de apertura de aproximadamente 4 ms. El gradiente del arco es de aproximadamente 200 V/cm, por lo que los interruptores de alto voltaje de CC generalmente no son posibles. Los propios interruptores funcionan con enfriamiento térmico y soplado magnético.

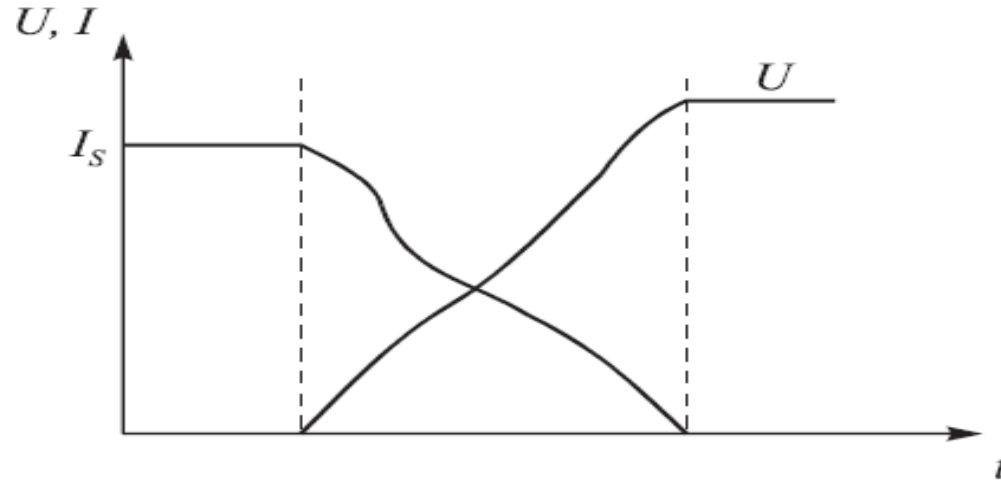


Figura 7.4 apertura de CC

7.1.3 apertura de CA

Para el apertura de CA, debemos tratar con el arco dinámico, es decir, el voltaje del arco es mayor para corriente creciente que para corriente descendente (Figura 7.5). Después del cruce de corriente cero, debe haber una breve pausa sin corriente hasta que se alcance el voltaje que se requiere para volver a encender el arco. Sin embargo, para valores desfasados, durante el paso por cero de la corriente se presenta inmediatamente la tensión de recuperación con su correspondiente valor instantáneo. Sin embargo, no puede aumentar a este valor en un tiempo infinitesimalmente corto, porque como resultado de las capacitancias e inductancias siempre presentes, se produce un proceso transitorio. Primero discutiremos todos los interruptores de CA sin considerar el proceso transitorio para no complicar las cosas. La tensión presente en los contactos conduce a una pequeña corriente posterior al arco, difícilmente medible, comprimida de los portadores de carga residuales del arco eléctrico que recién se aceleran. Esta corriente posterior al arco es aproximadamente 1/1000 de la corriente de cortocircuito circula sobre EM. Por lo tanto, con los interruptores automáticos de CA siempre tienen lugar dos procesos:

1. El arco se enfría y, por lo tanto, se reduce la corriente. Finalmente, los portadores de carga se recombinan y el resto lo toman los contactos. Durante el cruce de corriente cero, la corriente se extingue.
2. El voltaje de recuperación carga la ruta de contacto y también provoca una ligera corriente posterior al arco.

Suponiendo que el interruptor puede soportar ambas tensiones, el arco se extingue con éxito.

apertura para grandes inductancias

Al aumentar la distancia entre contactos o con mayor enfriamiento, la tensión del arco aumenta y la corriente disminuye ligeramente hasta que la tensión de encendido es mayor que la tensión de excitación (Figura 7.6). El apertura no es fácil para la unidad porque durante el cruce de corriente cero está presente el valor pico de la tensión de recuperación. Esto significa que el arco se volverá a encender unas cuantas veces más. Se debe de diseñar las condiciones de enfriamiento para el cruce de corriente por cero adecuadamente para anticipar el primer cruce. El apertura inductivo es prácticamente un camino de cortocircuito, ya que aquí el circuito es en gran parte inductivo debido a los generadores, transformadores y líneas.

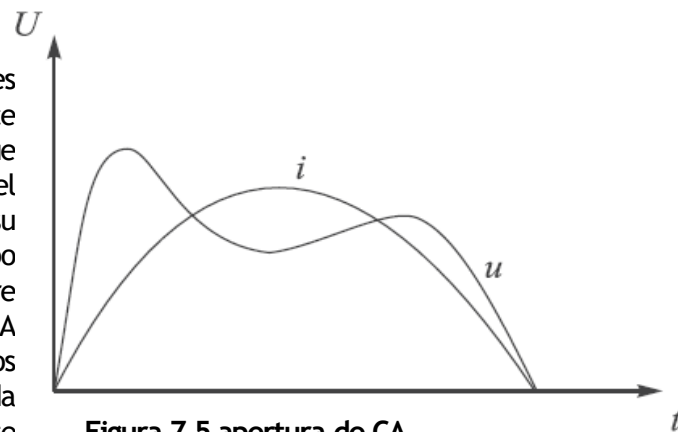
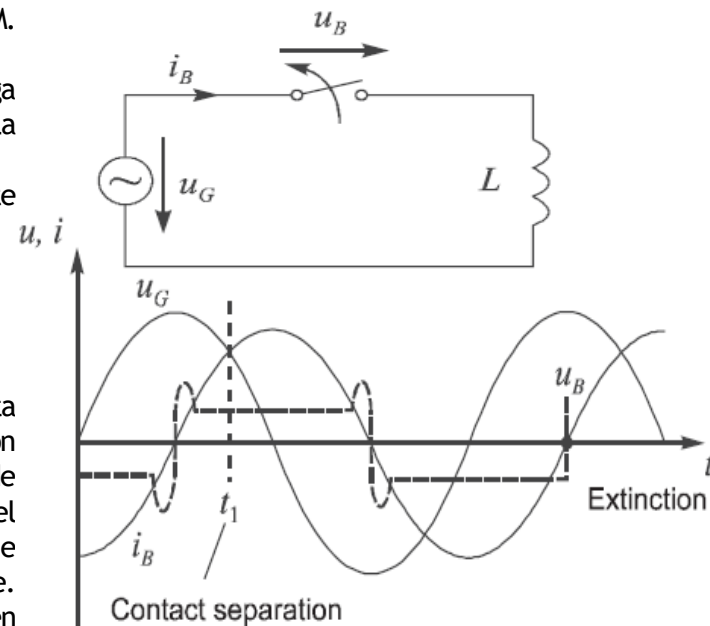


Figura 7.5 apertura de CA



apertura de resistencias puras

Aquí, la corriente y el voltaje están en fase, el voltaje de recuperación es prácticamente cero y el interruptor está casi sin tensión de carga (Figura 7.7). Por lo tanto, los interruptores pueden construirse con un material ligero.

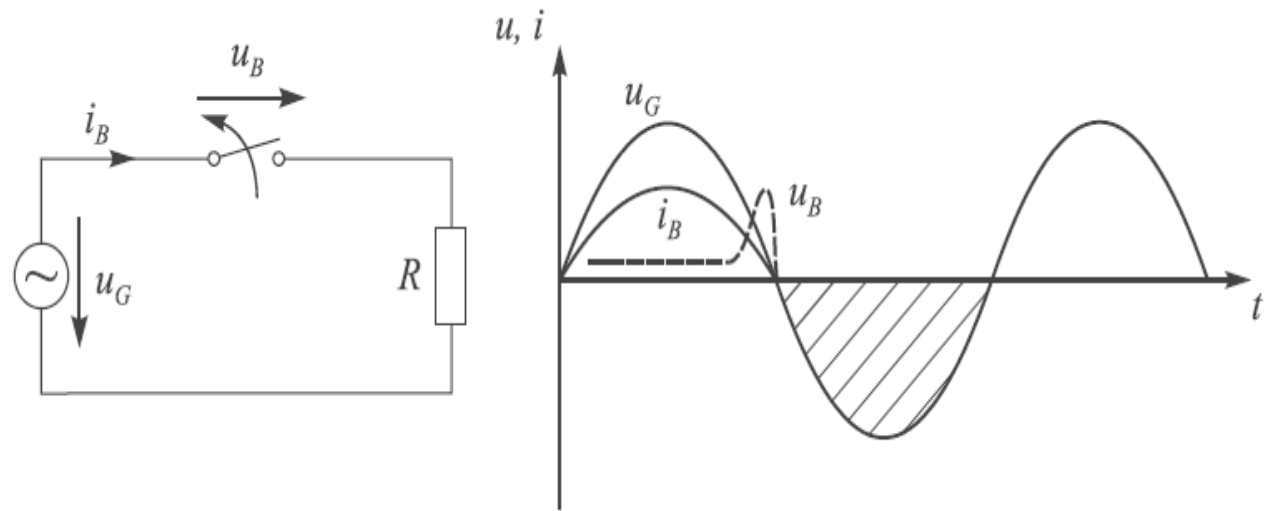


Figura 7.7 apertura de resistencias puras

apertura de capacidades

Supongamos que el interruptor se apaga durante el primer cruce de corriente cero. El contacto se encuentra entonces en la tensión del condensador. Como no hay camino de descarga, el voltaje permanece. El voltaje de recuperación sigue al voltaje del generador. Como resultado, se forma una diferencia de voltaje en los contactos del interruptor, que aumenta al doble del valor pico.

Esto puede conducir fácilmente a la restricción, lo que a su vez provoca una sobretensión, por lo tanto, el apertura es crítico. Siempre se debe verificar si la corriente capacitiva del interruptor en particular se puede controlar, incluso a voltajes bajos (Figura 7.8).

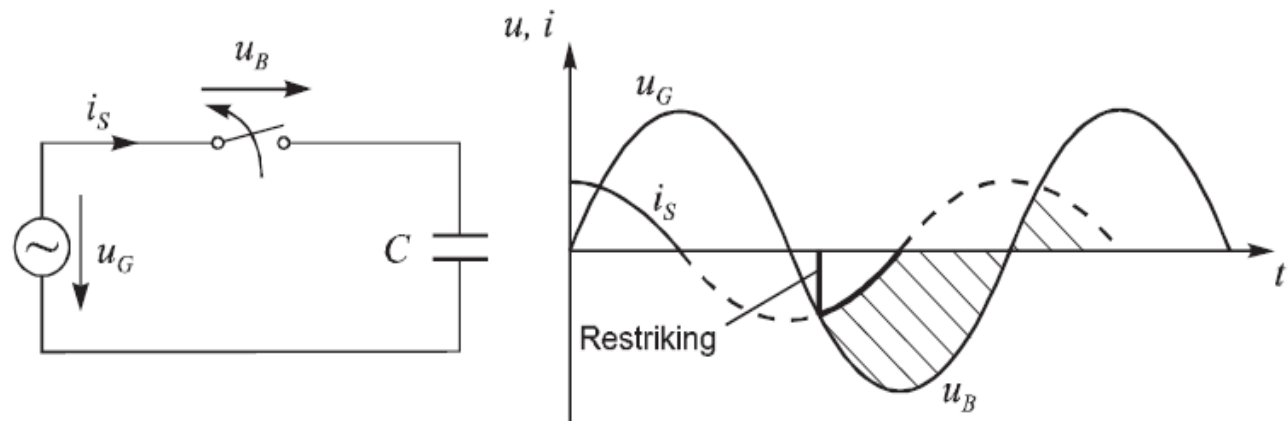


Figura 7.8 apertura de capacitancias

apertura de pequeñas inductancias

Para corrientes pequeñas, es decir, especialmente para las corrientes de magnetización de transformadores en estado sin carga, el enfriamiento puede interrumpir la corriente ya antes del cruce de corriente cero. Debido a la corriente que cambia rápidamente, se produce un alto voltaje inducido que, al igual que las capacitancias, se suma al voltaje del generador y puede causar restricciones. Aquí también existe peligro de sobretensión. Dado que el interruptor está diseñado para el cortocircuito tripolar y no para las pequeñas corrientes de magnetización, se debe conectar un pararrayos de sobretensión al transformador. el inductivo

Las corrientes para transformadores en el estado sin carga son de aproximadamente 1 a 5 A.

7.1.4 Voltaje transitorio

La red consta de inductancias y capacitancias. La frecuencia natural puede estar entre 0,5 y 50 Hz, sin embargo, rara vez se supera el rango de 1 a 5 kHz. La amortiguación del voltaje transitorio generalmente se logra con el uso de una resistencia. No hay diferencia en comparación con un apertura de CA, pero hay algunas consideraciones especiales ya que las tres corrientes no pasan por cero simultáneamente. Después del primer cruce de corriente cero, el cortocircuito de dos polos permanece. En detalle, el resultado es como en la (Figura 7.9):

En el momento t_1 , la corriente que circula por la línea L1 es la primera en pasar por cero. Se apaga durante el primer cruce. La tensión de recuperación se desplaza 180° para ambas corrientes y en ambos casos tiene el valor U_{star} . Después del primer cruce de corriente cero, la corriente de cortocircuito de dos polos permanece en el tiempo t_2 . De los muchos tipos posibles de carga, examinaremos solo dos casos especiales aquí (Figura 7.9). En un caso, esto implica el interruptor de acoplamiento entre dos centrales eléctricas o redes. Si el acoplamiento se abre porque se ha producido un fallo, debido a la ruptura de tensión, el momento de sincronización ya no está presente porque falta la corriente activa de la carga. Entonces los generadores pierden el paso. Los sistemas giran libremente y durante la extinción pueden llegar a fases exactamente opuestas.

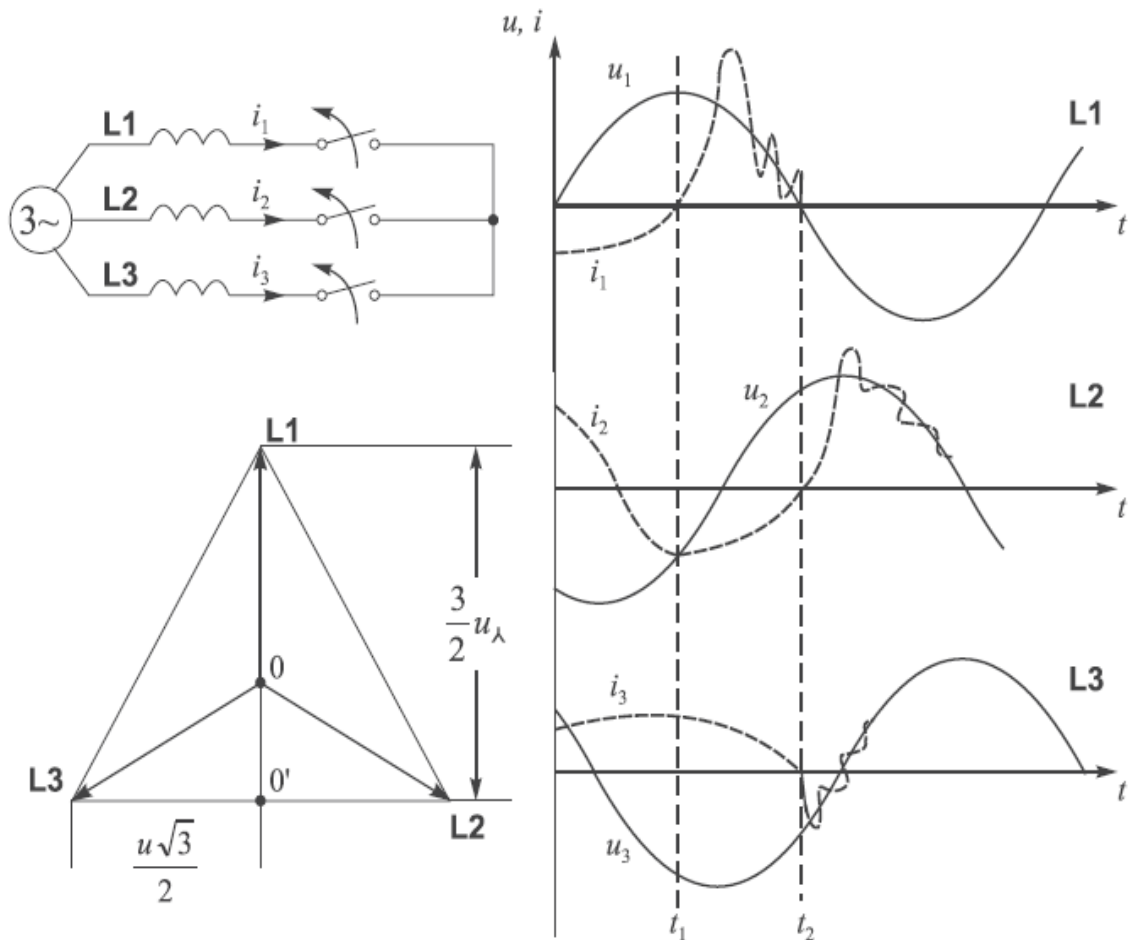


Figura 7.9 Tensión transitoria

Este da como resultado el doble de la potencia de conmutación que para el apertura normal de tres polos. Entre el disyuntor y la ubicación del cortocircuito hay varios kilómetros de línea. Para un cortocircuito al final de la línea, el voltaje en el interruptor no es cero, sino que aumenta según la distancia. Debido a las diferentes inductancias en ambos lados del interruptor, surgen diferentes valores transitorios en el lado del generador y en el lado de la falla.

La falla de línea corta es mayor que el cortocircuito del terminal. El terminal de cortocircuito se produce en las inmediaciones del interruptor. El elemento DC decae con la constante de tiempo $T = \frac{L}{R}$, para lo cual IEC 45 da 45 ms. En redes reales y diversos equipos operativos, este valor oscila entre 10 ms y 450 ms.

7.2 Aparata de baja tensión

En aparata e instalaciones industriales, pero también en cualquier sistema eléctrico, hoy en día se utiliza una amplia gama de aparata para el control fiable de la energía, así como para su conexión, interrupción y mantenimiento. Dado que los requisitos para las celdas de alta y baja tensión son muy diferentes, p. Los problemas mecánicos son más importantes con las unidades de bajo voltaje, mientras que las unidades de alto voltaje tienen una gran carga eléctrica, es aconsejable analizar dichas unidades por separado. A continuación se presenta la clasificación de aparata de baja tensión y tamaños para la conexión, interrupción y desconexión de circuitos de la siguiente manera.

7.2.1 Parámetros característicos

De acuerdo con IEC 947 - 2 distinguimos entre las designaciones muy diferentes para los parámetros eléctricos individuales.

- Voltages
 1. Rated voltage
 2. Rated insulation voltage
 3. Operating voltage
 4. Fault voltage
 5. Touch voltage
- Currents
 1. Rated current
 2. Continuous current
 3. Dynamic current
 4. Thermal current
- Capacities
 1. Rated short circuit breaking capacity I_{cu}
 2. Rated service breaking capacity I_{cs}

El bajo voltaje incluye voltajes operativos de hasta 1000 V. Por varias razones, el equipo de CC también se incluye aquí. Las clasificaciones de los equipos individuales dependen de su clasificación de acuerdo con la capacidad nominal de apertura.

7.2.2 Interruptores principales o de carga

Los interruptores principales o de carga se accionan sin corriente. Para su dimensionado eléctrico, además de la corriente continua, también interesa el valor dinámico límite. Los interruptores deben ser a prueba de cierre y deben abrirse solos incluso como resultado de fuerzas de cortocircuito.

Los parámetros de dimensionamiento son:

- Rated voltage and rated insulation voltage
- Rated current
- Continuous current
- Thermal current in kA as RMS value
- Dynamic current in kA as peak value

En aras de ahorrar espacio, los fusibles y los seccionadores se tratarán juntos. Los seccionadores tienen una distancia de aislamiento definida para la protección del personal operativo (segmento de línea con una rigidez dieléctrica definida) y pueden conducir corrientes de operación y sobrecorrientes, pero no pueden encenderlas o apagarlas. Los seccionadores de carga son interruptores de carga con función de desconexión.

Los interruptores para corrientes más pequeñas para circuitos de control de hasta aproximadamente 200 A tienen ciertas características de construcción. El dimensionamiento del interruptor de carga es como para los seccionadores, sin embargo, además de la corriente de apertura o la capacidad de apertura, debe especificarse. El factor de potencia de desplazamiento $\cos\varphi = 0,7$ está definido por las especificaciones de la prueba.

Sin embargo, la potencia del motor se da principalmente como cantidad por unidad. Los interruptores principales o interruptores de carga se utilizan de acuerdo con IEC 408 para encender y apagar equipos operativos y partes del sistema en condiciones normales de funcionamiento.

7.2.3 Interruptores de protección del motor

IEC 292

Los motores trifásicos son los más utilizados en la industria, debido a su simple diseño, robustez, precios favorables y confiabilidad operativa. Según el tipo de operación, deben ser interruptores continuos (Figura 7.10) y protegidos (Figura 7.11). Los interruptores de protección del motor están destinados a ejecutar un apertura de tres polos en caso de ocurrencia de una falla.

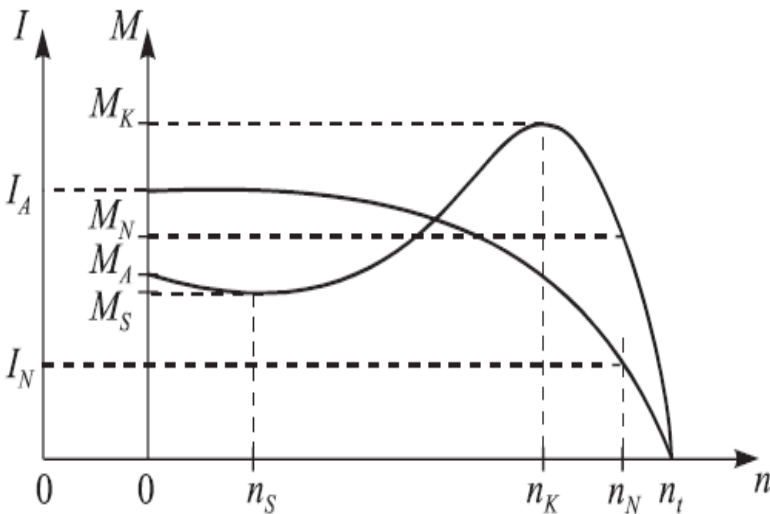


Fig- 7.10 Conmutación de una máquina trifásica asíncrona

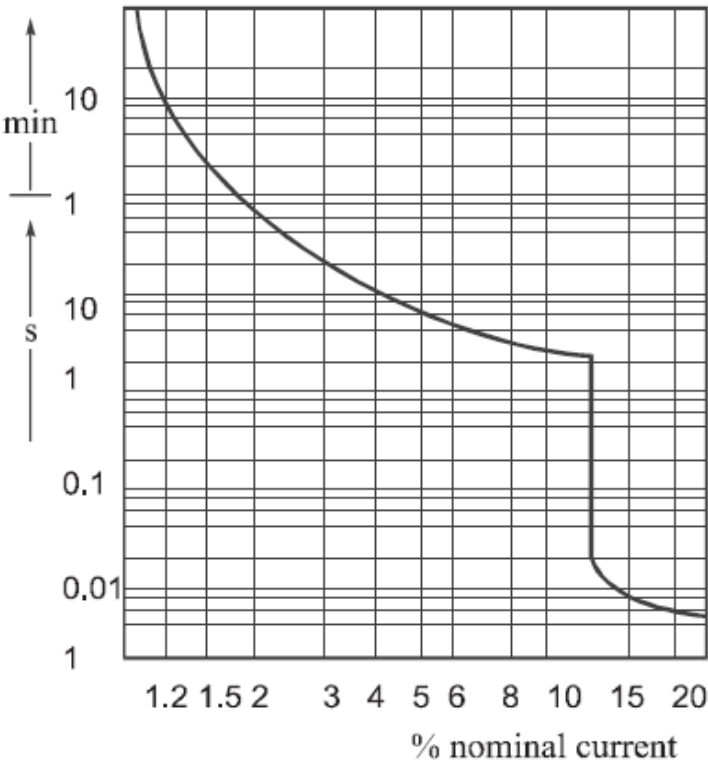


Fig. 7.11 Protección de una máquina asíncrona trifásica

En su mayoría se combinan con un disparo bimetálico y de cortocircuito, que también puede ser reemplazado por un fusible. Para la elección de los arrancadores, la corriente nominal del motor, el tipo de funcionamiento y la vida útil deseada de los contactos son decisivos para el dimensionamiento. Para el arranque directo, el motor se carga brevemente con 5 a 6 veces la corriente nominal. Para corrientes mayores, el motor debe estar parado para protegerlo de la destrucción térmica. Durante el funcionamiento se producen sobrecorrientes peligrosas debido a una sobrecarga mecánica prolongada o roturas de conductores externos.

- **Protección del motor con fusibles**

La protección contra sobrecarga está garantizada por el relé de protección del motor, mientras que el fusible es responsable de la protección contra cortocircuitos. El interruptor auxiliar responde a través del disparador de sobrecarga solo después de exceder un tiempo definido e inicia el disparo de todos los polos de la protección del motor.

- **Protección de motores con interruptores**

Los interruptores automáticos incorporan protección contra sobrecargas mediante elementos bimetálicos y protección contra cortocircuitos mediante el disparo magnético instantáneo. Este interruptor tiene las propiedades de un seccionador y puede utilizarse como interruptor principal.

7.2.4 Contactores y Arrancadores de Motor

IEC 947-4-1

Condiciones para cumplir la Clasificación 1:

- El contactor o el arrancador no deben poner en peligro a personas o sistemas en caso de que ocurra una falla.
- No es necesario que el contactor o el arrancador sean adecuados para continuar la operación sin reparación y reemplazo.
- Se permiten daños al contactor y al relé de sobrecarga de acuerdo con IEC 947-4-1.

Condiciones para cumplir la Clasificación 2:

- El contactor o el arrancador no deben poner en peligro a personas o sistemas en caso de que ocurra una falla.
- El contactor o arrancador debe ser adecuado para el funcionamiento continuo.
- No debe haber daños en el relé de sobrecarga ni en otras partes.

La Tabla 7.1 enumera las categorías de utilización para aplicaciones típicas en la práctica

El contactor o el arrancador no deben poner en peligro a personas o sistemas en caso de que ocurra una falla.

No es necesario que el contactor o el arrancador sean adecuados para continuar la operación sin reparación y reemplazo.

Se permiten daños al contactor y al relé de sobrecarga.

de acuerdo con IEC 947-4-1.

Utilization category	Load	$\frac{I_c}{I_e}$
AC1	Non-inductive or weakly inductive load Resistance furnace	1.5
AC2	Starting, switching off Slipping rotor motors	4.0
AC3	Starting, switching off while running Squirrel-cage rotor motors	8.0
AC4	Starting, braking by reversal, jogging Squirrel-cage rotor motors	10.0

I_c : Make and break current, I_e : Operating current

Tabla 7.1: Categorías de utilización para contactores

7.2.5 Interruptores

IEC898

Los interruptores desconectan la corriente de cortocircuito y se utilizan para la protección de líneas y cables. Están equipados con elementos de disparo térmico y magnético y se clasifican según las secciones. Se necesitan diferentes características para hacer coincidir de manera óptima el comportamiento en tiempo corriente del elemento de disparo con el equilibrio térmico en tiempo corriente de los objetos a proteger (Figura 7.12). La corriente de disparo está estandarizada.

Estos dispositivos de protección se fabrican y utilizan en forma unipolar o tripolar. Si la corriente de cortocircuito tripolar en el lugar del dispositivo es mayor que la capacidad nominal de apertura del interruptor, es necesario instalar fusibles antes de el dispositivo (protección de respaldo). Los interruptores automáticos conmutan las corrientes de funcionamiento y funcionan en condiciones de falla.

La Tabla 7.2 proporciona los valores de corrientes de paso máximas permitidos para diferentes capacidades de apertura de los interruptores.

Breaking capacity	Current limiting class	Current limiting class
A	1	3
3000	31000	15000
6000	100000	35000
10000	240000	70000

Tabla 7.2: Clases de limitación de corriente en A²s

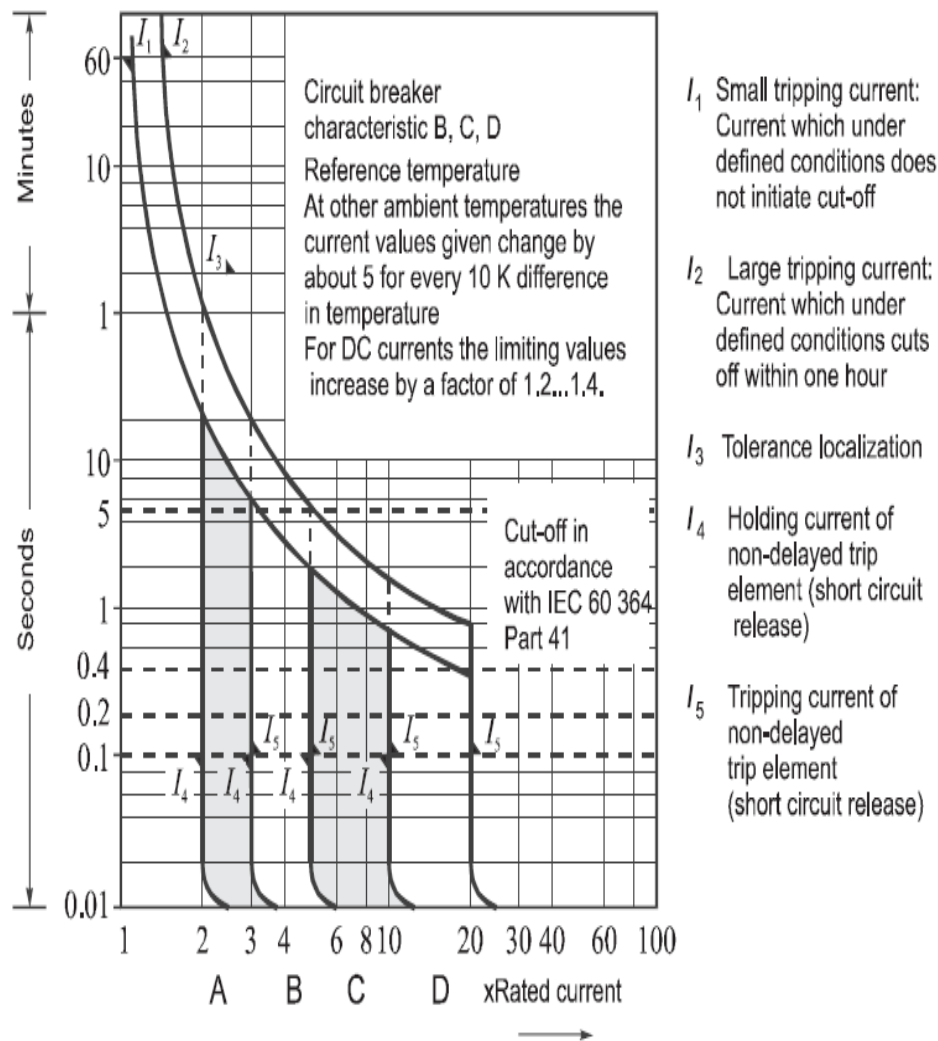


Figura 7.12 Características de tiempo-corriente para interruptores automáticos de acuerdo con IEC 898 [52]

7.2.6 RCD (dispositivos de protección de corriente residual)

Los RCD (interruptores automáticos operados por corriente residual, Figura 7.13) constan de un transformador de corriente de suma con devanados primario y secundario, relé de disparo, sistema de contacto con mecanismo de enganche, dispositivo de disparo y carcasa. Un circuito de corriente de disparo sirve para controlar el funcionamiento. Con la tecla de prueba se puede simular un fallo y comprobar el funcionamiento del RCD.

Los RCD evitan lesiones personales y daños al equipo debido a la corriente eléctrica y, en una pequeña fracción de segundo, cambian del 50 al 75 % de la corriente nominal de falla. Los RCD permiten la protección contra corrientes de falla excesivas restantes > 30 mA, protección contra incendios razones eléctricas (máximo 300 mA) y protección en caso de contacto directo (protección de personas) hasta 30 mA, o mejor 10 mA porque 10 mA están por debajo de la corriente de escape humana. En una instalación eléctrica sin fallos, la corriente de funcionamiento fluye desde la red a través del transformador de corriente sumador hasta el consumidor, y desde allí a través del transformador de corriente sumador de nuevo y de vuelta a la red.

La suma geométrica de las corrientes de entrada y salida en el transformador es cero. Si en caso de fallo se conduce una corriente a tierra, entonces la corriente que fluye hacia el consumidor es proporcionalmente mayor que la corriente que fluye hacia el exterior. La diferencia de corriente induce un campo magnético en el transformador, lo que hace que circule una corriente en el devanado secundario del transformador que, a su vez, hace que el elemento de disparo magnético responda y, por lo tanto, inicia un apertura de todos los polos con el RCD.

Los RCD se pueden utilizar en sistemas TN-S, IT y TT. Esto requiere que el punto neutro de la red esté conectado a tierra, que el conductor PEN esté aislado antes del RCD y que el conductor de tierra de protección no pase por el RCD. Los RCD no sirven para cortar las sobrecorrientes.

Por lo tanto, es necesario protegerlos con un equipo de protección de sobrecarga adecuado, mejor combinar los dos para que el sistema también esté protegido contra sobrecargas y cortocircuitos.

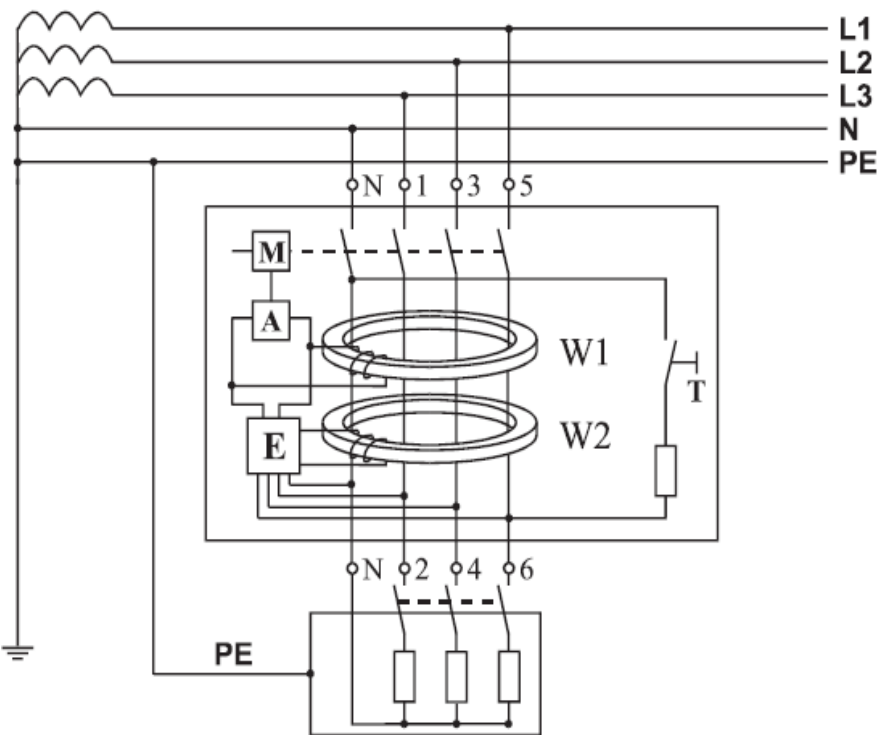


Figura 7.13 Principio de un RCD [49]

Durante la planificación es necesario tener en cuenta que la corriente nominal del equipo de protección de sobrecarga no sea mayor que la del RCD. Deben dispararse de forma fiable cuando una corriente continua pulsante, como ocurre especialmente con consumidores como rectificadores, tiristores y triacs, fluye a tierra. Para disparar, la corriente de falla debe alcanzar al menos el valor cero dentro de un período. El disparo involuntario de los RCD se puede evitar instalando un RCD retardado de designación de tipo S (selectivo) además de los siguientes RCD no selectivos. Esto se recomienda especialmente en regiones en las que existe peligro de caída de rayos, así como para consumidores con largas colas y para sistemas de calefacción por suelo radiante en los que surgen corrientes de descarga capacitivas durante el encendido. Los RCD están firmemente establecidos en las normas para instalaciones eléctricas (IEC 60 364) y las normas internacionales. Las figuras 14 y 15 muestran diferentes ejemplos de planificación con RCD, en combinación con interruptores automáticos.

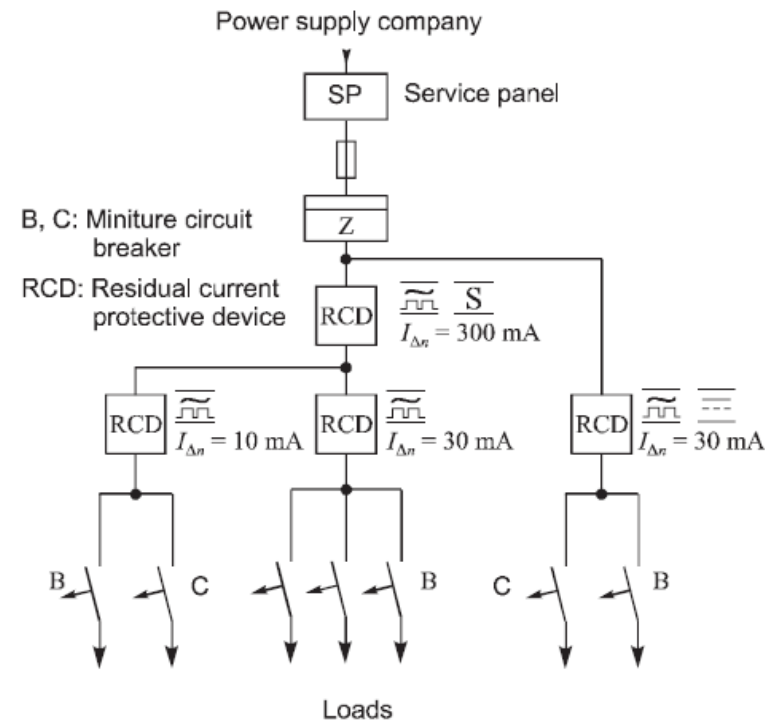


Figure 7.14 Planning with RCDs [49]

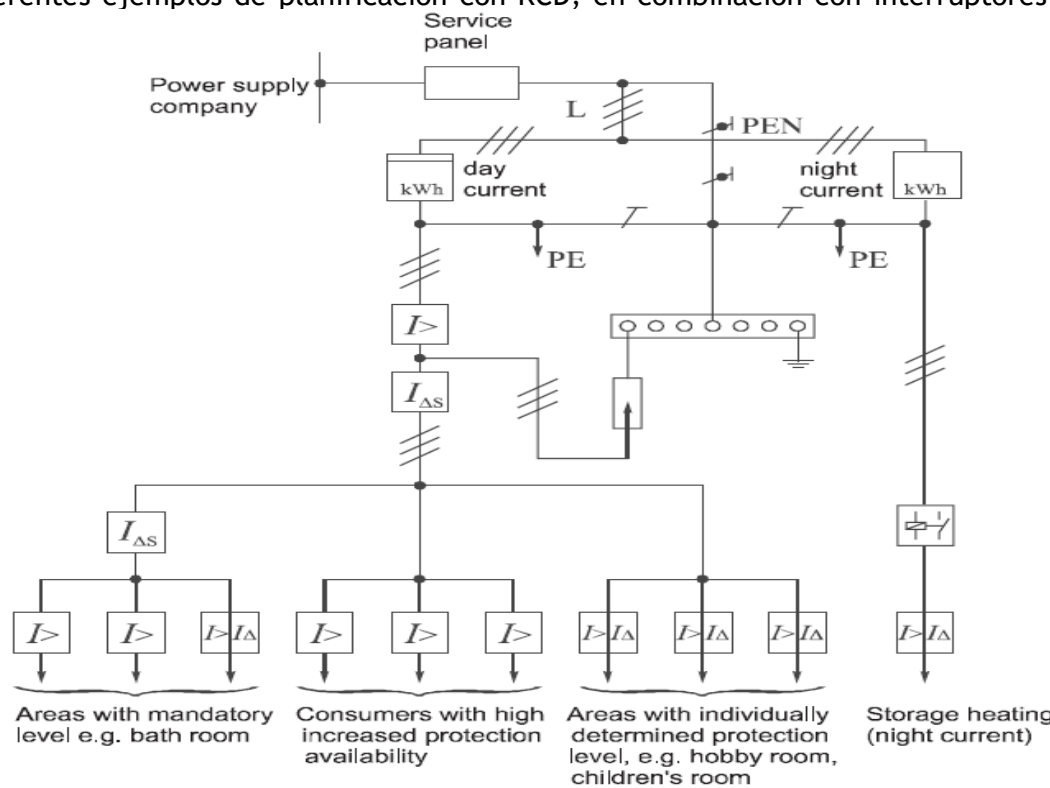


Figure 7.15 Planning with RCDs/circuit breakers [49]

7.2.7 Equipo de protección principal

En esta sección se describen los equipos de protección primaria (versiones unipolares o tripolares) en forma de SLS (disyuntores selectivos). Estos dispositivos de protección contra sobrecarga se pueden utilizar de acuerdo con las condiciones técnicas para la conexión, las compañías de suministro eléctrico y las empresas de servicios públicos como fusibles del medidor del lado de la línea en las placas de montaje del medidor o en la caja de terminales inferior en lugar de los fusibles D02 y NH00 (Figura 7.16). Su instalación debe realizarse de acuerdo con las instrucciones de la empresa de suministro eléctrico o de la empresa de suministro.

Propiedades de estos interruptores:

- ☐ Puede ser operado por personas no capacitadas (operación segura), pero no NH00 Precintable
- ☐ Protección contra golpes de acuerdo con las normas de prevención de accidentes del B6
- ☐ Protección de respaldo para todos los equipos de protección contra sobrecarga Selectividad de los interruptores entre sí
- ☐ Propiedades del seccionador con display de contactos Posee selectividad a fusibles de línea
- ☐ Se puede instalar sin problemas en tableros de montaje de medidores
- ☐ Cumple con los requisitos de las normas de prueba internacionales y nacionales para equipos de protección de línea y ofrece protección de dominio completo
- ☐ Alto poder de cierre y apertura (mín. 25 kA) para tableros de montaje de medidores
- ☐ Instalación directa en rieles de sombrero o en barras colectoras usando un adaptador de alta calidad con abrazaderas especiales
- ☐ Retorno rápido a la operación después de la ocurrencia de una falla
- ☐ Están disponibles las siguientes versiones: unipolar, bipolar o tripolar, 25A, 35A, 50A, 63A, 80A, 100A

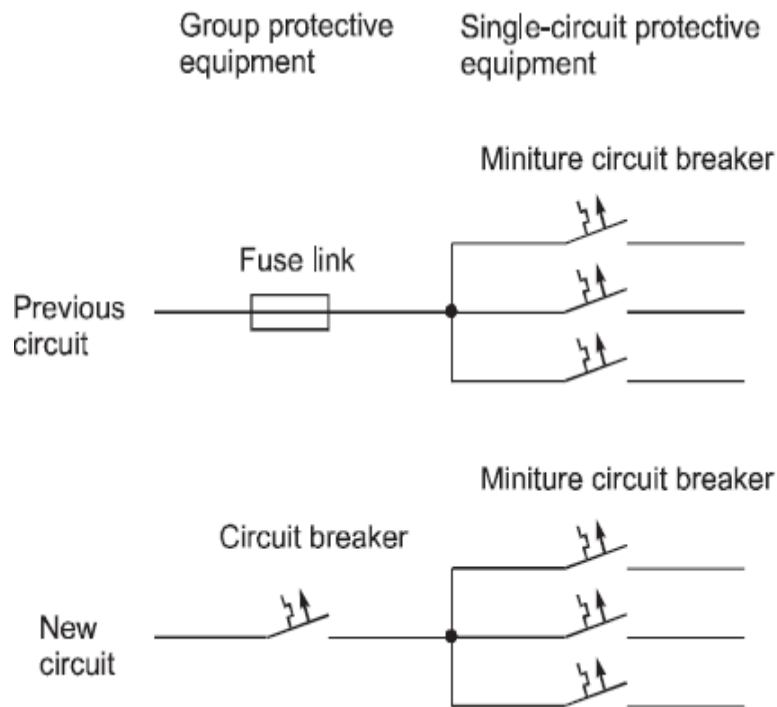


Figura 7.16 Interruptores SLS como equipo de protección grupal

1. Diseño y función del interruptor SLS

Los interruptores SLS están compuestos por el circuito de corriente primaria (1), el circuito de corriente secundaria (2) y el circuito de corriente de cierre (3) (Figura 7.17).

El circuito de corriente primaria incluye la terminal de entrada, el elemento bimetálico, el electroimán, un contacto doble móvil y un terminal de salida. El camino de la corriente secundaria está compuesto por el elemento bimetálico, la resistencia pura y el contacto. El circuito de toma de corriente incluye un electroimán, un contacto móvil y un terminal.

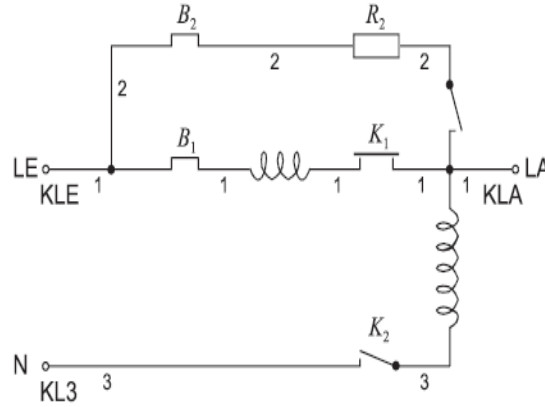


Figura 7.17 Diseño y funcionamiento del interruptor SLS [54]

En caso de sobrecarga, el elemento bimetálico libera el mecanismo de enclavamiento S1, que luego abre el contacto K2. Con la ocurrencia de un cortocircuito, el electroimán E1 libera el mecanismo de enganche S2, que abre el contacto K1.

La característica de disparo es similar a la del interruptor automático. Además, también está la tira de disparo del elemento bimetálico B2 en el circuito de corriente secundaria (Figura 7.18). En caso de cortocircuito, la corriente conmuta siguiendo el disparo y extinción del arco eléctrico al circuito de corriente secundaria. ilustra la limitación de corriente para interruptores SLS para despejar cortocircuitos.

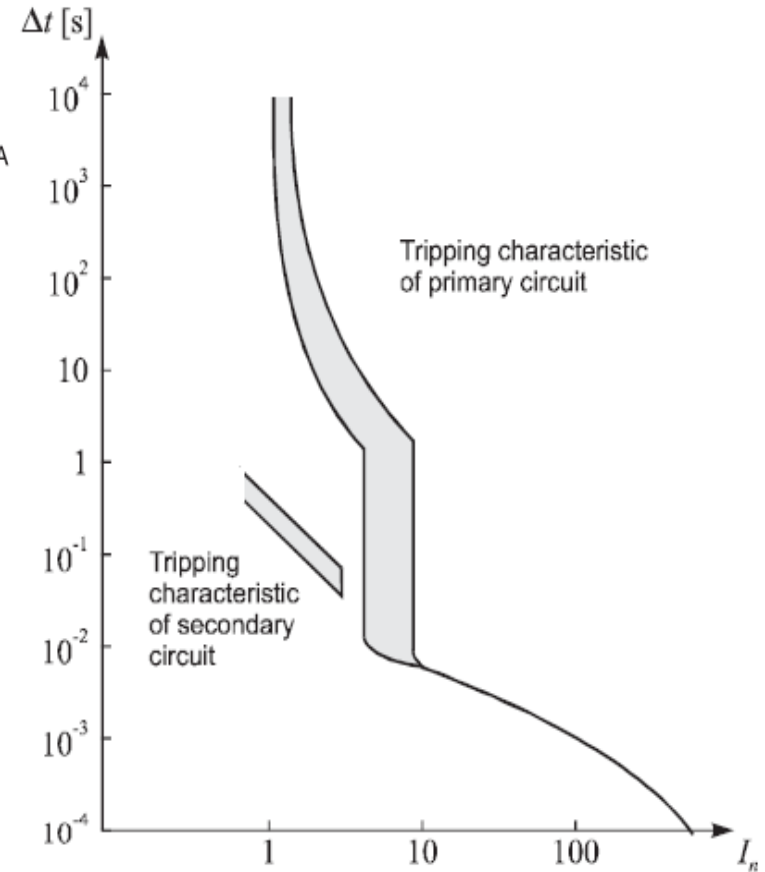


Figura 7.18 Característica de disparo de interruptores SLS [54]

El contenido relativo de energía para una media onda de 40 kA es $16 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$. El cortocircuito se inicia en $\alpha = 60^\circ$ (punto desfavorable). En 2,2 ms, el interruptor SLS desconecta la ubicación de la falla de la red y limita la energía de paso a 112,500 A^2s . La Figura 7.20 muestra las características de los interruptores automáticos SLS y los fusibles NH para despejar cortocircuitos.

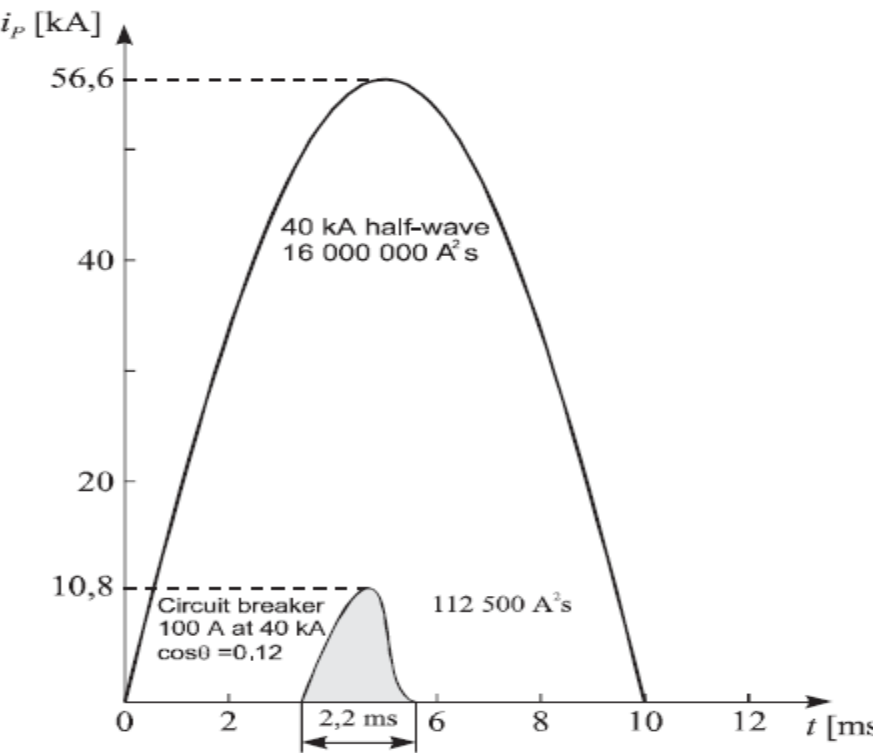


Figura 7.19 Limitación de corriente para interruptores SLS [54]

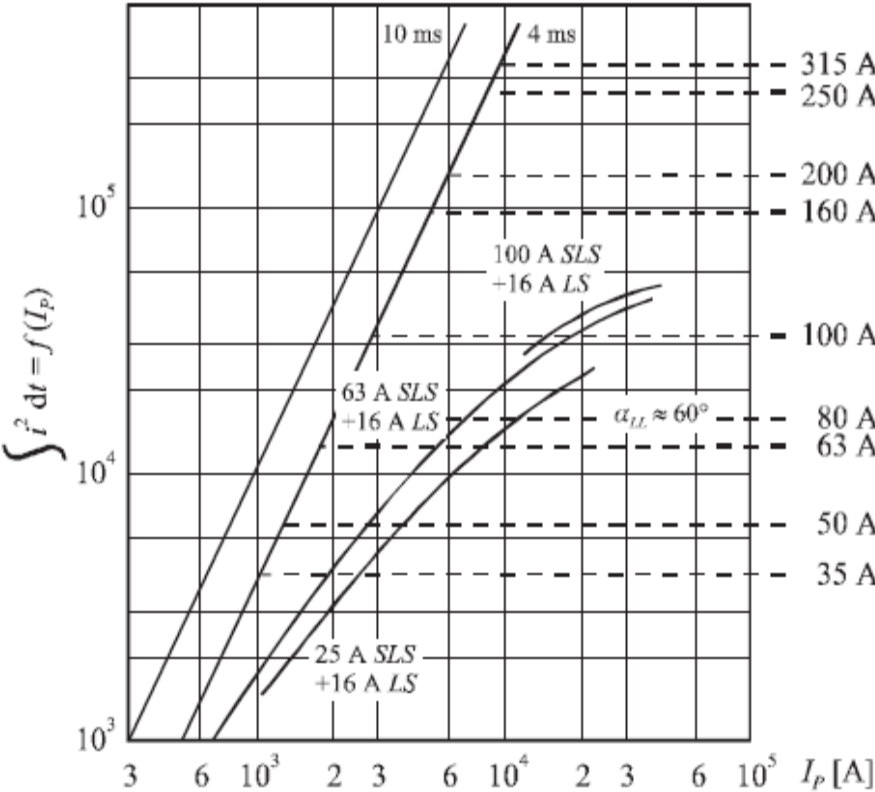


Figura 7.20 Comparación de interruptores automáticos SLS con interruptores automáticos aguas abajo y fusibles NH para despejar cortocircuitos [54]

2. Diseño y función del conjunto de fusibles principal automatizado S700

El diseño del conjunto de fusibles principal automatizado S700 se muestra en la Figura 7.21. En caso de sobrecarga, el primer elemento termobimetálico TB1 inicia el disparo. Al ocurrir un cortocircuito, el primer sistema de electroimán, con anclaje de impacto ES1, abre las piezas de contacto K, de modo que surge un arco eléctrico más largo en la cámara de extinción de arco LL, limitando la magnitud de la corriente de cortocircuito. En el caso normal, esta corriente de cortocircuito limitada es desconectada por el pequeño disyuntor aguas abajo, cerrando los contactos de S700 nuevamente. Si el cortocircuito se produce antes del disyuntor, entonces fluye una corriente parcial a través del segundo elemento termobimetálico TB2. Este elemento dobla y cierra el circuito para el segundo sistema de electroimán ES2. Por lo tanto, el apertura se lleva a cabo a través del mecanismo de contacto S. Las características de tiempo-corriente del conjunto fusible automático principal se muestran en la Figura 7.22.

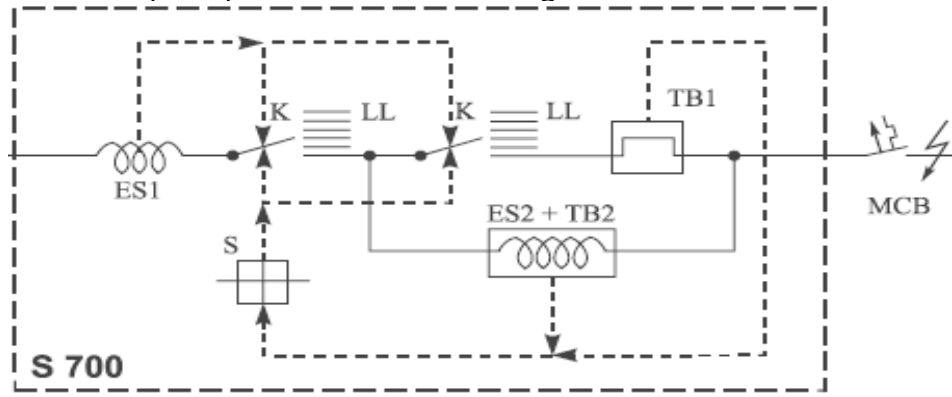


Figura 7.21 Diseño y funcionamiento del conjunto fusible automático principal S700 [62]

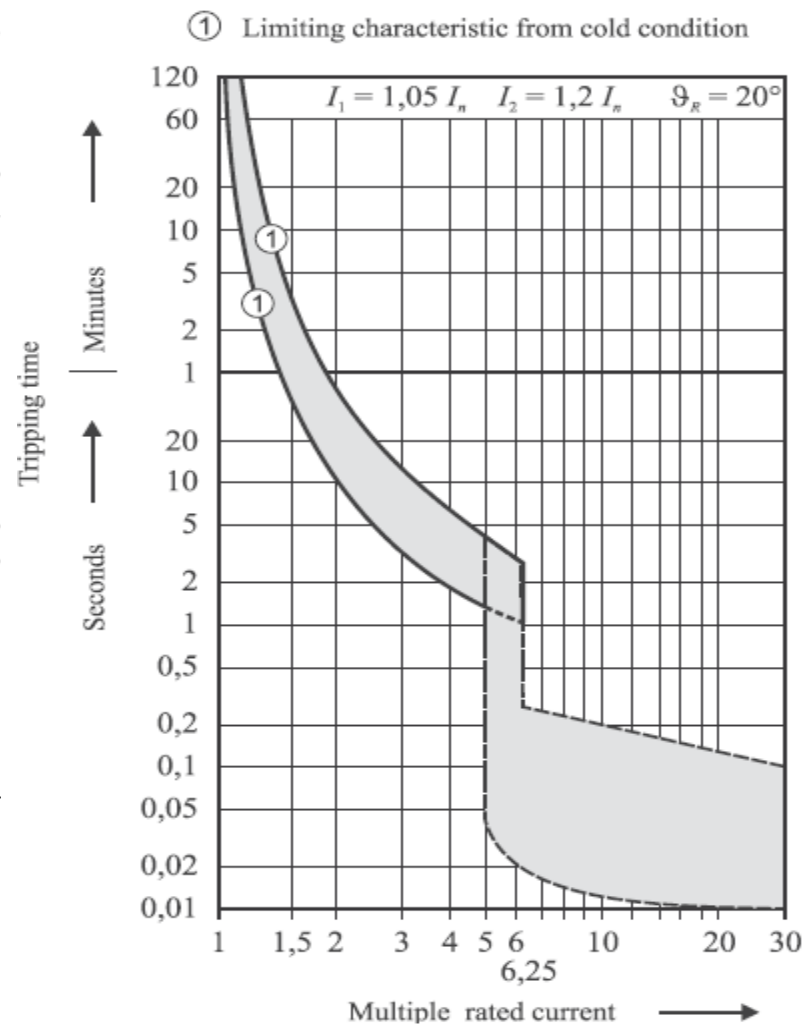


Figura 7.22 Característica de tiempo-corriente para el conjunto de fusible automático principal S700 [62]

7.2.8 Tableros de montaje de medidores con interruptor de protección principal

Es posible instalar conjuntos de fusibles automatizados principales e interruptores automáticos selectivos en tableros de montaje de medidores de las siguientes maneras:

1. Conexión tarifa única hasta 63 A de capacidad de carga (Figura 7.23)

La conexión se realiza de acuerdo con las normas del panel de servicio. Se proporciona un interruptor principal de tres polos en la caja de terminales inferior y un terminal de circuito derivado principal/fusible de suma en la caja de terminales superior o un dispositivo de protección contra sobrecorriente como dispositivo de desconexión conmutable, p. un disyuntor selectivo del circuito derivado principal en la caja de terminales inferior y un terminal del circuito derivado principal en la caja de terminales superior.

2. Conexiones multitasa para capacidad de carga de 63 A a 100 A (Figura 7.24)

La conexión se realiza de acuerdo con las normas del cuadro de servicio. Se proporciona un interruptor principal de tres polos en la caja de terminales inferior y fusibles de suma en la caja de terminales superior o un dispositivo de protección contra sobrecorriente como dispositivo de desconexión conmutable, p. un disyuntor selectivo del circuito derivado principal en la caja de terminales inferior y un terminal del circuito derivado principal en la caja de terminales superior.

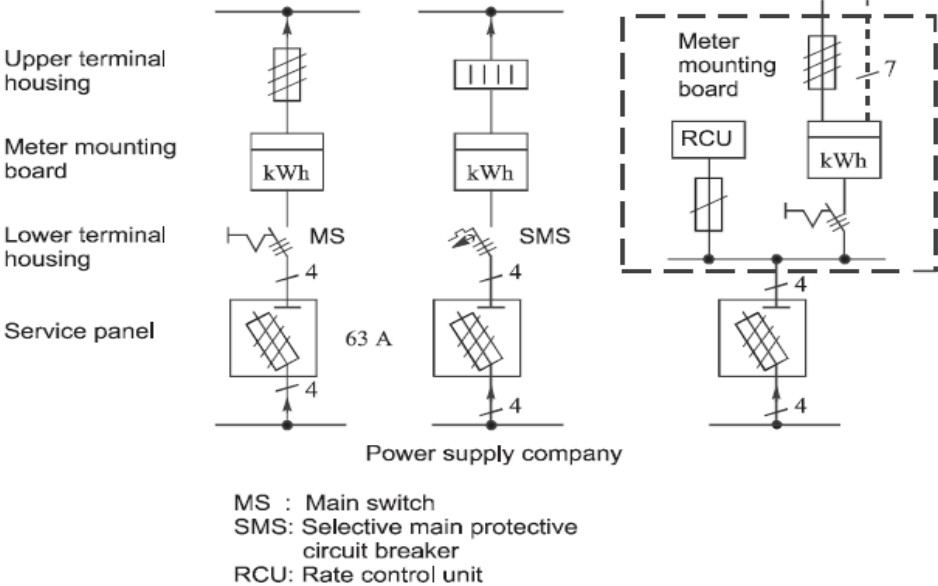


Figura 7.23 Conexión tarifa única hasta 63 A de capacidad de carga

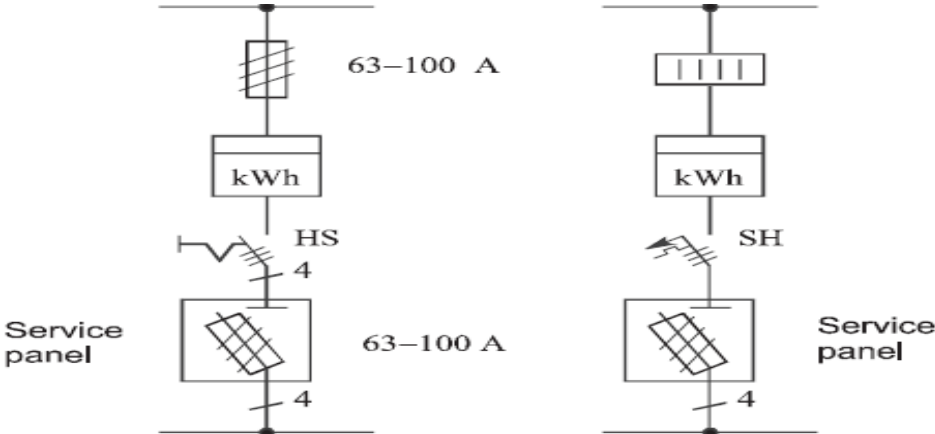


Figura 7.24 Conexiones multitasa para capacidad de carga de 63 A a 100 A

3. Conexiones multitasa para más de 100 A de capacidad de carga (Figura 7.25)

Grupo de fusibles redondos de hasta 100 A están fuera del gabinete del medidor, un interruptor principal de tres polos en la caja de terminales inferior y fusibles de suma en la caja de terminales superior o un dispositivo de protección contra sobrecorriente como dispositivo de desconexión conmutable, p. un disyuntor selectivo del circuito derivado principal en la caja de terminales inferior y un terminal del circuito derivado principal en la caja de terminales superior.

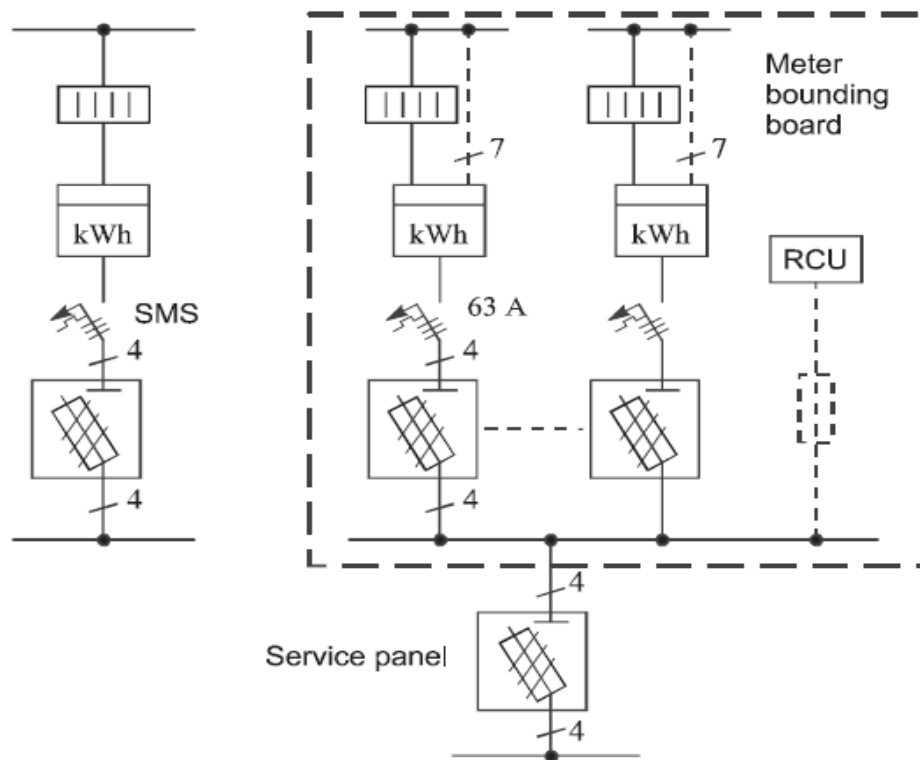


Figura 7.25 Conexiones multitasa para más de 100 A de capacidad de carga

La arena fina compactada sirve como medio de extinción para el arco eléctrico. La corriente de umbral funde o vaporiza el conductor. El arco eléctrico que surge mantiene la corriente. El arco a su vez derrite la arena. Para esto, es necesario un cierto pulso de calor de $J, \int i^2 dt$.

El fusible siempre interrumpe grandes corrientes de cortocircuito mediante la limitación de corriente antes de llegar a i_p y sin esperar el cruce natural de corriente por cero. La tensión del arco eléctrico del fusible debe ser superior a la sobretensión producida para garantizar la extinción. El tipo de característica determina la clase de función del fusible y su construcción externa su tipo de construcción. La característica dependiente de la corriente del fusible se deriva de la ecuación simplificada

$$\int i^2 dt = c m \Delta \theta \tag{7.3}$$

La asignación de una clase de función a un objeto a proteger determina la clase de servicio de un fusible. Los fusibles son dispositivos de conmutación limitadores de corriente. La corriente máxima de cortocircuito se limita a la corriente de paso. Aquí es necesario distinguir entre sobrecargas y cortocircuitos. En caso de sobrecarga, la sección izquierda de la característica (Figuras 7.26, 7.27), un elemento fusible detecta la condición de sobrecarga, mientras que la fusión de la sección de cuello de botella interrumpe un cortocircuito. El fusible completo consta de la base con anillo adaptador, tornillo adaptador, indicador, tapa roscada y cabeza de enchufe.

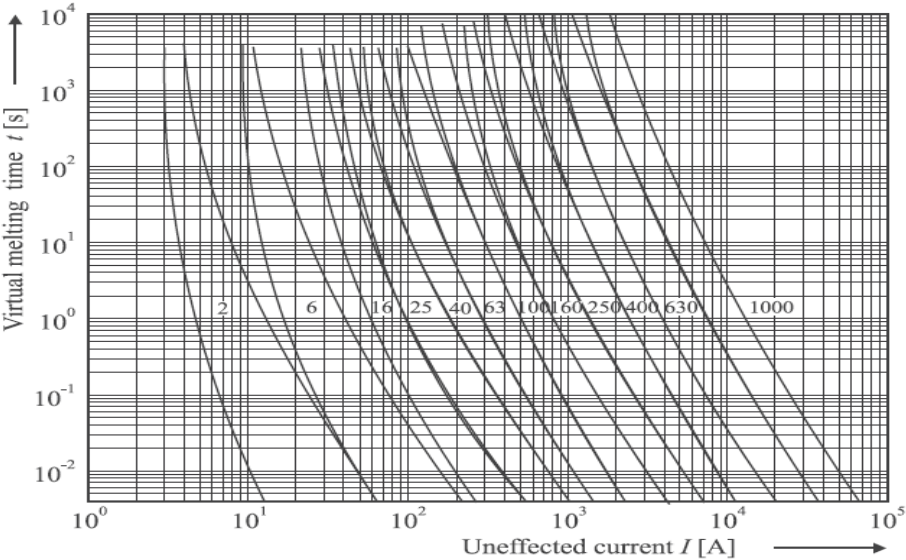


Figura 7.26 Características del fusible de 2 A a 1000 A

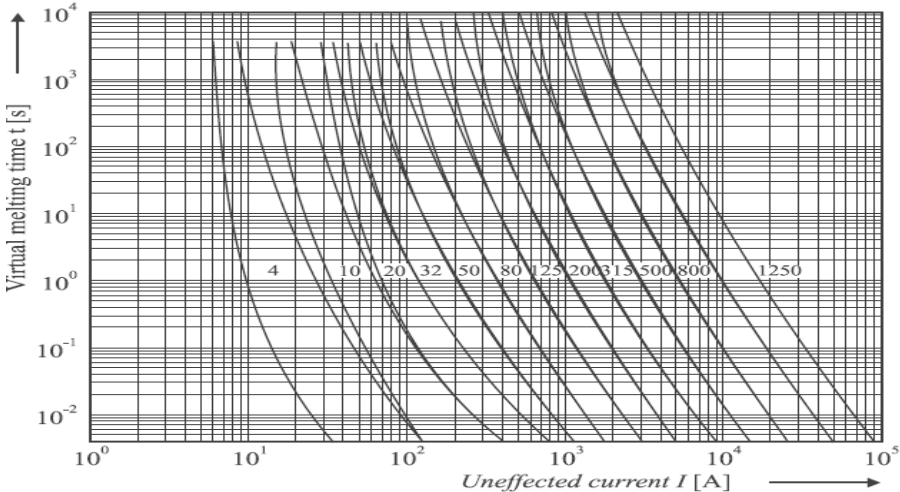


Figura 7.27 Características del fusible de 4 A a 1250 A

La corriente nominal de los fusibles para los circuitos del motor debe ser aproximadamente el doble de la corriente nominal del motor en condiciones normales de arranque. En la práctica, existen tablas graduadas para las corrientes nominales de los fusibles que funcionan selectivamente. En los puntos de nodo de las redes malladas los fusibles son selectivos, siempre que la mayor corriente parcial no supere aproximadamente 0,8 veces la corriente de suma.

Parámetros nominales para fusibles:

- 1. Corriente de paso: No se alcanza el valor máximo de la corriente de cortocircuito, por lo que aquí es suficiente utilizar la corriente de paso.
- 2. Fuerza de cortocircuito: El fusible no debe explotar o incluso fundirse debido al cortocircuito.

Codificación por colores de los fusibles según la tabla 7.3
El dimensionamiento se obtiene a partir de:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Fuerza de cortocircuito
- Deje pasar la corriente
- Característica de corriente de tiempo

Rated current A	Color
2	pink
4	brown
6	green
10	red
16	gray
20	blue
25	yellow
35	black
50	white
63	copper
80	silver
100	red
125	yellow
160	copper
200	blue

Tabla 7.3: Código de color de los fusibles

Tipos de construcción

Aquí distinguimos entre tres tipos de construcción:

- **Fusibles tipo tomillo**

Estos se caracterizan por la no intercambiabilidad de la unidad fusible y la protección contra descargas eléctricas. Estos fusibles pueden ser operados por personal no capacitado. Las bases de los fusibles tipo tomillo están construidas para acomodar anillos adaptadores.

- **Fusibles con contacto de hoja**

Estos consisten en una parte inferior del fusible, el elemento fusible reemplazable y el elemento operativo para reemplazar el elemento fusible. El personal no capacitado no puede operar estos fusibles. Un seccionador de fusibles de baja capacidad garantiza condiciones seguras mientras se reemplazan los elementos fusibles. Es posible instalar y quitar fusibles con el sistema bajo carga.

- **Clases de funcionamiento de los fusibles**

Estas clases de servicio se identifican con dos letras, de las cuales la primera indica la clase de función y la segunda el objeto a proteger.

- **Clases de funciones**

1. Clase de función

g	Protección de dominio completo (protección contra sobrecarga y cortocircuitos)
a	Fusibles de subdominio (protección contra cortocircuitos)

2. Objetos de protección definidos para fusibles:

G	Cables y líneas (aplicaciones generales)
L	Cables y líneas
M	Cambio de marcha
T	Transformadores
R	Semiconductores
B	Sistemas mineros

Los rangos de corriente nominal para los elementos fusibles NH se enumeran en la Tabla 7.4. De acuerdo con las intensidades de corriente nominales, existen diferentes tamaños de rosca para los sistemas de fusibles (Tabla 7.5). El comportamiento de apertura de los fusibles en la región de sobrecarga está determinado por las corrientes de disparo pequeñas (sin apertura en el tiempo de verificación especificado) y grandes (apertura durante el tiempo de verificación especificado). La Tabla 7.6 resume las corrientes de disparo.

Size	NH fuse elements				NH fuse bases	Switching strips
	500 V	660 V	500/660 V	400 V		
	gL	gL	aM	gT		
	A	A	kVA	A	A	A
00	6–100	6–100	35–100	–	160	160
1	80–250	80–250	80–250	–	250	250
2	125–400	125–400	125–400	50–250	400	400
3	315–630	315–500	315–630	250–400	630	630
4a	500–1250	500–800	630–1250	400–1000	1250	–

Tabla 7.4: Rangos de corriente nominal para elementos fusibles NH

Thread of D fuses		
E27	2 A to 25 A	D2
E33	36 A to 63 A	D3
R1.24 inches	80 A to 100 A	D4H
Thread of D0 fuses		
E14	2 A to 16 A	D01
E18	20 A to 63 A	D02
M30x2	80 A to 100 A	D03

Tabla 7.5: Roscas de fusibles

Duty class	Rated current in A	Small tripping current I_1	Large tripping current I_2	Checking time
Tripping currents of NH fuses				
gG	< 4	$1.5 I_n$	$2.5 I_n$	1 h
	4–10	$1.5 I_n$	$1.9 I_n$	1 h
	10–25	$1.4 I_n$	$1.75 I_n$	1 h
	25–63	$1.3 I_n$	$1.6 I_n$	1 h
	63–160	$1.3 I_n$	$1.6 I_n$	2 h
	160–400	$1.3 I_n$	$1.6 I_n$	3 h
aM	> 400	$1.3 I_n$	$1.6 I_n$	4 h
	all of the I_n	$4 I_n$	$6.3 I_n$	60 s
Tripping currents of D0 fuses				
gG	bis 4	$1.5 I_n$	$2.1 I_n$	1 h
	4–10	$1.5 I_n$	$1.9 I_n$	1 h
	10–25	$1.4 I_n$	$1.75 I_n$	1 h
	25–63	$1.3 I_n$	$1.6 I_n$	1 h
	63–100	$1.3 I_n$	$1.6 I_n$	2 h

Tabla 7.6: Corrientes de disparo de los fusibles

Las características de tiempo-corriente de los fusibles gG se muestran en la Figura 7.26, desde 2 A hasta 1250 A. Los fusibles NH de la clase de servicio gL protegen los equipos eléctricos operativos contra sobrecargas y cortocircuitos. Con la clasificación correspondiente, también se pueden utilizar para proteger motores contra cortocircuitos. Los diagramas de limitación de corriente para fusibles gG se dibujan en la Figura 7.28. Antes de alcanzar la corriente máxima de cortocircuito I_k .

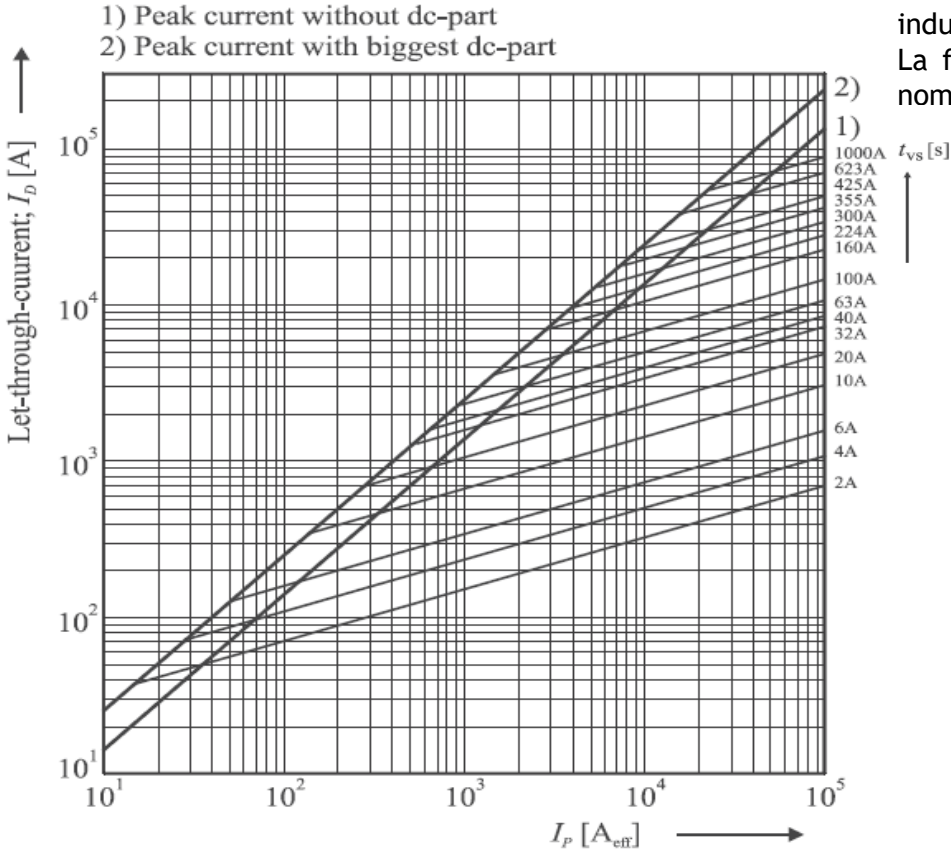


Figura 7.28 Curvas de paso para fusibles gG

Los fusibles D0 se encuentran con frecuencia en instalaciones industriales y residenciales. La figura 7.29 da las características de tiempo-corriente. El poder nominal de apertura es de 50 kA para estos fusibles.

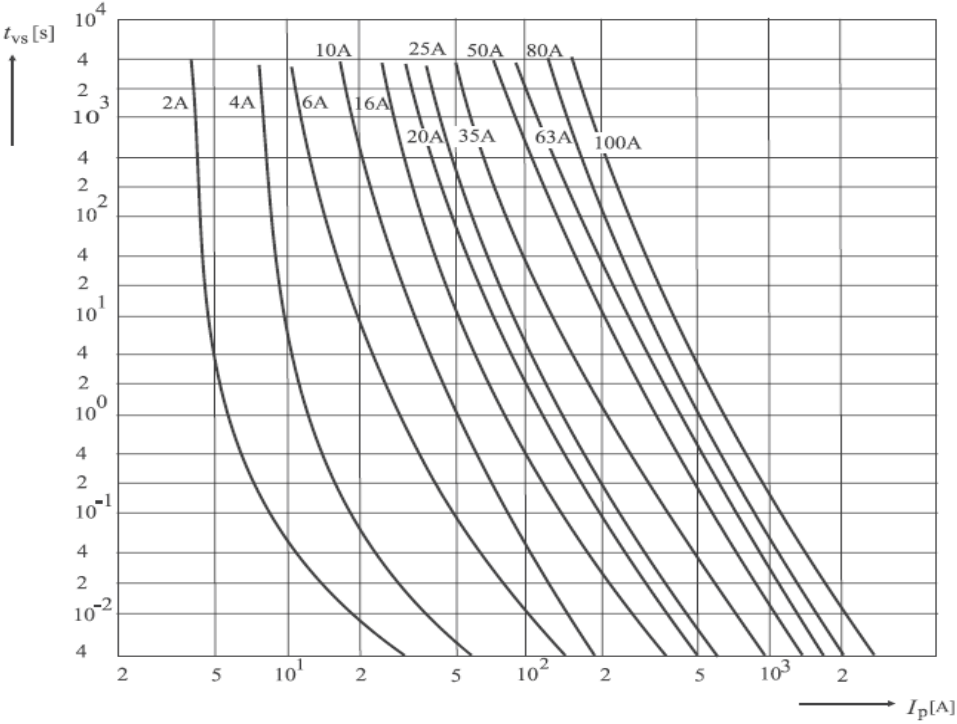


Figura 7.29 Características de tiempo-corriente para fusibles D0

7.2.10 Interruptores de potencia

CEI 947

De acuerdo con IEC 947, un disyuntor de potencia es un dispositivo de conmutación mecánico que, en condiciones normales de funcionamiento para un circuito dado, enciende, dirige y apaga la corriente. Además, en circunstancias inusuales, como un cortocircuito, el dispositivo dirige y apaga la corriente. Los disyuntores de potencia son dispositivos de conmutación para el encendido y apagado repetido de circuitos en operación normal y en condiciones de falla. Los interruptores automáticos de potencia siempre se abren en forma de tres polos y, después de producirse una falla, se vuelven a encender. La señalización con encendido o apagado remoto es posible sin problemas. Los disyuntores de potencia tienen un límite de capacidad de ruptura y son selectivos entre sí solo con ciertas restricciones.

El poder de cierre y apertura aumenta linealmente con la corriente nominal. El tiempo de respuesta de los interruptores automáticos de potencia modernos está entre 2 y 10 ms, tanto para la apertura como para la apertura. Las grandes fuerzas de conmutación requeridas son suministradas por accionamientos de aire comprimido, hidráulicos o accionados por resorte, que deben tener ciertas propiedades tales como:

- **Un interruptor accionado siempre debe estar listo para la desconexión.**
- **Una vez iniciada, la acción de conexión debe completarse.**

Los interruptores automáticos de potencia deben poder controlar el equipo en condiciones normales de funcionamiento, así como en condiciones de falla, es decir, deben poder cortar de forma fiable en cualquier momento. Su poder de apertura se dimensiona en función del valor eficaz de la corriente de cortocircuito prevista no afectada. Para el poder de cierre y apertura según categoría de cortocircuito P2, se requiere un seccionador y dos interruptores de cierre con dos interrupciones a 1,1 veces la tensión nominal y el factor de potencia adecuado. El factor de potencia es 0,15. Para las pruebas que demuestren el poder de cierre y de apertura, se debe cumplir con la secuencia de cambio de prueba. Hoy en día, todos los interruptores automáticos de potencia están diseñados de acuerdo con el principio de bloques de construcción, que mejora la potencia de apertura, divide el voltaje aplicado y reduce la carga de la cámara a través de varias cámaras. El búfer es el elemento más importante de un disyuntor de potencia. Durante el apertura, es retraída por una fuerza. Esto comprime el gas. Al mismo tiempo, se desplaza un contacto de conmutación acoplado al puffer, que une los dos tubos de contacto y cierra en estado cerrado. Esto da como resultado un espacio de ruptura entre el tubo de contacto superior y la pieza de contacto. El voltaje sobre el espacio del interruptor que cae, provocando un arco eléctrico. La corriente de línea al principio continúa fluyendo.

El gas comprimido fluye hacia el espacio del interruptor y enfría el arco eléctrico (disipación de calor).

Se interrumpe la corriente y se inicia un transitorio de tensión entre las conexiones de línea, cuya fiabilidad debe comprobarse al dimensionar los interruptores (tensión de recuperación). La longitud del arco sostenido en el tubo de contacto aumenta.

Dado que la resistencia del arco también aumenta, la corriente y la potencia suministrada se reducen. Como ya sabemos, la corriente se extingue durante el cruce de corriente cero. No se permite un apertura de corriente (tolerado solo hasta 4 A) antes de este apagado, ya que de lo contrario se producirían grandes sobretensiones según la ley de inducción. En el momento del encendido, el tampón y el contacto del interruptor se desplazan hacia arriba en 30 ms. El voltaje a lo largo del espacio del interruptor cae. Hoy en día se fabrican disyuntores de potencia hasta 80 kA, y en aplicaciones de alta tensión se utilizan disyuntores de potencia con varias cámaras por polo. La figura 7.30 muestra las características de disparo de diferentes interruptores automáticos de potencia.

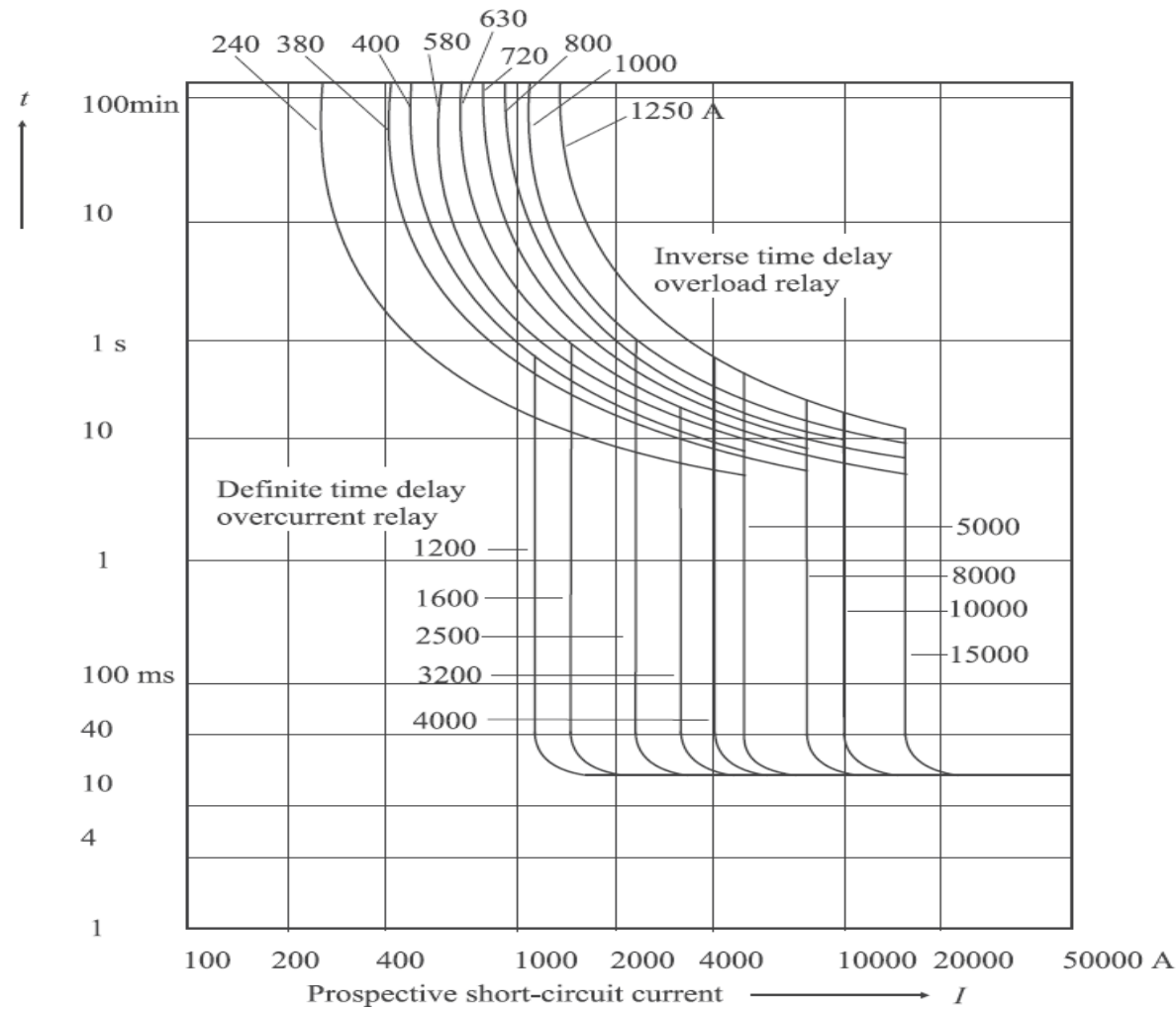


Figura 7.30 Características tiempo-corriente de los interruptores automáticos de potencia [53]

Categorías de cortocircuito según IEC 947

☐ Cortocircuito categoría 1

Viejo: P-1, Aplicación para Cortocircuitos

Nuevo: Icu según IEC 947

Icu capacidad máxima de interrupción de cortocircuito

Secuencia de conmutación para probar la capacidad máxima de apertura en cortocircuito:

O-t-CO: apto solo para funcionamiento reducido, desplazamiento insignificante de la característica de nominal de apertura último en cortocircuito

☐ Cortocircuito categoría 2

Viejo: P-2, Aplicación para cortocircuitos altos frecuentes

Nuevo: Ics de acuerdo con IEC 947

Ics: capacidad de apertura de cortocircuito de servicio

Secuencia de conmutación para probar la capacidad de apertura de cortocircuito de servicio:

O - t - CO - t - CO: adecuado para funcionamiento normal sin mantenimiento, sin desplazamiento de característica

Los significados de los símbolos son:

O abrir o desconectar

CO Secuencia ON-OFF de CO (sobre el cortocircuito)

T tiempot (intervalo de espera de 3 minutos)

Tipos de interruptores

Diferenciamos entre los siguientes tipos de interruptores, según el medio de extinción del arco:

- Interruptores automáticos de nivel de líquido: Los espacios de ruptura están bajo aceite en un tanque. El aceite sirve como material aislante y como medio de extinción del arco. El calor se extrae del arco eléctrico por vaporización, expansión tras un aumento de presión y por conducción térmica. Esto requiere grandes cantidades de aceite. Este tipo de martillo ya no se fabrica en la corrienteidad, ya que el aceite es inflamable y representa un peligro para el medio ambiente.
- Interruptores automáticos de aire comprimido o gas comprimido: El medio de extinción del arco fluye independientemente de la corriente a interrumpir en el espacio del arco. Luego de un enfriamiento exitoso, el gas frío a alta presión produce rápidamente un espacio de ruptura a prueba de sobretensiones. Hoy en día, solo se sigue utilizando el tipo SF₆. El gas no es tóxico y es inodoro, inflamable y buen conductor térmico.
- Disyuntores de vacío: estos disyuntores encuentran uso en sistemas de baja y media tensión y tienen muy buenas propiedades aislantes. Requieren poco mantenimiento y tienen un gran número de ciclos de funcionamiento. Debido a la ausencia de un medio de extinción de arco, se produce un destello y desgaste de los contactos. Los contactos se cortan oblicuamente para evitar estas dificultades. Las aleaciones de cromo-cobre se utilizan para producir vapor de metal y mantener pequeña la corriente de apertura.

Propiedades de los interruptores automáticos de vacío:

- ☐ Se puede volver a encender inmediatamente
- ☐ Gran número de ciclos de funcionamiento
- ☐ Alta fiabilidad
- ☐ Sin arco abierto
- ☐ Larga vida eléctrica
- ☐ Alta capacidad de interrupción de cortocircuito
- ☐ Requiere poco mantenimiento

7.2.11 Interruptores de carga

CEI 408

En las redes de media tensión, los interruptores de carga se utilizan a menudo junto con fusibles y combinados con seccionadores. También se utilizan interruptores-seccionadores para ahorrar costes. Solo se conmuta la carga y se produce un espacio de ruptura. El factor de potencia es $\cos \varphi = 0,7$. Los interruptores de carga son dispositivos de conmutación que cumplen las mismas funciones de conmutación que los interruptores-seccionadores.

7.2.12 Interruptores de desconexión

Los interruptores de desconexión son necesarios para desenergizar los componentes del sistema, de modo que estén accesibles para su verificación. Los principales problemas con los interruptores de desconexión son el calentamiento de las superficies de contacto y el desacoplamiento de los elementos de contacto con la aparición de una carga de cortocircuito abrupta. No tienen elementos para extinguir el arco eléctrico, pero deben ser capaces de apagar pequeñas corrientes.

Se hace una distinción entre:

- seccionadores de apertura central
- seccionadores automáticos
- pantógrafo

Unidades de seccionador:

- seccionadores
- accionamientos manuales accionamientos de motor
- unidades de aire comprimido

Los accionamientos de aire comprimido ya no se fabrican. Los seccionadores, los electrodos de puesta a tierra y los disyuntores deben estar provistos de enclavamientos. Los seccionadores deben conmutarse únicamente con los interruptores automáticos en la posición de APAGADO. Por otro lado, los electrodos de puesta a tierra deben ser accionados únicamente con los seccionadores abiertos.

7.2.13 Enlaces de fusibles

Esta sección proporciona las características de los cartuchos fusibles que brindan protección contra cortocircuitos en el lado de media tensión del transformador. Se utilizan en 6 kV hasta 150 A y en 30 kV hasta 40 A (Figura 7.31, 7.32).

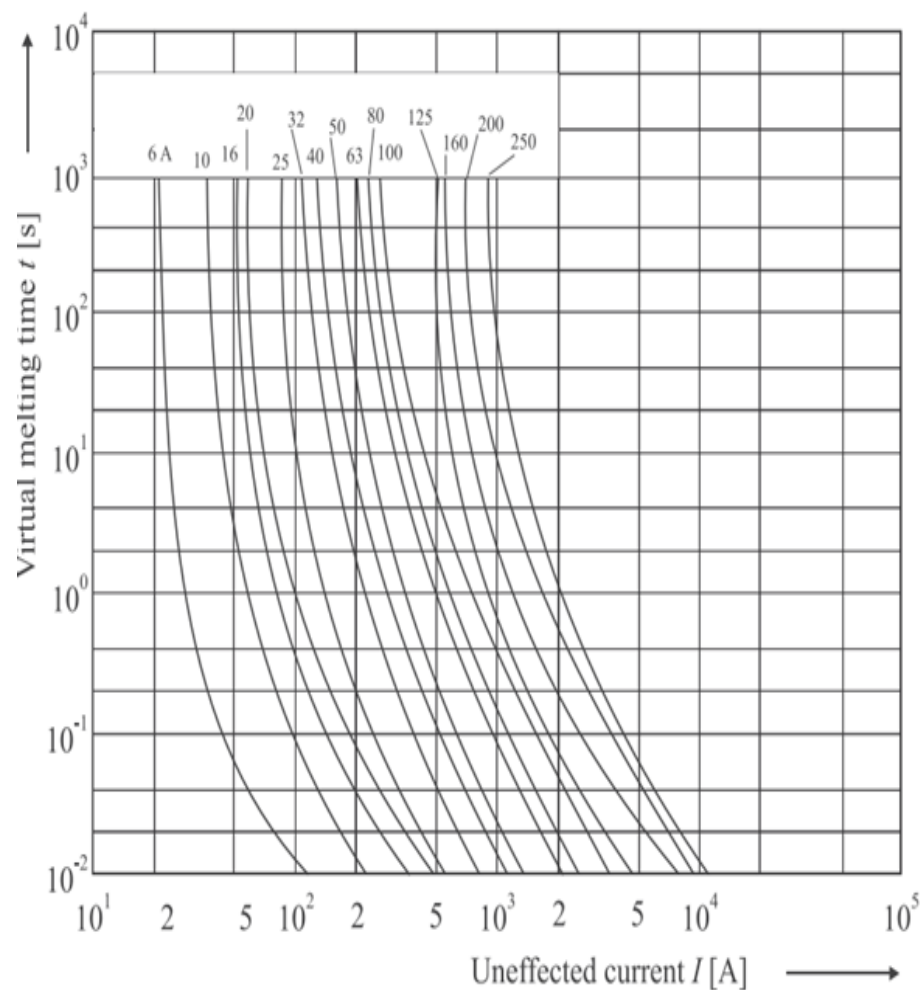


Figura 7.31 Características tiempo-corriente para cartuchos fusibles

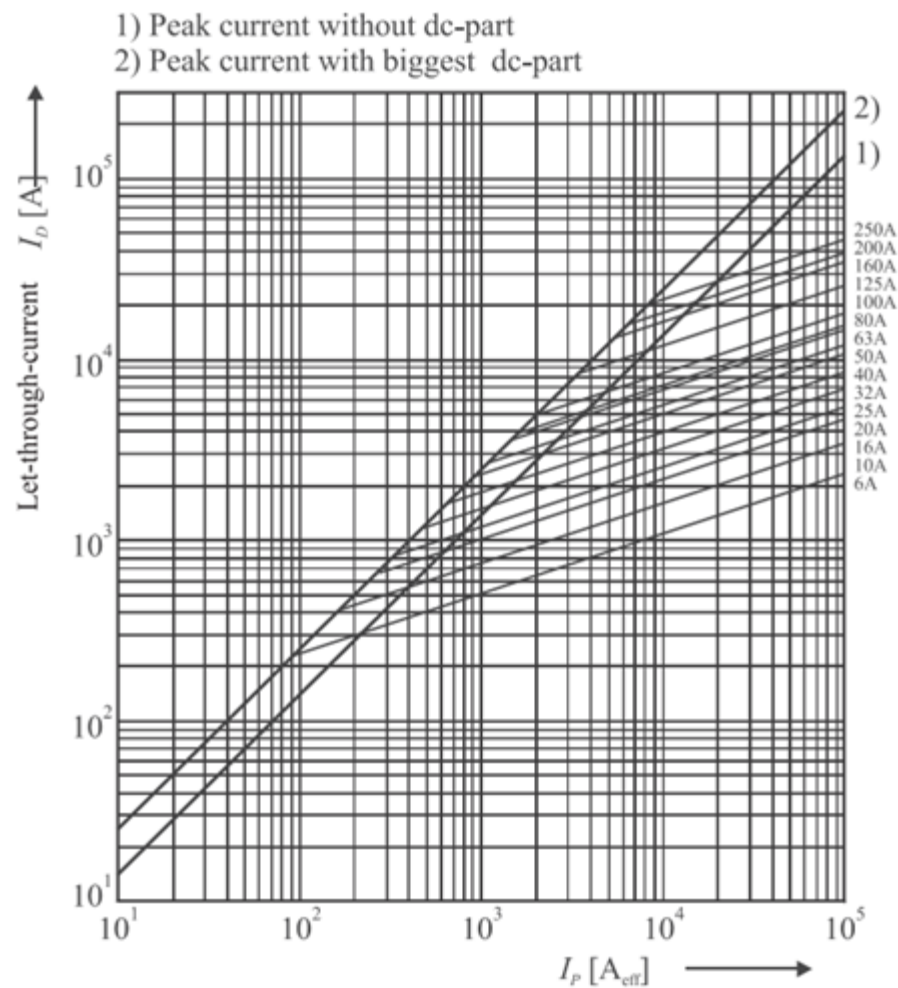


Figura 7.32 Corriente de paso para fusibles HH

7.2.14 Lista de componentes

Esta sección resume las unidades de posición (PU) para las unidades integradas y terminales más comunes. A partir de la suma de las unidades de posición, con suficientes posiciones de reserva, es posible entonces determinar los tipos de gabinetes y distribuciones (Tabla 7.7).

Para cada ancho de campo para la instalación de las unidades empotradas hay disponibles 12 unidades de posición. La unidad de una posición tiene las dimensiones 150 mm x 180 mm.

Tabla 7.7: Determinación de los requisitos de posición para gabinetes de distribución

Type	PU	Type	PU
Circuit breaker 0.5 to 63 A		Staircase circuit breaker	1
1-pole	1	Time switch analog day	3
2-pole	2	Time switch analog week	4
3-pole	3	Time switch digital 2-channel	2
		Time switch digital 3-channel	4
Fuse element			
63 A	1.5	Air-break contactor 24A, AC	2
25 A	2.4	Air-break contactor 40-63A, AC	3
Neozed fuse element			
100 A	2.6	three-point terminal	0.35
63 A	1.5	Modular terminal 4 mm ²	0.35
16 A	1.5	Modular terminal 16 mm ²	0.6
Breaker 16 A, 1-,2- and 3-pole	1	Modular terminal 50 mm ²	1.2
Breaker 25 A, 3-pole	1	N isolating terminal, blue, 4 mm ²	0.35
One-way switch 63-80 A, 3-pole	2.5	N isolating terminal, blue, 16 mm ²	0.6
One-way switch 63-100 A, 3-pole	3	PE terminal 4 mm ²	0.45
Master switch 63 A, 3-pole	3	PE terminal 16 mm ²	0.7
Master switch 100 A, 3-pole	4		
Fuse switch disconnecter 16 A 1-pole	1	Servo relay	1
Fuse switch disconnecter 63 A 1-pole	1.5	Phase monitor	2
Fuse switch disconnecter 16 A 3-pole	3	Dimmer	3
Fuse switch disconnecter 63 A 1-pole	4.5	Load disconnecting relay	1
Fuse switch disconnecter 16 A 4-pole	4	Remote control switch 16 A, 2-pole	10
Fuse switch disconnecter 63 A 4-pole	4.5	Remote control switch 16 A, 1-pole	1
Power circuit breaker 6 to 6300 A	24	Photo-electric controller switch	4
RCD 16 to 63 A, 2-pole	2	Network rectifier	6
RCD 25 to 63 A, 4-pole	4	Miniature transformer 8-24 V	4
Pushbutton and control lamp	1	Incorporated transformer 100 VA	6
Grounding type outlet	2.5	Doorbell transformer 8-12 V, 8 VA	2

8 Selectividad y protección de respaldo

8.1 Selectividad

Los equipos eléctricos operativos y de consumo deben protegerse contra las tensiones resultantes de los cortocircuitos mediante la desconexión selectiva de los sistemas defectuosos. IEC 60 364, Parte 56 requiere selectividad en redes de baja tensión. Se describen las condiciones de selectividad más importantes para los dispositivos de protección. Un sistema eléctrico está equipado con varios dispositivos de protección contra sobrecorriente conectados en serie, como fusibles y disyuntores, que son selectivos porque, en caso de falla, solo responde el dispositivo de protección contra sobrecorriente ubicado directamente antes de la ubicación de la falla en la dirección del flujo de corriente. La investigación de las condiciones de selectividad requiere una comparación de las características de tiempo-corriente para los dispositivos de protección contra sobrecorriente o las integrales de fusión del fusible entre sí. A continuación se describen los casos de selectividad más importantes.

En los sistemas eléctricos, se utilizan diferentes dispositivos de protección contra sobrecorriente para protección contra sobrecarga y cortocircuito. Los efectos de estas fallas pueden reducirse significativamente cuando los dispositivos de protección se eligen correctamente.

La Figura 8.1 ilustra las características de tiempo-corriente para diferentes dispositivos posibles en una red de bajo voltaje.

La selectividad de corriente se obtiene mediante el uso de dispositivos de protección con diferentes corrientes de disparo. La selectividad de tiempo se obtiene retrasando la liberación de los dispositivos de protección aguas arriba.

Condiciones para la selectividad de los fusibles:

- Las características no deben coincidir en ningún punto.
- Esto se logra cuando el fusible aguas arriba tiene al menos 1,6 veces la corriente nominal del fusible aguas abajo.
- Con menos de 1,6 veces la corriente nominal, no existe protección.
- Las desviaciones de la dispersión varían en $\pm 7\%$.
- El tiempo de apertura t_A es la suma del tiempo de fusión t_1 y el tiempo de extinción del arco t_L .
- Para corrientes de cortocircuito 20 veces la corriente nominal del fusible y tiempos de fusión ≤ 10 ms, las características no pueden dar información confiable. En tales casos, es necesario verificar los valores de i^2dt .

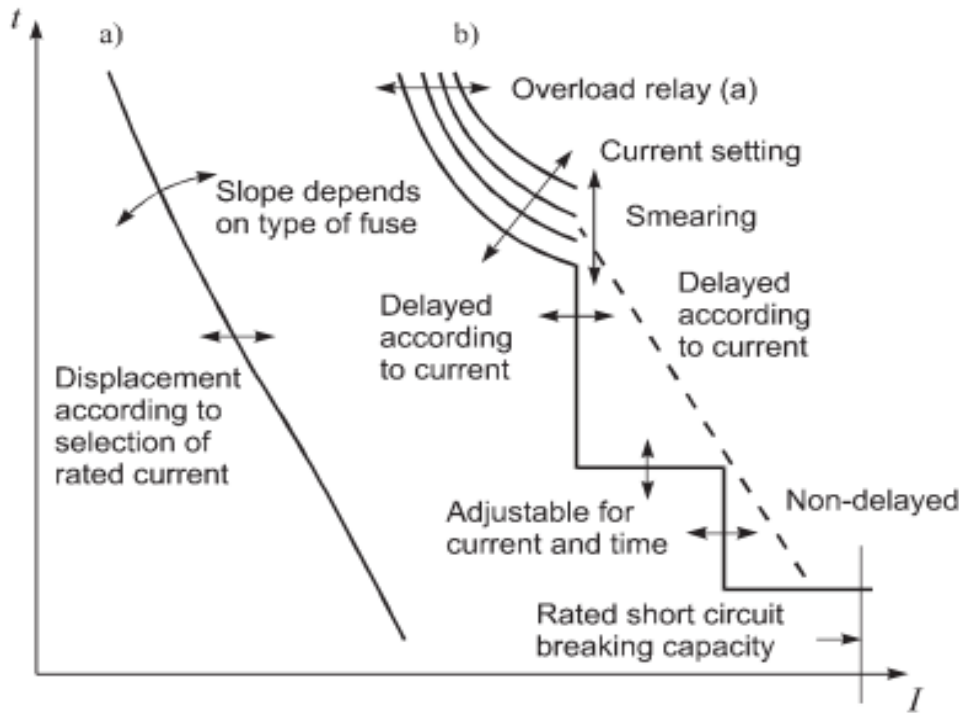


Figura 8.1 Características de disparo de los fusibles NH (a) y potencia

Ventajas y desventajas de los fusibles:

- La capacidad de ruptura de cortocircuito de los fusibles es suficiente para casi todas las condiciones de la red.
- Los fusibles no se pueden ajustar.
- Después de la desconexión, los fusibles no se pueden volver a utilizar. La planificación con fusibles es sencilla.
- Los sistemas en los que aún no se conocen los niveles de potencia pueden adaptarse a requisitos posteriores simplemente cambiando los fusibles.

Un sistema con transformador tiene una potencia de 1200 kVA, una tensión de cortocircuito del 6 % y una corriente de cortocircuito de 50 kA en la alimentación (Figura 8.7). Condiciones para la selectividad de los interruptores automáticos de potencia:

- ✓ El tiempo o la calificación corriente es posible.
- ✓ Los interruptores automáticos son selectivos entre sí solo con ciertas restricciones.

- ✓ El tiempo de apertura total t_A del dispositivo de maniobra aguas abajo debe ser menor que el tiempo de comando mínimo t_m del dispositivo de maniobra aguas arriba.
- ✓ El tiempo de apertura total t_A es la suma del tiempo de separación del contacto t''_{OV} y el tiempo de arco t_L .
- ✓ El tiempo de retardo es de unos 50 ms.
 - La corriente de interrupción es 1,2 veces la configuración corriente I_e .
 - La corriente de cortocircuito es 12 veces la corriente nominal I_n .
 - El disyuntor de potencia debe poder controlar la corriente máxima de cortocircuito en el lugar de la instalación.

Ventajas y desventajas de los interruptores automáticos de potencia:

- ✓ Los disyuntores de potencia tienen una capacidad de interrupción de cortocircuito limitada. Para una corriente nominal pequeña, el poder de apertura también es menor.
- ✓ Para la correcta planificación de un sistema con interruptores automáticos de potencia es necesario calcular las corrientes de cortocircuito.

Observaciones importantes sobre interruptores automáticos y fusibles:

- ✓ El tiempo de clasificación entre un interruptor automático y el fusible debe ser de al menos 100 ms.
- ✓ La capacidad de paso del fusible debe ser mayor que la del disyuntor de potencia.
- ✓ Siempre se debe tener en cuenta la capacidad de apertura del interruptor automático de potencia.
- ✓ En el caso de los fusibles hay que tener en cuenta el tipo, estado, antigüedad, fabricación y características.

La selectividad de corriente se obtiene mediante la clasificación de las corrientes de respuesta y el disparo por cortocircuito no retardado cuando las corrientes de cortocircuito en el lugar de instalación difieren mucho (Figura 8.7). El dispositivo de disparo por cortocircuito no retardado puede ajustarse a los valores de cortocircuito calculados. Para probar la selectividad, otra posibilidad es comparar las características de disparo entre sí.

Cuando las corrientes de cortocircuito de los interruptores automáticos de potencia aguas arriba y aguas abajo en un sistema son aproximadamente iguales, no es posible hacer uso de la selectividad de tiempo (Figura 8.2). Entonces, el tiempo de retardo debe elegirse de modo que un interruptor automático aguas abajo tenga el tiempo necesario para desconectarse por sí mismo.

La selectividad en la región de sobrecarga se proporciona solo cuando la característica del fusible no toca la característica del interruptor automático (Figura 8.3 a Figura 8.5). Para corrientes de cortocircuito más grandes, el fusible responde tan rápido que el interruptor de circuito de alimentación con un tiempo de retardo de 100 ms nunca se corta. Los cartuchos fusibles aguas abajo conmutan selectivamente a un disyuntor de potencia cuando la corriente de operación del relé de sobrecarga en el disyuntor tiene de 4 a 5 veces el valor de la corriente nominal del fusible (Figura 8.6).

Figura 8.2
Selectividad
temporal de
dos
interruptores
automáticos
de potencia
en serie [30]

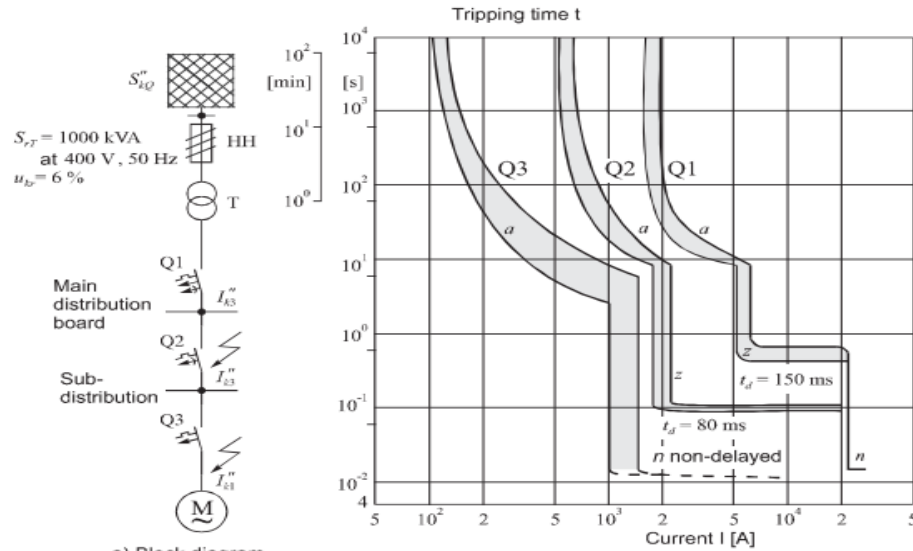
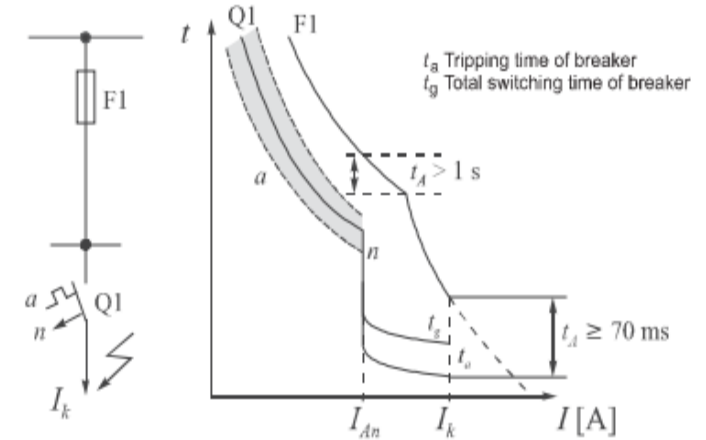


Figura 8.3 Selectividad en la región de sobrecarga:
Fusible aguas arriba del interruptor automático [30]



**Figura 8.4 Selectividad en la región de cortocircuito:
Fusible aguas arriba del interruptor automático [30]**

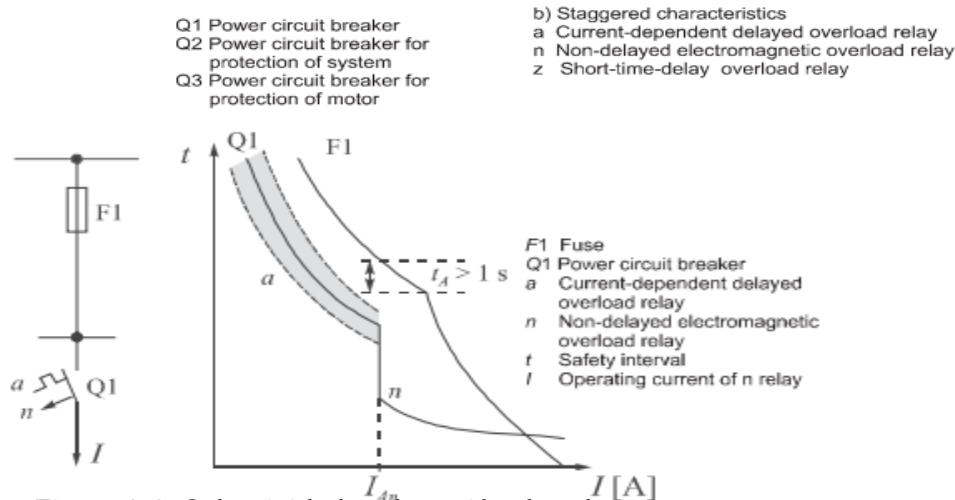


Figure 10.1 illustrates the coordination of protection devices in a single-phase circuit. The diagram shows a circuit with a power circuit breaker (Q1) and a fuse (F1) in series. The current (I) flows from the source through Q1 and F1. The time-current (t-I) characteristic curves for F1 and Q1 are plotted. The curves show that for a given current, the fuse (F1) operates faster than the power circuit breaker (Q1). The safety interval (t_A) is the time difference between the operation of Q1 and F1 at a specific current (I_A). The operating current of the n relay (I_An) is also indicated.

Legend:

- F1 Fuse
- Q1 Power circuit breaker
- a Current-dependent delayed overload relay
- n Non-delayed electromagnetic overload relay
- t_A Safety interval
- I_{An} Operating current of n relay

Figura 8.5 Selectividad en la región de sobrecarga: interruptor automático aguas arriba del fusible [30]

El lado primario de los transformadores está mayoritariamente protegido con fusibles HH e interruptores seccionadores de carga combinados. En el lado de baja tensión, se utilizan disyuntores de potencia. Los fusibles HH están estandarizados, en función de la potencia del transformador, y protegen contra cortocircuitos sólo en el lado de media tensión. Para la selectividad es necesario tener en cuenta los datos de los fabricantes y los rangos de dispersión de ambas características. Los disyuntores de potencia con un relé de protección se utilizan en lugar de los fusibles HH y brindan la mejor protección.

La figura 8.8 ilustra un cable de salida de motor con una corriente de cortocircuito de 20 kA conectado directamente a la barra de una estación transformadora y su corriente de cortocircuito, que se suministra desde dos interruptores automáticos de alimentación con 10 cada uno. Aquí, la característica de disparo se desplaza por un factor de dos a la derecha en la escala corriente.

El poder de apertura de los fusibles es superior a 100 kA. No es necesario calcular las corrientes de cortocircuito en el lugar de instalación. Se proporciona la selectividad, ya que el elemento fusible aguas arriba tiene $\approx 1,6$ veces la corriente nominal del elemento fusible aguas abajo. La Figura 8.9 muestra un sistema con fusibles. Sobre la base de las características del tiempo de fusión de los elementos fusibles, tenemos prueba de selectividad (Figura 8.10).

En el lugar de instalación del disyuntor de potencia, siempre es necesario calcular la corriente de cortocircuito para poder elegir el disyuntor de potencia y el ajuste de corriente correctos. Siempre es posible utilizar un interruptor de corriente cero de potencia compacto (Figura 8.11). El interruptor de corriente cero extingue el arco eléctrico solo durante el paso natural de la corriente por cero. Debe ser capaz de soportar los esfuerzos dinámicos y térmicos de cortocircuito de su capacidad total de apertura durante un breve período de tiempo. Si la corriente de cortocircuito es interrumpida por un interruptor de potencia limitador de corriente, los contactos se abren muy rápidamente, de modo que ya después de unos pocos milis se enciende un arco que representa una resistencia adicional que aumenta rápidamente y limita la corriente de cortocircuito a la forma de curva que se muestra con la línea continua. Este es un alivio considerable para el sistema y el interruptor.

En el siguiente ejemplo (Figura 8.12) se utilizan interruptores automáticos de potencia con los mismos valores nominales en lugar de fusibles. Con referencia a la característica de la Figura 8.13, vemos que los interruptores automáticos de potencia son demasiado similares en sus características para ser selectivos. Luego, vemos que los interruptores automáticos de potencia son demasiado similares en sus características para ser selectivos. El interruptor de 630 A se elige con un disparador z n. La liberación de z se retrasa 80 ms y la liberación de n se establece en infinito. Esto hace que el interruptor sea selectivo con respecto a los demás. Dado que en las subdistribuciones las corrientes de cortocircuito son > 6 kA, se debe instalar allí un dispositivo de protección de respaldo.

Figura 8.6
Selectividad en la región de cortocircuito: interruptor automático aguas arriba del fusible [30]

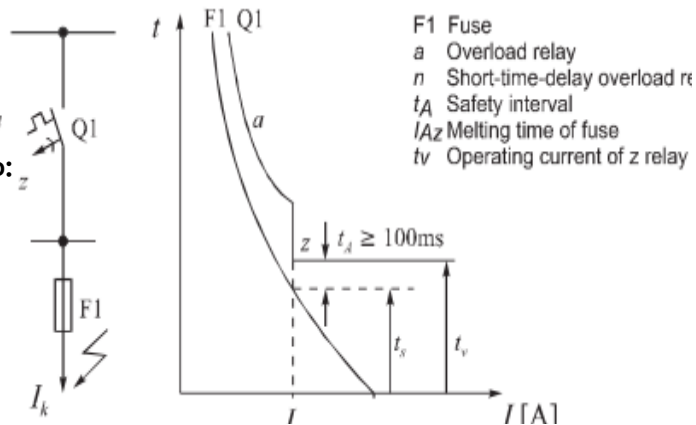


Figura 8.8
Selectividad en un sistema con dos transformadores [30]

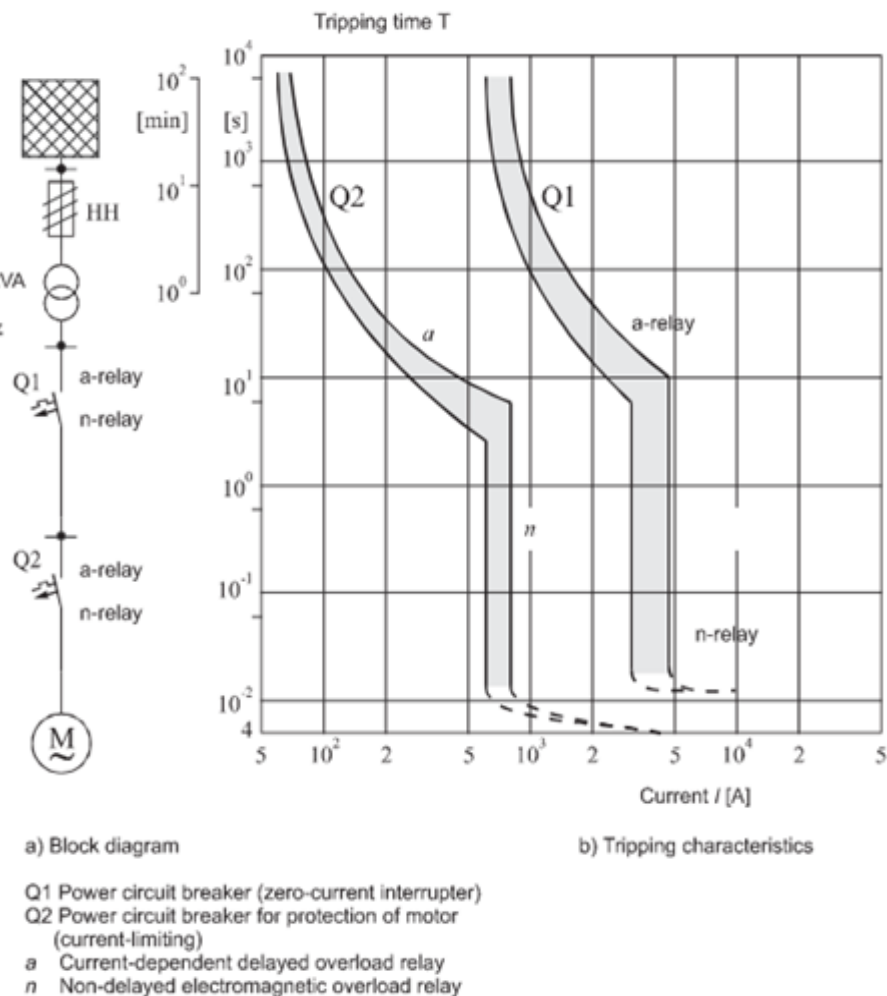
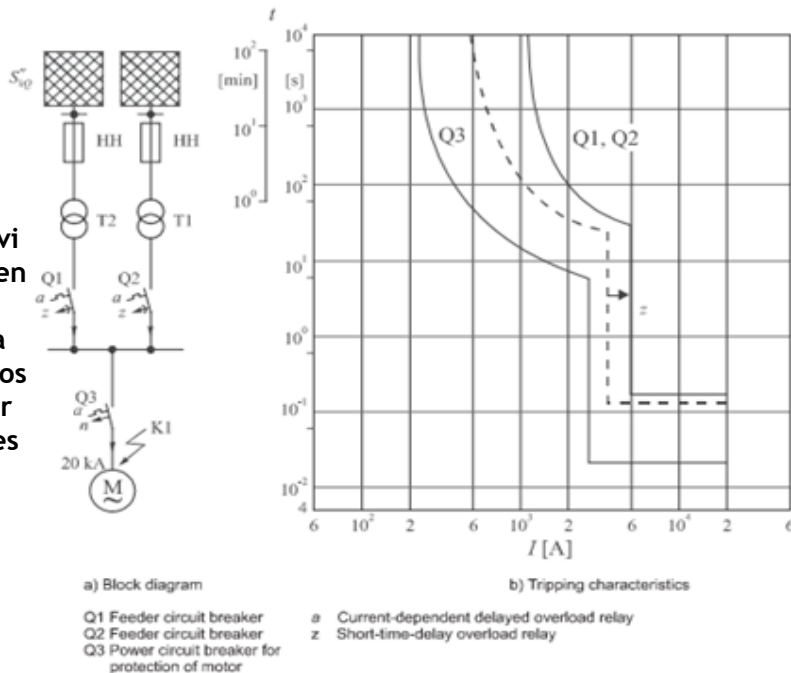


Figura 8.7 Selectividad de corriente para dos interruptores automáticos de potencia en serie [30]

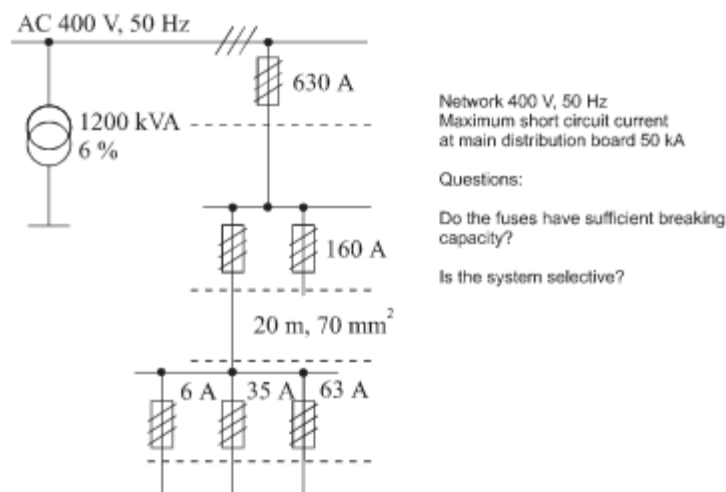


Figura 8.9 Evaluación de un sistema con fusibles

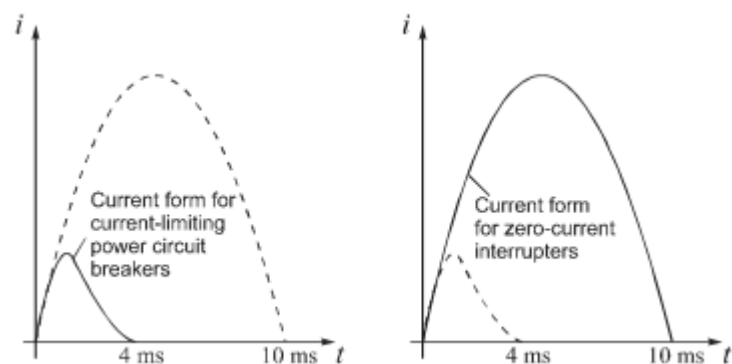


Figura 8.11 Forma corriente para romper un cortocircuito

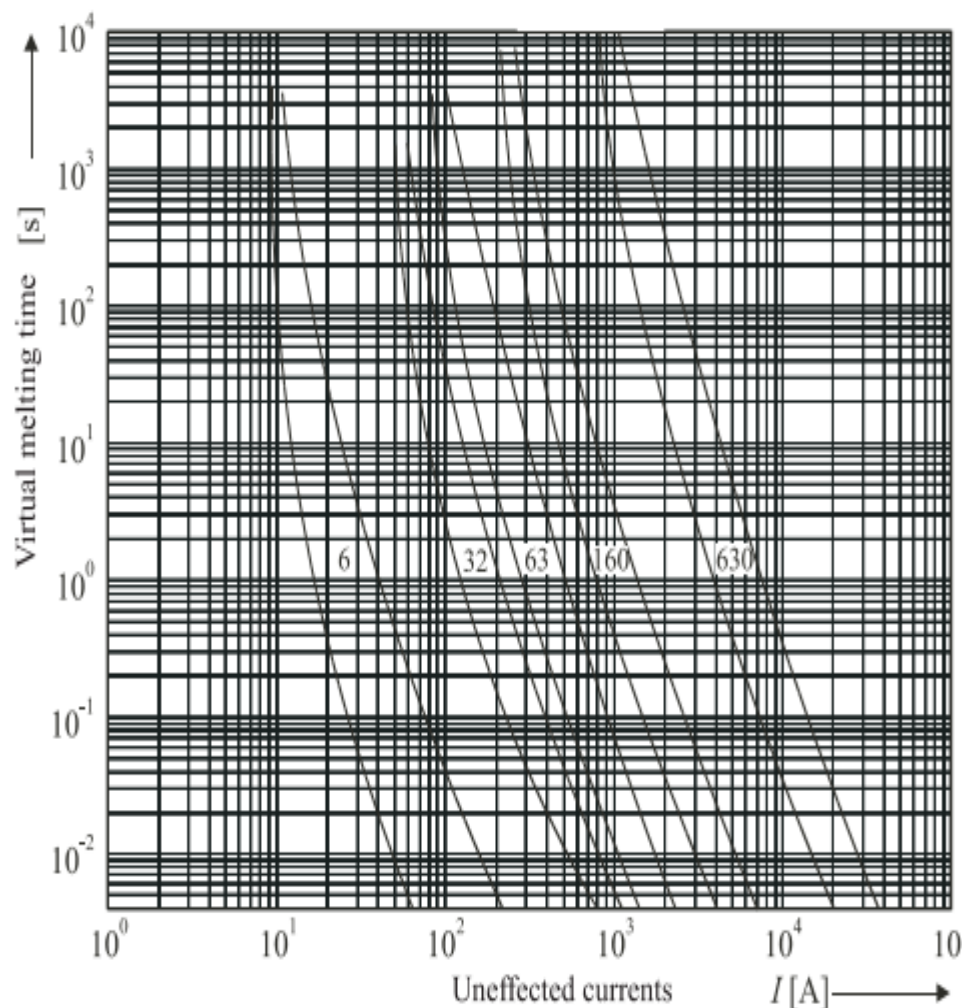


Figura 8.10 Características de tiempo-corriente para fusibles

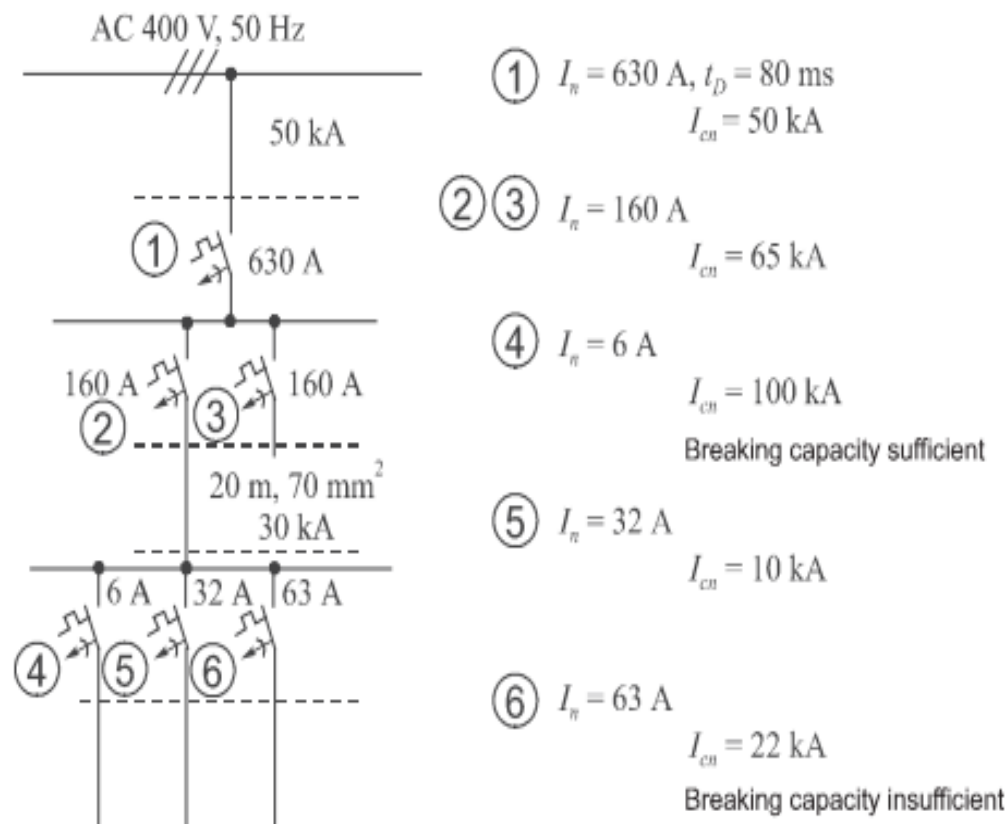


Figura 8.12 Características tiempo-corriente para interruptores automáticos de potencia

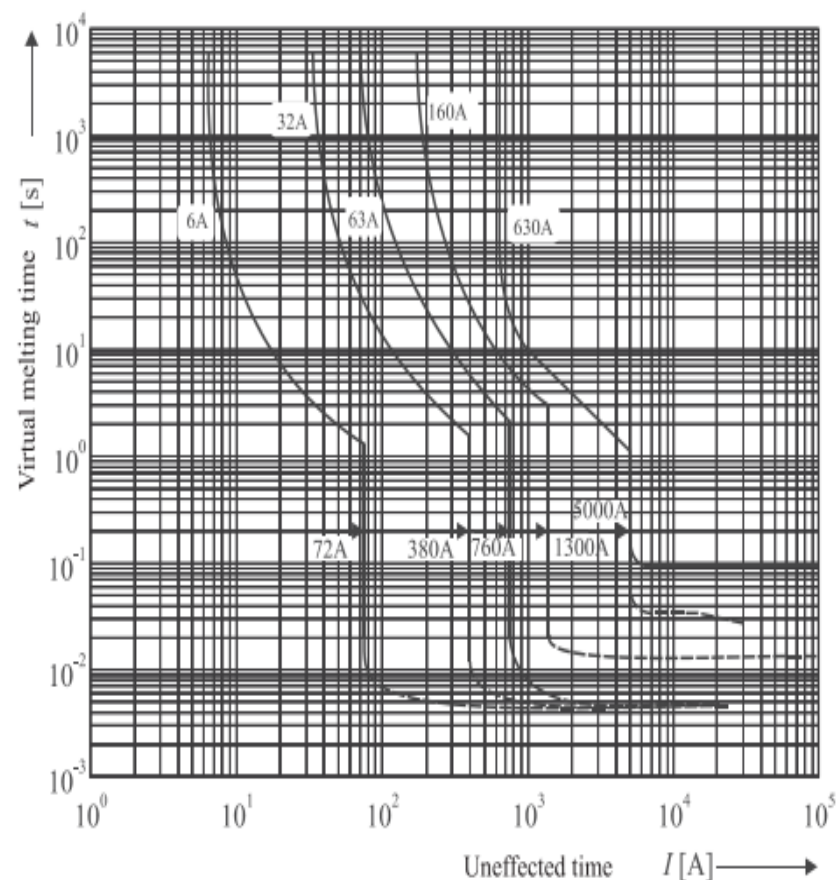


Figure 8.13 Características tiempo-corriente de interruptores de potencia

8.2 Protección de backup

La protección de backup está garantizada cuando, en caso de cortocircuito, un dispositivo de protección contra sobrecorriente aguas abajo está protegido por un dispositivo de protección contra sobrecorriente aguas arriba (Figura 8.14). Esto significa que la capacidad nominal de apertura del interruptor aguas abajo puede ser menor que la corriente de cortocircuito en el lugar de instalación. La corriente de cortocircuito tripolar debe determinarse en el lugar de instalación y el poder de apertura nominal de los dispositivos de protección elegidos debe verificarse con respecto a si se requiere protección de respaldo o no. Los límites de selectividad y la protección de respaldo también se pueden tomar de la información de los fabricantes.

La Figura 8.15 muestra un sistema completo con diferentes ramas. Se eligen los siguientes disyuntores de potencia:

Para la rama de 6 A elegimos un interruptor de potencia con un poder de apertura de 100 kA. La protección de respaldo no es necesaria. Para el ramal de 32 A, con un poder de apertura de 10 kA, se requiere una protección de respaldo de 65 kA. Para el ramal de 63 A, con un poder de apertura de 22 kA, ya se cuenta con protección de respaldo de 65 kA. La protección de respaldo en cuenta es suficiente para permitir que los disyuntores de potencia mantengan bajo control la corriente de cortocircuito requerida de 30 kA.

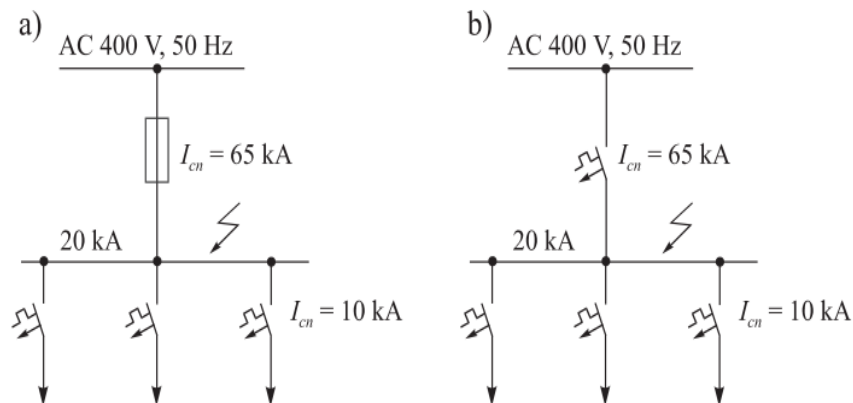


Figura 8.14 Protección de respaldo en un sistema

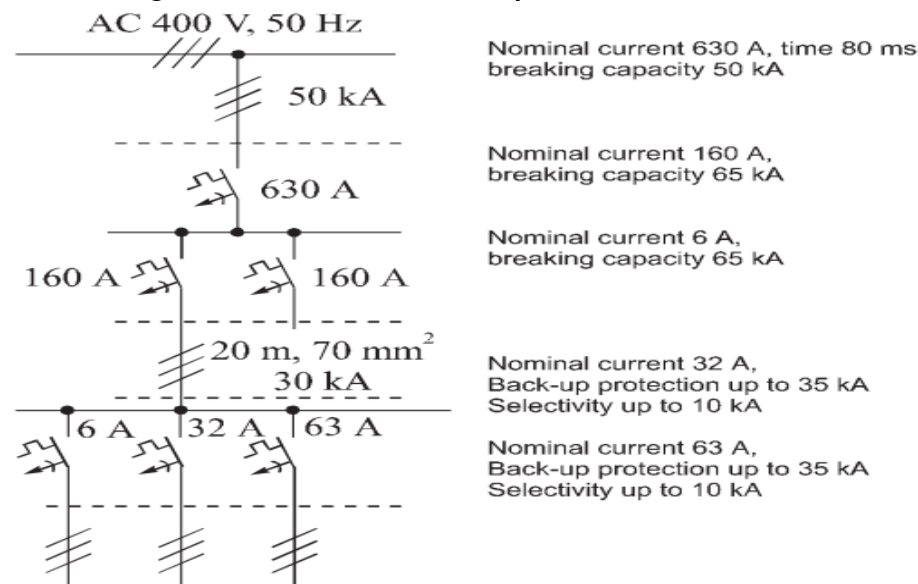


Figura 8.15 Selectividad y protección de respaldo para un sistema con interruptores automáticos de potencia

9 Combinaciones de interruptores

EN 60439-1-2-3-4-5

Hasta 1996 se permitía la instalación de "combinaciones de celdas no ensambladas en fábrica" en el sitio del sistema. A partir de 1967 fue posible fabricar "combinaciones de aparataje montadas en fábrica" en la producción industrial. Desde 1984, ya no se producen combinaciones de aparataje en el sitio del sistema. Para la planificación de los sistemas de distribución es necesario diferenciar entre las normas de instalación según IEC 60364 y los requisitos de diseño según IEC 947-1. Esto a su vez conduce a:

de acuerdo con las regulaciones de unidades de consumo y paneles de medidores

Pequeños cuadros de distribución y cuadros de montaje de contadores hasta 63 A

Unidades con circuitos de carga con $I_n < 63A$

Tipo de protección IP 31 o 3X (estándar nacional)

de acuerdo con EN 60439, Parte 1

Combinaciones de aparataje de baja tensión

de acuerdo con EN 60439-3

reemplaza a los sistemas de distribución de instalación ensamblados en fábrica.

9.1 Combinaciones de aparataje con prueba de tipo (TSC)

EN 60439, Parte I

Las combinaciones de aparataje de baja tensión de tipo probado se identifican por el sistema completo del fabricante, como armarios, raíles, módulos y unidades. Estas combinaciones de aparataje se pueden considerar de tipo ensayado cuando su montaje se realiza de acuerdo con las instrucciones del fabricante de modo que se asegure la equivalencia con el tipo o sistema original para el cumplimiento de la norma.

9.2 Combinaciones de aparamenta con prueba de tipo parcial (PTSC)

EN 6043

Las combinaciones de aparamenta de baja tensión con ensayo de tipo parcial incluyen módulos con ensayo de tipo y sin ensayo de tipo, asumiendo que estos últimos se derivan (por ejemplo, por cálculo) de módulos con ensayo de tipo que han superado las pruebas correspondientes. Tales combinaciones resultan de la instalación de unidades o módulos no incluidos en la prueba de tipo del fabricante, tales como:

- ☐ Sistemas de compensación (sobre placa de soporte)
- ☐ Unidades electrónicas
- ☐ Instalaciones de puertas
- ☐ Soportes de barras in situ
- ☐ Incumplimiento de las instrucciones de instalación del fabricante.

Las combinaciones de celdas con pruebas de tipo parciales requieren la verificación obligatoria del instalador del sistema con respecto a:

- ☐ Límites de aumento de temperatura
- ☐ Comportamiento de cortocircuito
- ☐ Vías de fuga y espacios libres en el aire
- ☐ Cálculo de cortocircuito para las barras
- ☐ Cálculo de la pérdida de calor.

9.5 Prueba de fuerza de cortocircuito

La prueba de la resistencia al cortocircuito con respecto a los esfuerzos mecánicos y térmicos del sistema eléctrico sigue de acuerdo con IEC 60 909 e IEC 865. Esta prueba no es necesaria:

- en circuitos auxiliares con transformadores
- con equipo de protección de sobrecarga limitador de corriente ($I_{cu} \leq 15 \text{ kA}$),
- con una corriente nominal de cortocircuito prevista ($I_{cu} \leq 15 \text{ kA}$).

Para el estrés mecánico del cortocircuito de las combinaciones de aparamenta, deben determinarse, en la (Tabla 9.1) la corriente máxima de cortocircuito i_p , junto con la corriente de cortocircuito simétrica inicial I''_k y la relación soportada n .

Una combinación de aparamenta abarca varios circuitos o una parte de ellos. Se ha introducido el término "factor de diversidad nominal", que tiene en cuenta la carga cambiante y no simultánea de los circuitos principales individuales y que es importante para el dimensionamiento de los alimentadores y barras colectoras de la fuente de alimentación (Tabla 9.2). El factor n se aplica a todos los equipos operativos en los que la disipación de potencia es proporcional a la corriente, como interruptores, pulsadores y luces indicadoras. El factor n' se aplica a todos los equipos operativos para los que la disipación de potencia es proporcional al cuadrado de la corriente, como disyuntores, contactores, interruptores de desconexión de carga y elementos fusibles.

Tabla 9.1: Relación de resistencia para diferentes valores de i_p y $\cos\varphi$

Effective value of peak short circuit current in kA	$\cos \varphi$	Withstand ratio n
$i_p \leq 5$	0.7	1.5
$5 < i_p \leq 10$	0.5	1.7
$10 < i_p \leq 20$	0.3	2
$20 < i_p \leq 50$	0.25	2.1
$i_p > 50$	0.2	2.2

Tabla 9.2: Relación de resistencia nominal en función del número de circuitos principales

Number of main circuits	TSC (n)	n'
Power supply feeders	3	1
2 and 3	0.9	0.64
4 and 5	0.8	0.49
6 to 9	0.7	0.36
10 and more	0.6	0.25

9.4 Prueba del cumplimiento de los límites superiores de temperatura en combinaciones de celdas parcialmente probadas

El procedimiento de cálculo para la evaluación del límite superior de temperatura es muy difícil y complicado. La prueba del cumplimiento se puede demostrar con el uso de software y tablas especiales [55, 7]. Esta sección trata los principios para la prueba del cumplimiento de los límites superiores de temperatura.

La evaluación basada en computadora (sin ventilación) se utiliza para determinar las características de la sobretemperatura del aire en la carcasa/recinto. Este se compone de la temperatura ambiente de la combinación de celdas (fuera de la carcasa) y la sobretemperatura del aire dentro de la carcasa. Como resultado del cálculo, se puede ver si el equipo operativo en la combinación de aparataje parcialmente ensayada puede funcionar sin problemas para las corrientes nominales utilizadas como base para la pérdida de potencia y para la sobretemperatura calculada del aire dentro de la carcasa. Esta determinación se refiere tanto a la aparataje empotrada como a las conexiones eléctricas, como carriles y líneas aisladas. Mientras no se especifiquen otras condiciones, la temperatura ambiente (promedio de 24 horas) se toma como 35 °C y la temperatura interna del gabinete como 55 °C. Además, también se deben cumplir las siguientes condiciones:

- ☐ Las pérdidas de potencia deben distribuirse de manera aproximadamente uniforme dentro de la carcasa.
- ☐ No se debe impedir la circulación del aire.
- ☐ En una combinación de aparataje con ensayo de tipo parcial o en un campo subdividido por particiones, no debe haber más de tres particiones horizontales.
- ☐ En el caso de los conductos de aire, la sección transversal de los conductos de aire de salida debe ser al menos un 10 % mayor que la sección transversal de los conductos de entrada de aire.
- ☐ El equipo operativo incorporado está diseñado para voltajes de CC y CA de hasta 60 Hz y para una intensidad máxima de corriente de alimentación de 3150 A.

Se deben conocer los siguientes puntos para calcular la sobretemperatura:

- ☐ Tipo de protección y clase de protección de la tarjeta Smart I/O
- ☐ Tipo de instalación de la carcasa/recinto
- ☐ Dimensiones de la carcasa/caja
- ☐ Tipo de construcción (cuadro de distribución montado en la pared o montado en el piso)
- ☐ Equipos instalados, pérdidas de calor, determinación del espacio.
- ☐ Lugar de instalación (alto, ancho y profundidad)
- ☐ Estructura de líneas
- ☐ Número de particiones interiores
- ☐ Selección de tipo
- ☐ Lista de piezas, dibujos
- ☐ Reserva de espacio.

- En el caso de los conductos de aire, la sección transversal de los conductos de aire de salida debe ser al menos un 10 % mayor que la sección transversal de los conductos de entrada de aire.
- El equipo operativo incorporado está diseñado para voltajes de CC y CA de hasta 60 Hz y para una intensidad máxima de corriente de alimentación de 3150 A.

Se deben conocer los siguientes puntos para calcular la sobretensión:

- Tipo de protección y clase de protección de la tarjeta Smart I/O
- Tipo de instalación de la carcasa/recinto
- Dimensiones de la carcasa/caja
- Tipo de construcción (cuadro de distribución montado en la pared o montado en el piso)
- Equipos instalados, pérdidas de calor, determinación del espacio.
- Lugar de instalación (alto, ancho y profundidad)
- Estructura de líneas
- Número de particiones interiores
- Selección de tipo
- Lista de piezas, dibujos
- Reserva de espacio.

9.5 Diferenciación de Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia de los diferentes equipos operativos se toman de la información de los fabricantes y se suman.

Si el equipo funciona con una corriente de carga que se desvía de la corriente nominal, las pérdidas de potencia pueden describirse como en los siguientes cuatro grupos:

1. Pérdidas de potencia proporcionales al cuadrado de la corriente, p. Circuitos principales de equipos, barras y líneas:

$$P_v = P_{vr} \left(\frac{I_B}{I_r} \right)^2. \quad (9.1)$$

2. Pérdidas de potencia que son casi proporcionales a la corriente, p. rectificadores y tiristores:

$$P_v \sim P_{Vr} \frac{I_B}{I_r}. \quad (9.2)$$

3. Pérdidas de potencia que muestran un comportamiento no uniforme:

$$P_v = P_{Fe} + P_{Cu} \left(\frac{I_B}{I_r} \right)^2. \quad (9.3)$$

4. Pérdidas de potencia que permanecen constantes, p. bobinas magnéticas para contactores y bombillas

$$P_v = P_{Vr}. \quad (9.4)$$

Aquí, los significados de los símbolos son:

P_v **Pérdida de energía fotovoltaica**

P_{Vr} **Pérdida de potencia del equipo**

I_B **Corriente de carga**

I_r **Corriente nominal**

P_{Fe} **Pérdidas en hierro**

P_{Cu} **Pérdidas en cobre**

9.6 Lista de Verificación

Todos los componentes fabricados están sujetos a una verificación de tipo de acuerdo con IEC 439-1 e IEC 439-3, así como EN 60439-1, que debe repetirse para todas las modificaciones y en intervalos de tiempo definidos. Antes de la puesta en marcha, se requiere la prueba de todo el equipo para un funcionamiento seguro.

La Tabla 9.3 presenta una descripción general de todos los procedimientos de prueba para los sistemas de distribución de instalación.

Tabla 9.3: Lista de Verificación

Type testing	Section EN 60439-1
Proof of compliance with upper temperature limits by testing	8.2.1
Proof of dielectric strength by testing	
Proof of short circuit strength by testing	
Effectiveness of protective conductor PE	8.2.4
Proof of faultless connection between elements of the switchgear combination and the PE circuit by control or resistance measurement	
Proof of short circuit strength of the PE circuit by testing	
Proof of leakage paths and clearances in air	8.2.5
Proof of mechanical function	8.2.6
Proof of smart I/O card protection type	8.2.7
Proof of construction type and nameplates	8.2.8
Proof of impact strength	8.2.9
Proof of resistance to rusting	8.2.10
Proof of stability of insulating material against heat	8.2.11
Proof of stability of insulating material against extraordinary heat and fire resulting from internal electrical processes	8.2.12
Routine test	
Visual inspection of switchgear combination, including wiring, electrical function test as required	8.3.1
Insulation testing	8.3.2
Testing of protective measures, continuity of protective conductor connection	8.3.3

9.7 Notas sobre la planificación del proyecto

IEC 339-1 y EN 60439, Parte 1 describen diferentes construcciones, tales como:

- ☐ Construcción abierta
- ☐ Construcción tabular
- ☐ Construcción cerrada
- ☐ Construcción de gabinetes
- ☐ Construcción tipo escritorio
- ☐ Construcción de cajas múltiples.

Según el material de la carcasa diferenciamos entre:

- ☐ Sistemas de distribución de material aislante
- ☐ Sistemas de distribución de hierro fundido
- ☐ Sistemas de distribución de placas de acero
- ☐ Sistemas de distribución de barras
- ☐ Sistemas de distribución de instalaciones estacionarias y móviles.

La planificación de los sistemas de control, distribución y aparamenta de baja tensión debe cumplir ciertos criterios [31]. Primero se debe conocer el propósito del sistema, por ejemplo:

- ☐ Centros de transformación hasta 24 kV y 1250 kVA
- ☐ Cuadros de distribución principal de baja tensión
- ☐ Cuadros de distribución principal
- ☐ Sub-distribuciones
- ☐ Sistemas de distribución de motores
- ☐ Sistemas de distribución de circuitos de iluminación.
- ☐ Sistemas de distribución de energía
- ☐ Sistemas de distribución de barras
- ☐ Armarios de distribución para compensación de potencia reactiva
- ☐ Sistemas débiles de distribución de corriente.

9.8 Ejemplo: evaluación por computadora del aumento de temperatura

Los equipos operativos eléctricos en los sistemas de conmutación y distribución emiten pérdidas de calor corrientes al entorno. Para garantizar el correcto funcionamiento del equipo incorporado, es necesario determinar los límites superiores de temperatura. El siguiente ejemplo (Figura 9.16) ilustra el procedimiento para demostrar el cumplimiento de los límites superiores de temperatura.

Un sistema con el diagrama de cableado de bloques que se muestra en la Figura 9.16 está ubicado en un gabinete de distribución con las dimensiones H x W x T (2200 x 1000 x 600). La carcasa es una construcción independiente e IP5X en todos los lados, sin conductos de aire y sin particiones horizontales en el interior.

230/400 V, L1, L2, L3, N, PE, 50 Hz

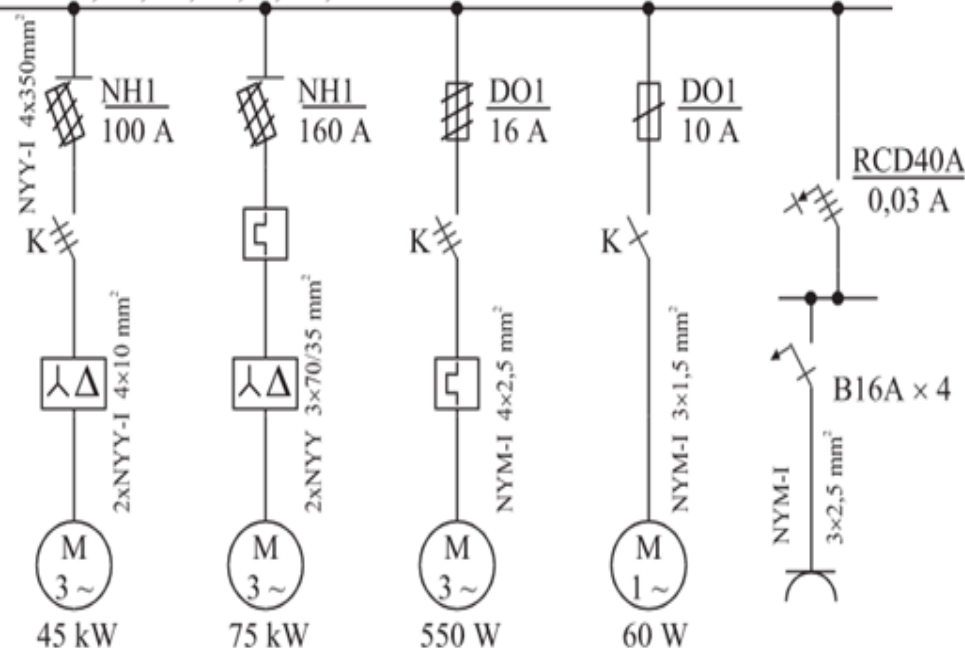


Figura 9.16 Diagrama de cableado del bloque

El objetivo es demostrar el cumplimiento de los límites superiores de temperatura.

Determinación de la pérdida de potencia del equipo incorporado

- 1 sistema de barras Cu 20 x 5 con $P_{Vr} = 63 \text{ W}$
- 1 disyuntor de potencia con $I_n = 100 \text{ A}$, $I_B = 70 \text{ A}$
- 1 seccionador fusible NH1 con $I_n = 100 \text{ A}$, $I_B = 80 \text{ A}$, $P_{Vr} = 15,60 \text{ W}$

$$P_V = P_{Vr} \left(\frac{I_B}{I_n} \right)^2$$

$$P_V = 15,60 \text{ W} \left(\frac{70 \text{ A}}{100 \text{ A}} \right)^2 = 7,644 \text{ W}$$

- 1 NH1 fuse switch disconnector with $I_n = 160 \text{ A}$, $I_B = 144 \text{ A}$, $P_{Vr} = 20 \text{ W}$.

$$P_V = 20 \text{ W} \left(\frac{144 \text{ A}}{160 \text{ A}} \right)^2 = 16,2 \text{ W}$$

- 1 D01 with $I_n = 16 \text{ A}$, $I_B = 1,55 \text{ A}$, $P_{Vr} = 2,61 \text{ W}$.

$$P_V = 2,61 \text{ W} \left(\frac{1,55 \text{ A}}{16 \text{ A}} \right)^2 = 0,024 \text{ W}$$

- 1 D01 with $I_n = 10 \text{ A}$, $I_B = 1,5 \text{ A}$, $P_{Vr} = 2,61 \text{ W}$.

$$P_V = 2,61 \text{ W} \left(\frac{1,5 \text{ A}}{10 \text{ A}} \right)^2 = 0,058 \text{ W}$$

- 1 RCD with $I_n = 40 \text{ A}$, $I_B = 35 \text{ A}$, $P_{Vr} = 13,81 \text{ W}$.

$$P_V = 13,81 \text{ W} \left(\frac{35 \text{ A}}{40 \text{ A}} \right)^2 = 10,57 \text{ W}$$

- 1 disyuntor B16 A con $I_n = 16$ A, $I_B = 8$ A, $P_{Vr} = 4,73$ W.

$$P_V = 4.73 \text{ W} \left(\frac{8 \text{ A}}{16 \text{ A}} \right)^2 = 1.18 \text{ W} \cdot 4 = 4.73 \text{ W}$$

- 1 contactor con $P_{Vr} = 15,7$ W
- 3 relés con $P_{Vr} = 3,10$ W
- 3 interruptores estrella-triángulo con $P_{Vr} = 28,6$ W
- 1 conductor externo de $2 \times 4 \times 10$ mm², a 35 °C, $P_{Vr} = 4,82$ W
- 1 conductor externo de $2 \times 3 \times 70/35$ mm², a 35 °C, $P_{Vr} = 8,40$ W
- 1 conductor externo de $4 \times 2,5$ mm², a 35 °C, $P_{Vr} = 3,50$ W
- 1 conductor externo de $3 \times 1,5$ mm², a 35 °C, $P_{Vr} = 2,09$ W
- 1 conductor externo de $3 \times 2,5$ mm², a 35 °C, $P_{Vr} = 3,50$ W
- 1 conductor externo de 4×25 mm², a 35 °C, $P_{Vr} = 6,25$ W
- El total de todas las pérdidas de potencia para el equipo integrado y las líneas es entonces de 108,936 W.

$$\Delta t_{0.5} = k d P_v^x$$

2. Determinación de la superficie de enfriamiento efectiva A_e

-Tabla 9.4: Determinación de la superficie de enfriamiento efectiva

Las superficies individuales se calculan a partir de las dimensiones de la carcasa.
Los factores de superficie b apropiados se pueden tomar de la tabla 9.4.

	A_0 m x m	A_0 m ²	Surface factor b	A_e Column 3-4
1	2	3	4	5
Top surface	1 x 6	0.6	1.4	0.840
Front side	1 x 2.2	2.2	0.9	1.980
Back side	1 x 2.2	2.2	0.9	1.980
Left side surface	0.6 x 2.2	1.320	0.5	0.660
Right side surface	0.6 x 2.2	1.320	0.5	0.660
$A_e \sum (A_0 b) = \text{total } 6.12$				

3. La determinación de la sobretemperatura del aire en la carcasa a la mitad de la altura $\Delta t_{0.5}$ se obtiene de la relación

$$\Delta t_{0.5} = k d P_v^x$$

- Factor k: Se deduce de la Figura 9.17 para carcasas cerradas por todos los lados con $A_e > 1,25$ m² que $A_e = 6,12$ m² y $k = 0,140$.
- Factor d: Se deduce de la Tabla 9.5 para carcasas cerradas por todos lados con $A_e > 1,25$ m² y 0 tabiques horizontales que $d = 1,0$.

Tabla 9.5: Factor d para una superficie efectiva de enfriamiento A_e 1.25 m²

Number of horizontal partitions	Blower without air duct	Blower with air duct
0	1.00	1.00
1	1.05	1.05
2	1.15	1.10
3	1.30	1.15

Tabla 9.6: Exponente x para carcasa cerrada por todos lados con una superficie de enfriamiento efectiva A_e

Housing	x	
	$A_e > 1.25 \text{ m}^2$	$A_e < 1.25 \text{ m}^2$
Without air ducts	0.804	0.804
With air ducts	0.715	

Exponente x: Se sigue de la Tabla 9.6 para carcasas cerradas por todos lados con $A_e > 1,25 \text{ m}^2$ que $x = 0,804$. Sustituyendo estos valores en la relación anterior,

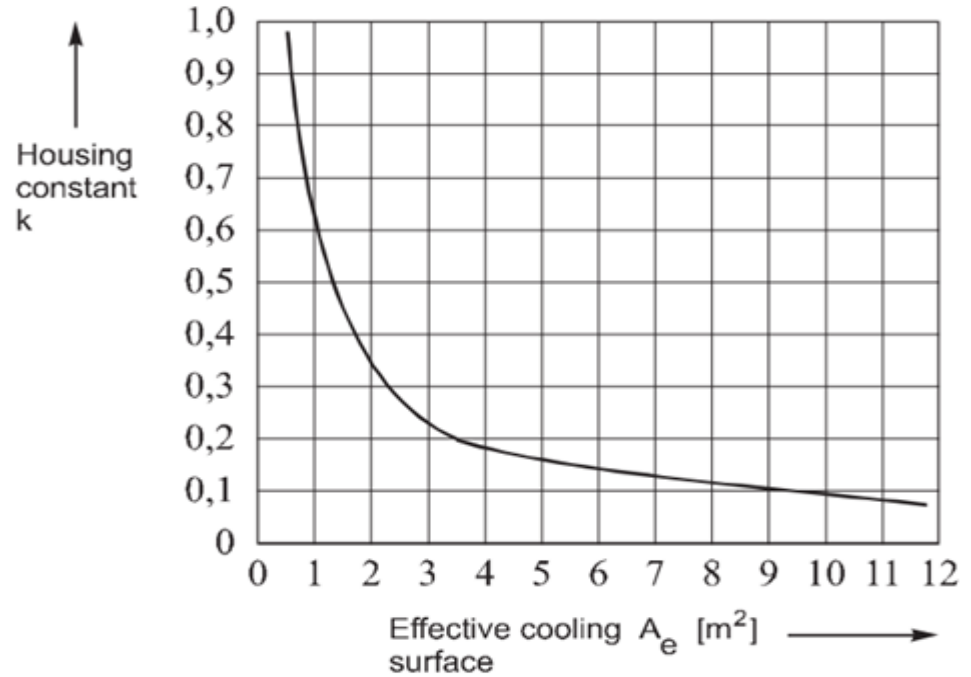
$$\Delta t_{0.5} = k d P_v^x = 0.140 \cdot 1.0, \cdot 219.912^{0.804} = 10.69\text{K}$$


Figura 9.17 Vivienda constante h para viviendas sin conductos de aire [55]

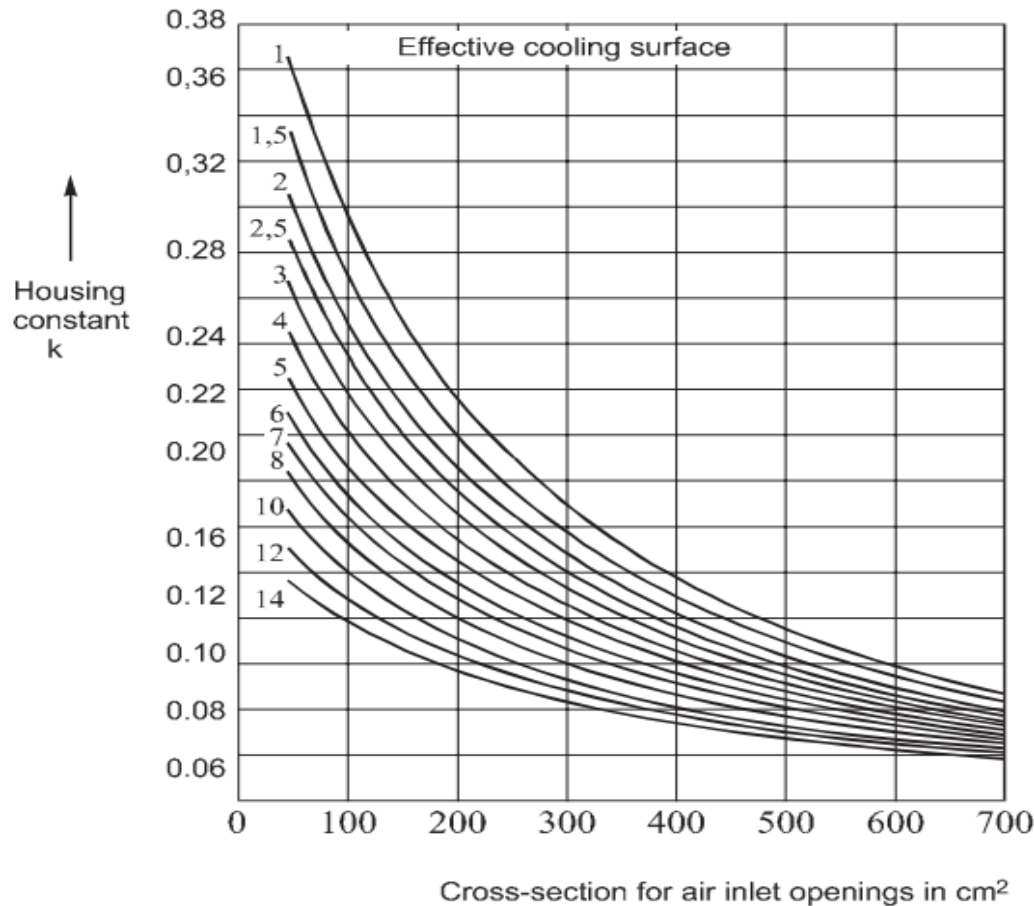


Figura 9.18 Vivienda constante k para viviendas con conductos de aire [55]

4. La determinación de la sobret temperatura del aire en la carcasa en la superficie superior $\Delta t_{1.0}$ se obtiene de la relación

$$\Delta t_{1.0} = c \Delta t_{0.5}$$

El factor c se toma de la Figura 9.19 para carcasas cerradas por todos lados con $A_e > 1,25 \text{ m}^2$. Esto requiere un conocimiento de la variable.

$$f = \frac{(H \text{ in m})^{1.35}}{A_G \text{ in m}^2}$$

$$= \frac{2.2^{1.35}}{1.0 \cdot 0.6} = 4.832$$

Con esto, de la curva 3 (carcasa mediana independiente) $c = 1.37$. Sustituyendo este valor en la relación anterior, se obtiene:

$$\Delta t_{1.0} = c \Delta t_{0.5} = 1.37 \cdot 10.69 \text{ K} = 14.65 \text{ K}$$

Para la temperatura calculada de 14,65 K, a una temperatura ambiente de 35 °C se establecerá una temperatura de armario de 49,65 °C. Dado que (según información del fabricante) es admisible una temperatura de 55 °C, esto constituye una prueba de que se cumplen los límites superiores de temperatura.

Aquí los símbolos tienen los significados:

A_e	Superficie de refrigeración efectiva de la carcasa
A_0	Áreas individuales de las partes exteriores de la carcasa
H	Altura de la carcasa
A_G	Superficie de vivienda
b	Factor de superficie
c	Factor de distribución de temperatura
d	Factor de aumento de temperatura con particiones horizontales dentro de la vivienda
k	Constante de la vivienda
n	Número de particiones horizontales dentro de la vivienda (máximo 3)
P	Pérdida de potencia efectiva de los equipos operativos integrados en la vivienda
x	Exponente
Δt	Sobrettemperatura general del aire en la carcasa
$\Delta t_{0.5}$	Sobrettemperatura del aire a media altura dentro de la carcasa
$\Delta t_{0.75}$	Sobrettemperatura del aire a 3/4 de altura dentro de la carcasa
$\Delta t_{1.0}$	Sobrecalentamiento del aire dentro de la carcasa en el borde superior de la carcasa

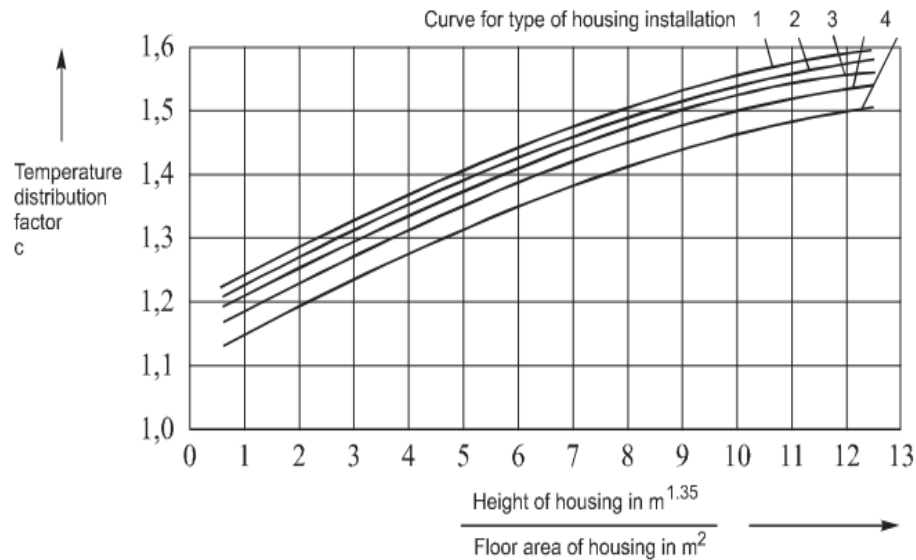


Figura 9.19 Factor de distribución de temperatura c con conductos de aire para $A_e > 1,252$ [55]

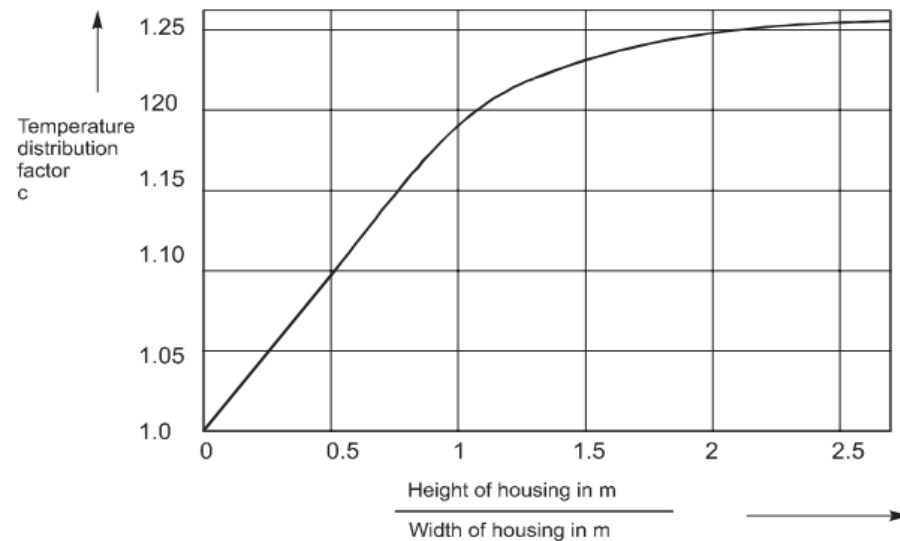


Figura 9.20 Factor de distribución de temperatura c sin conductos de aire para $A_e < 1,252$ [55]

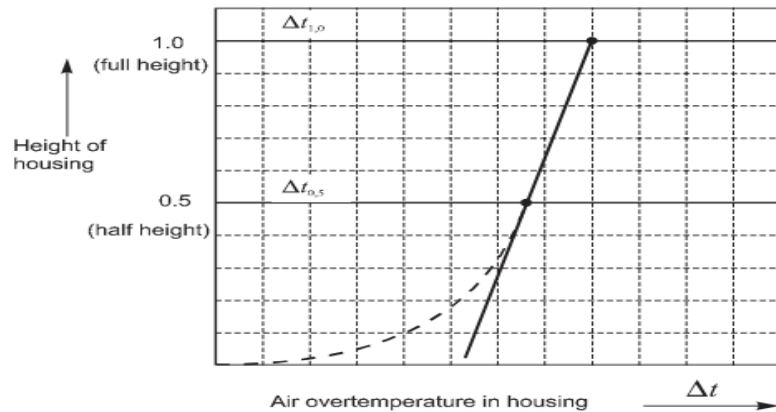


Figura 9.21 Característica de aumento de temperatura para carcasas con $A_e > 1,252$ [55]

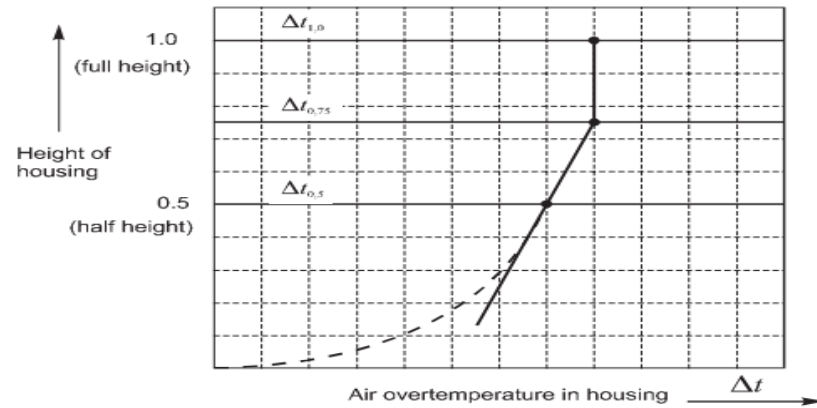


Figura 9.22 Característica de aumento de temperatura para carcasas con $A_e < 1,252$ [55]

10 Protección contra descargas eléctricas

La protección contra descargas eléctricas según IEC 60 364, Parte 41 es una norma piloto muy importante dentro del documento de armonización HD 384.4.41 S2 e IEC 364-4-41. Se puede asegurar a través de las siguientes medidas:

- ❑ Protección pasante tanto en condiciones normales de funcionamiento como en condiciones de falla (protección contra contacto directo e indirecto)
- ❑ Mediante protección en condiciones normales de funcionamiento (protección contra contacto directo o protección básica) o mediante protección en condiciones de falla (protección contra contacto indirecto o protección contra fallas)

10.1 Rangos de voltaje

Esta norma redefine rangos de tensión (Tabla 10.1) y tiempos de apertura (Tabla 10.2 y 10.4).

Definición de rangos de tensión según la tensión nominal de la red:

Rango de tensión I: La protección contra descargas eléctricas está garantizada por el valor de la tensión. El voltaje está limitado por razones funcionales.

Rango de tensión II: Son las tensiones en instalaciones domiciliarias, así como en sistemas comerciales e industriales, en sistemas de suministro público, etc.

Voltage range	For AC currents		
	Grounded networks		Isolated or ungrounded networks between external conductors
	External conductor-ground	Between external conductors	
I	$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 50 \text{ V}$	$U \leq 50 \text{ V}$
II	$50 \text{ V} < U \leq 600 \text{ V}$	$50 \text{ V} < U \leq 1000 \text{ V}$	$50 \text{ V} < U \leq 1000 \text{ V}$
	For DC currents		
	I	$U \leq 120 \text{ V}$	$U \leq 120 \text{ V}$
	II	$120 \text{ V} < U \leq 900 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U \leq 1500 \text{ V}$

Tabla 10.1: Rango de Voltajes

10.2 Protección por apertura o Mensajes de Advertencia

Esta sección trata sobre la protección contra descargas eléctricas en condiciones de falla. Las personas y los animales deben estar protegidos de los peligros de las corrientes peligrosas que atraviesan el cuerpo. Para ello, la coordinación de los sistemas con equipos de protección contra sobrecorriente es de suma importancia. Las medidas de protección de protección por desconexión según IEC 60 364, parte 41 para sistemas TN y TT o por advertencia para sistemas IT con conexión equipotencial, encuentran aquí aplicación.

10.2.1 Sistemas TN

En los sistemas TN (Figura 10.1), debe fluir una gran corriente de cortocircuito para que el apertura se produzca en el tiempo especificado (0,2 s, 0,4 s y 0,5 s) (Tabla 10.2). Si no se puede cumplir la condición de disparo, es necesario reducir la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente o prever un RCD o una conexión equipotencial adicional.

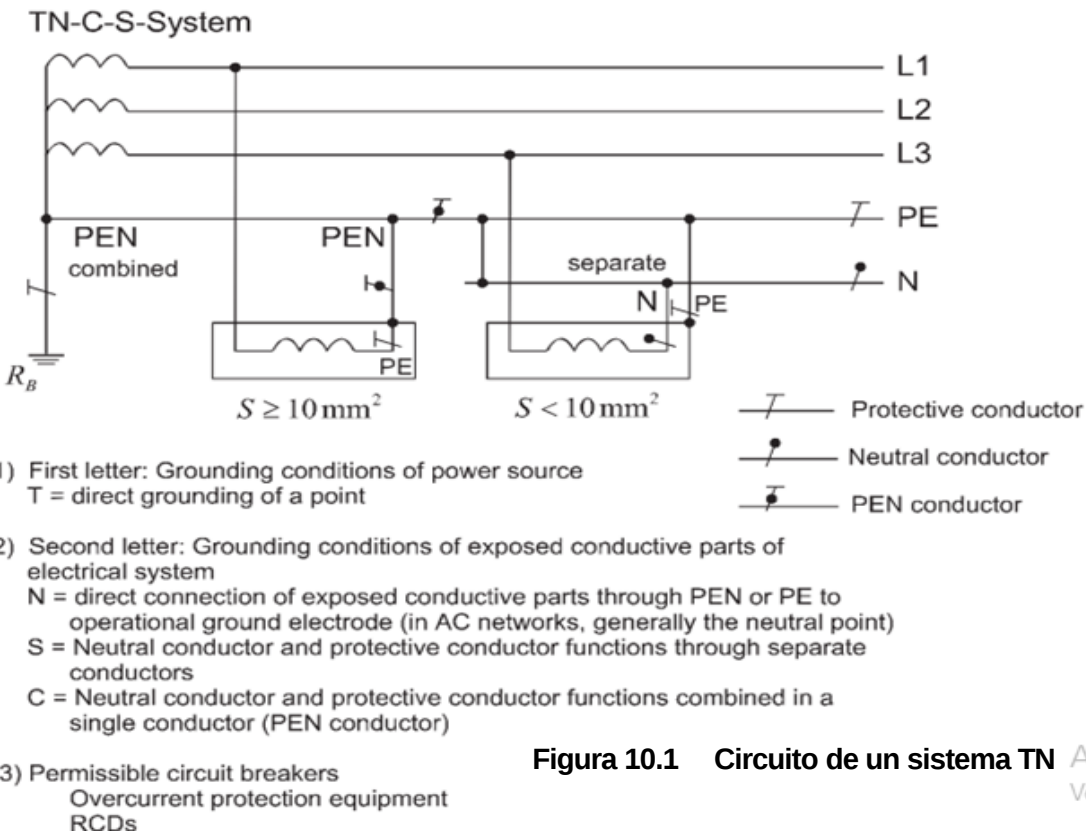


Figura 10.1 Circuito de un sistema TN

Voltage U_0 in V	Cut-off time in s
230	0.4
400	0.2
> 400	0.1

Tabla 10.2: Tensiones nominales y tiempos máximos de apertura para sistemas TN

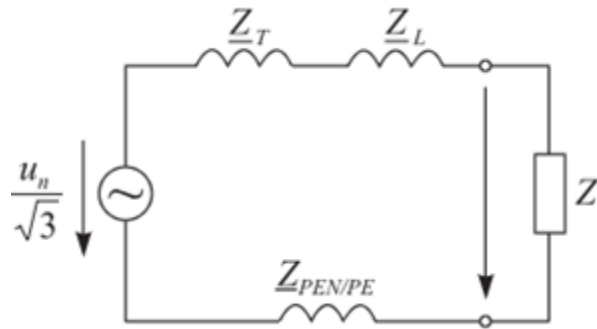


Figura 10.2 Circuito equivalente para un sistema TN

Para el sistema TS, de la Figura 10.2 obtenemos las siguientes condiciones de apertura:

- Loop impedance

$$Z_s \leq \frac{U_0}{I_a} \quad (10.1)$$

- Single-pole short circuit current

$$I''_{k1} = \frac{U_0}{Z_v + \sum Z' l} \quad (10.2)$$

Aquí los significados de los símbolos son:

Z_s Impedancia de lazo

U_0 Voltaje de línea a tierra

I_a Corriente de apertura del dispositivo de protección contra sobrecorriente

Z_v Impedancia de fuente

Z' Impedancia por unidad Z'

l Longitud del cable o línea

La relación $I''_{k1} \geq I_a \quad (10.3)$

Siempre debe ser cierta.

De acuerdo con IEC 909, para la corriente de cortocircuito unipolar:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} c_{min} U_n}{|\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0|} \quad (10.4)$$

In accordance with IEC 60 364, Supplement 5 we obtain:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} c_{min} U_n}{3\sqrt{(2 R_L + R_v)^2 + (2 X_L + X_v)^2}} \quad (10.5)$$

With $R_L = l R'_L$ and $X_L = l X'_L$, it follows that:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} c_{min} U_n}{3\sqrt{(2 l R'_L + R_v)^2 + (2 l X'_L + X_v)^2}} \quad (10.6)$$

Con un ángulo de fase de impedancia de 28° , obtenemos:

$$R_v = Z_v \cos 28^\circ \quad (10.7)$$

$$X_v = Z_v \sin 28^\circ \quad (10.8)$$

Este ángulo de fase de impedancia promedio es aplicable para empresas de suministro eléctrico y redes industriales.

Aquí, los símbolos tienen los significados:

Cmin Factor de tensión mín.

Un Tensión nominal

Ik''1 Corriente de cortocircuito unipolar

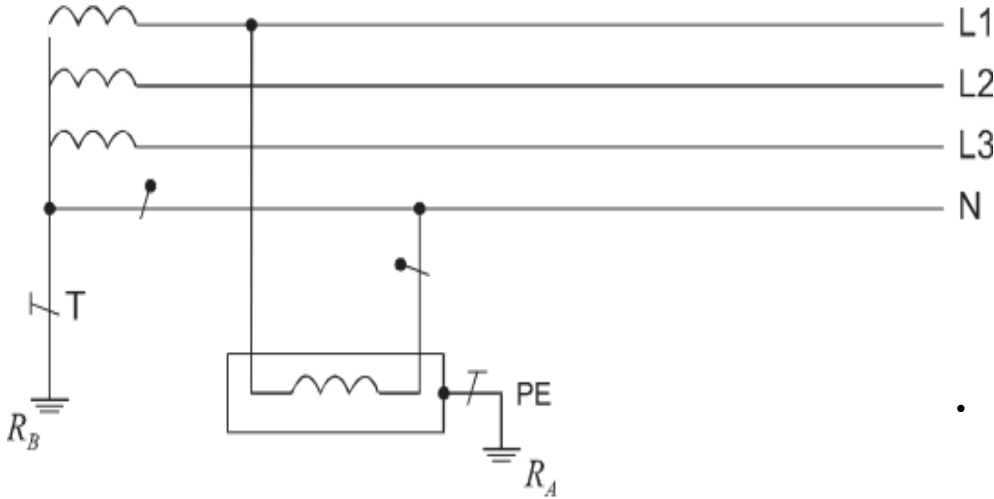
Rv Resistencia por unidad de longitud

Xv Reactancia por unidad de longitud

Zv Impedancia de lazo de la red de suministro desde la fuente de corriente hasta el dispositivo de protección contra sobrecorriente

10.2.2 Sistemas TT

Los sistemas TT (Figura 10.3) se caracterizan por la puesta a tierra de la fuente de corriente y del equipo operativo. La desconexión con equipo de protección contra sobrecorriente es difícil de lograr debido a la resistencia de puesta a tierra de baja resistencia requerida. Como resultado, se utilizan predominantemente RCD.



First letter: Grounding conditions for current source
T = direct grounding of a point
Second letter: Grounding conditions for exposed conductive parts of electrical system
T = direct grounding of the operational equipment
Permissible circuit breakers
RCD = RCDs
Overcurrent protective equipment

Figura 10.3 Círculo de un sistema TT

Para los sistemas TT, de la Figura 10.4 obtenemos las siguientes condiciones

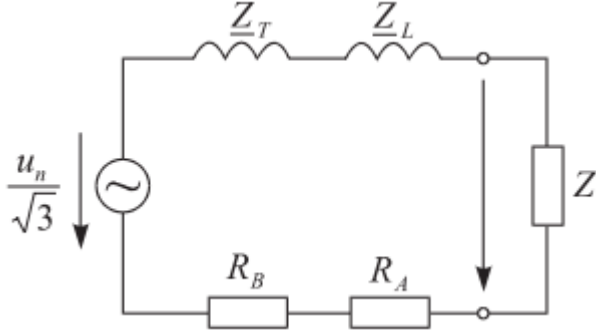


Figura 10.4 Circuito equivalente para un sistema TT

- Resistencia con equipo de protección
$$R_A \leq \frac{U_L}{I_a} \tag{10.9}$$
- Resistencia con RCD
$$R_A \leq \frac{U_L}{I_{\Delta n}} \tag{10.10}$$
- Resistencia con RCD selectivo:
$$R_A \leq \frac{U_L}{2 I_{\Delta n}} \tag{10.11}$$
- Resistencia de redondeo para varios RCD en paralelo
La resistencia total de puesta a tierra del sistema se calcula considerando la Tabla 10.3
$$R_A \leq \frac{U_L}{g \sum I_{\Delta n}} \tag{10.12}$$

En los circuitos de distribución, se permite un tiempo de apertura de ≤ 1 s para obtener selectividad. La desconexión con equipo de protección debe realizarse sin demora o, durante un breve tiempo de disparo con corriente creciente, en un tiempo máximo de 5 s.

• Corriente de cortocircuito unipolar

Number of RCDs	<i>g</i>
2 to 4	0.5
5 to 10	0.35
More than 10	0.25

Para un cortocircuito a una parte conductora expuesta, la corriente de falla se convierte en una corriente de cortocircuito unipolar. Se aplican las siguientes relaciones:

$$I''_{k1} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_s} \tag{10.13}$$

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{2 \cdot \underline{Z} + \underline{Z}_0} \tag{10.14}$$

Tabla 10.∴ Factor de coincidencia Suponiendo que las resistencias de puesta a tierra son mayores que las impedancias de la red, entonces (Figura 10.4):

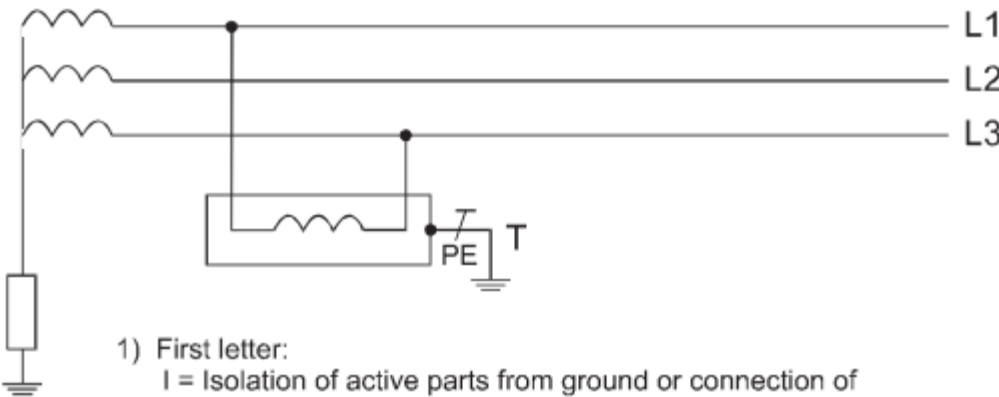
Aquí, los símbolos tienen los significados:

$$II''_{k1} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot (R_A + R_B)} \tag{10.15}$$

- RA Suma de las resistencias del electrodo de puesta a tierra y del conductor de protección
- RB Impedancia de funcionamiento
- Zs Impedancia de lazo
- Z Impedancia de secuencia positiva
- ZL Impedancia de línea
- Z0T Impedancia homopolar del transformador
- UL Voltaje de contacto
- Ia Corriente de apertura del dispositivo de protección
- IΔn Corriente diferencial nominal de RCD

10.2.3 Sistemas de IT

Para los sistemas de IT, la fuente de corriente no está conectada a tierra, es decir, aislada de tierra o conectada a tierra a través de una alta impedancia. El equipo operativo debe estar conectado a un electrodo de puesta a tierra (Figura 10.5). La corriente de fuga es muy pequeña y se puede tomar de la Figura 10.7. El primer fallo es indicado por el equipo de aislamiento y puede localizarse, es decir, aquí no puede tener lugar ningún apertura. La segunda falta debe dar lugar a un apertura. Los sistemas de TI deben usarse, por ejemplo, en hospitales (habitaciones según clase de aplicación) y en minería.



- 1) First letter:
I = Isolation of active parts from ground or connection of active parts through impedance to ground (indirect grounding)
- 2) Second letter:
Grounding conditions for exposed conductive parts of electrical system
T = exposed conductive parts grounded directly, independently of current source
- 3) Permissible protective and monitoring devices:
Isolation monitoring devices
Overcurrent protective devices
Fault current protective device

Figura 10.5 Circuito de un sistema de IT

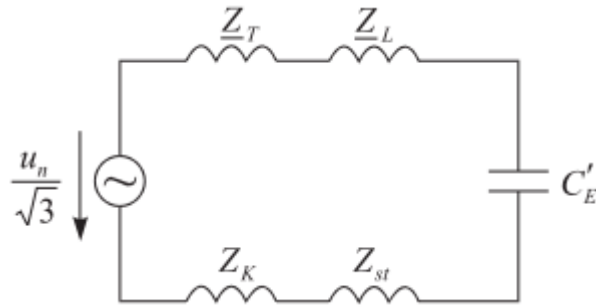


Figura 10.6 Circuito equivalente para un sistema de IT

Para los sistemas TI, de la Figura 10.6 obtenemos las siguientes condiciones de apertura:

- Resistencia de puesta a tierra

$$R_A \leq \frac{U_L}{I_d}$$

(10.16)

Tabla 10.4: Tensiones nominales y tiempos máximos de apertura para sistemas IT (segunda falla)

Rated voltage of electrical system in V	Cut-off time in s	
	Neutral conductor not distributed	Neutral conductor distributed
230/400	0.4	0.8
400/690	0.2	0.4
580/1000	0.1	0.2

La siguiente condición debe cumplirse si el conductor neutro no está distribuido:

$$Z_s \leq \frac{U}{2 I_a} \tag{10.17}$$

La siguiente condición debe cumplirse si el conductor neutro está distribuido:

$$Z'_s \leq \frac{U_0}{2 I_a} \tag{10.18}$$

Corriente de falla

$$I_F = \frac{\sqrt{3} U_n}{3 Z_F - \frac{1}{w C'_E l}} \tag{10.19}$$

$$Z_F = Z_K + Z_{st} \tag{10.20}$$

$$Z_0 = - \frac{1}{w C'_E l} \tag{10.21}$$

Esto resulta en:

Los significados de los símbolos son:

- RA Resistencia de puesta a tierra
- UL Voltaje de contacto
- Id Corriente de fuga
- C'E Capacitancia a tierra
- ZF Impedancia de falla
- Z0 Impedancia de secuencia cero
- Zk Impedancia de partes conductoras expuestas
- Zst Impedancia del sitio
- Zs Impedancia del lazo de falla, que consta de conductor externo y con conductor del circuito
- Z's Impedancia del lazo de falla, compuesta por conductor neutro y conductor de protección del circuito
- U0 Tensión nominal de CA entre el conductor externo y el conductor neutro
- U Tensión nominal de CA entre conductores externos

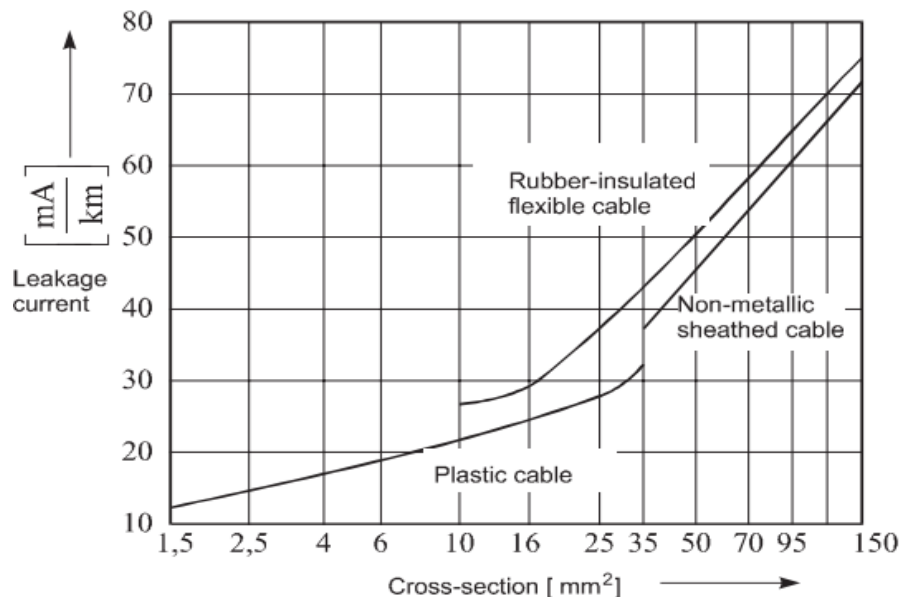


Figura 10.7 Corriente de fuga en un sistema de TI

Durante o después de la instalación, cada sistema debe, antes de que el usuario comience a operar, ser inspeccionado, probado y medido. Se deben cumplir los requisitos de las siguientes normas:

- IEC 60 364, Parte 61: Mediciones para la prueba de medidas de protección en sistemas de alta corriente antes de la puesta en marcha inicial
- IEC 60 364 Parte 701: Mediciones para la prueba de medidas de protección para equipos eléctricos
- IEC 60 364 Parte 702: Mediciones para la prueba de medidas de protección después de reparaciones o modificaciones
- EN 50110-1: Mediciones para el ensayo de medidas de protección para ensayos de recalificación.

Las mediciones deben tener en cuenta los errores en las mediciones del instrumento de medición y el método de medición. Para instrumentos de medición también es necesario considerar el error de operación. Junto con el error de operación, también se deben considerar los errores sistemáticos (errores fundamentales en el método de medición) (Tabla 10.5).

Tabla 10.5: Resumen de errores de medición y errores de instrumentos de medición

	Error in %
Resistance for 80 °C line temperature $R_x = R_{20} [1 + \kappa \Delta \vartheta]$	24
Error of measuring instrument	± 5
for loop impedance measurement	+30
for single-pole short circuit current measurement	-30

10.2.4 Resumen de tiempos de apertura y resistencias de lazo

La Tabla 10.6 resume las corrientes de apertura y las resistencias de lazo en un sistema TN. Estos valores se pueden utilizar como base para la medición y cálculo de sistemas eléctricos. Se aplican a una temperatura de línea de 80 °C. Cuando las mediciones se realizan a otras temperaturas, es necesario corregir la resistencia del lazo. Además, se debe considerar el error de operación del instrumento de medición (Tabla 10.5).

Tabla 10.6: Resumen de equipos de protección contra sobrecorriente y resistencias de lazo en sistemas TN

Rated currents of overcurrent protective equipment											
I_n	6	10	16	20	25	35	50	63	80	100	160
Low-voltage fuses of duty class gG in accordance with IEC 269-1											
Cut-off currents in A											
I_a (0.2s)	60	100	148	192	250	372	578	750	990	1310	2080
I_a (0.4s)	48	80	140	180	210	300	450	600	800	1000	1850
I_a (5s)	28	46	70	85	118	173	260	350	452	573	995
Loop resistances in Ω											
Z_S (0.2s)	3.7	2.2	1.5	1.2	0.9	0.6	0.4	0.3	0.22	0.17	0.11
Z_S (5s)	7.8	4.7	3.2	2.6	1.9	1.3	0.8	0.6	0.5	0.4	0.22
Circuit breakers in accordance with IEC 898, B characteristic											
Cut-off current $I_a = 5 \cdot$ rated current of overcurrent protective device											
I_a	30	50	80	100	125	175	250	315	400	500	800
Z_S	7.3	4.4	2.8	2.2	1.8	1.3	0.886	0.55	0.44	0.28	
Circuit breakers in accordance with IEC 898, C characteristic											
Power circuit breakers in accordance with EN 60439-1 for corresponding setting											
Cut-off current $I_a = 10 \cdot$ rated current of overcurrent protective device											
I_a	60	100	160	200	250	350	500	630	800	1000	1600
Z_S	3.6	2.2	1.4	1.1	0.88	0.63	0.45	0.35	0.27	0.22	0.14
Circuit breakers in accordance with IEC 898, K characteristic											
Motor starter in accordance with EN 60439-1, Parts 102 and 104											
Cut-off current $I_a = 15 \cdot$ rated current of overcurrent protective device											
I_a	90	150	240	300	375	525	750	945	1200	1500	2400
Z_S	2.4	1.5	0.9	0.7	0.6	0.4	0.29	0.23	0.18	0.15	0.09

10.2.5 Ejemplo I: Comprobación de las medidas de protección

Sobre la base de la figura 10.8, compruebe las medidas de protección para una resistencia en serie de $R_V = 0,6 \Omega$.

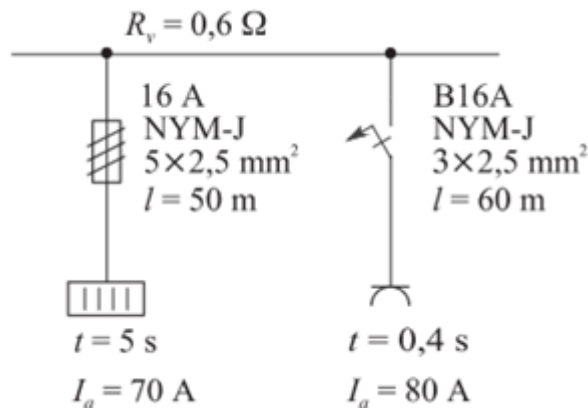


Figura 10.8 Medida de protección con unidad de calefacción y toma de corriente

a) Con toma de corriente

Resistencia de lazo:

$$R_S = R_V + R_L = 0.6 \Omega + 1.24 \frac{2 \cdot 60 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2} = 1.66 \Omega$$

De acuerdo con la Tabla 10.6, la corriente de apertura para B16A es de 80 A. Con un tiempo de apertura de 0,4 s, la corriente de falla viene dada por:

$$I_F = \frac{230 \text{ V}}{1.66 \Omega} = 138.5 \text{ A}$$

$$I_F > I_a \rightarrow 138.5 \text{ A} > 80 \text{ A}$$

Por lo tanto, se cumple la condición de apertura.

b) Con una unidad de calefacción

De la Tabla 10.6, la corriente de apertura es de 70 A para gL16A

La corriente de apertura es menor que la corriente de falla. Esto cumple la condición de apertura.

10.2.6 Ejemplo 2: Determinación de la corriente nominal del fusible

En un circuito, la resistencia de lazo se mide como $R_1 = 1,8 \, \Omega$ con $U_0 = 230 \, \text{V}$. Encuentre la corriente nominal del fusible durante 0,4 s y 5 s.

$$I''_{k1} = \frac{U_0}{R_S} = \frac{230 \text{V}}{1.8 \, \Omega} = 127.7 \, \text{A}$$

Para tiempos de apertura de 0,4 s y 5 s, a partir de la característica tiempo-corriente (Figura 7.28) para elementos fusibles D02 gL encontramos las corrientes nominales:

$$0,4 \, \text{s} \Rightarrow I_n = 20 \, \text{A} \quad 5 \, \text{s} \Rightarrow I_n = 25 \, \text{A}$$

10.2.7 Ejemplo 3: Cálculo de la longitud máxima del conductor

Dado:

Corriente nominal del fusible $I_n = 25 \, \text{A}$ Tensión de línea a tierra $U_0 = 230 \, \text{V}$

Sección del conductor $S = 4 \, \text{mm}^2$

Los tiempos de apertura se pueden leer a partir de la característica tiempo-corriente (Figura 7.28):

para 0,4 s: $I_a = 170 \, \text{A}$; durante 5 s: $I_a = 80 \, \text{A}$

Cálculo de la resistencia de lazo:

$$R_S = \frac{U_0}{I_a} = \frac{230 \, \text{V}}{80 \, \text{A}} = 2.875 \, \Omega$$

$$R_S = \frac{U_0}{I_a} = \frac{230 \, \text{V}}{170 \, \text{A}} = 1.35 \, \Omega$$

$$\text{Cálculo de la longitud: } l_{5s} = \frac{R_S \kappa S}{2} = \frac{2.875 \, \Omega \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 4 \text{mm}^2}{2} = 322 \, \text{m}$$

$$l_{0.4s} = \frac{R_S \kappa S}{2} = \frac{1.35 \, \Omega \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 4 \text{mm}^2}{2} = 151.2 \, \text{m}$$

10.2.8 Ejemplo 4: corriente nominal para un sistema TT

Determinación de la corriente nominal para el dispositivo de protección contra sobrecorriente de un sistema TT:

Dado:

Tensión de contacto $U_L = 50 \text{ V}$

Resistencia de puesta a tierra $R_A = 2 \Omega$

La corriente de apertura es entonces:

$$I_a \leq \frac{U_L}{R_A} = \frac{50 \text{ V}}{2 \Omega} = 25 \text{ A}$$

Con esta corriente de apertura podemos obtener las corrientes nominales de los fusibles a partir de la característica tiempo-corriente (Figura 7.28):

durante 5 s: $I_n = 10 \text{ A}$; durante 0,4 s: $I_n = 6 \text{ A}$

Sin RCD, se debe instalar este equipo de protección contra sobrecorriente. Con un RCD (0,03 A) resulta una resistencia.

$$R_A \leq \frac{U_L}{I_{\Delta n}} = \frac{50 \text{ V}}{0.03 \text{ A}} = 1666 \Omega$$

La determinación del dispositivo de protección contra sobrecorriente sigue entonces como para el sistema TN.

10.2.9 Ejemplo 5: Condición de apertura para un sistema de TI

Se da un mensaje de advertencia para:

1. Errores reportados por el monitoreo de aislamiento y apertura
2. Errores por actuación del dispositivo de protección contra sobrecorriente.

Cálculo de la resistencia de lazo con una corriente de apertura de 80 A:

$$Z_s \leq \frac{\sqrt{3} U_0}{2 I_a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ V}}{2 \cdot 80 \text{ A}} = 2.48 \Omega \quad \text{without neutral conductor}$$

$$Z_s \leq \frac{U_0}{2 I_a} = \frac{230 \text{ V}}{2 \cdot 80 \text{ A}} = 1.43 \Omega \quad \text{with neutral conductor}$$

10.2.10 Ejemplo 6: Medida de Protección para Línea de Conexión a una Vivienda

En un panel de servicio para la línea de conexión a una casa, el conductor PEN no está correctamente conectado, por lo que permanece una resistencia de contacto. Sin embargo, en el panel de servicio de la casa, el PE está conectado a tierra, con $R_{B2} = 10 \, \Omega$ (Figura 10.9).

- 1. ¿Cuál es el voltaje de contacto U_B que ocurre cuando se rompe el conductor PEN cuando se opera una carga con $P = 4 \, \text{kW}$?
- 2. ¿Cuál es el voltaje de contacto que ocurre para una resistencia de contacto de $1 \, \Omega$ cuando se opera una carga con $P = 4 \, \text{kW}$?
- 3. ¿Cuál es la corriente de cortocircuito que fluye para un cortocircuito total a las partes conductoras (desprecie las impedancias de línea)?

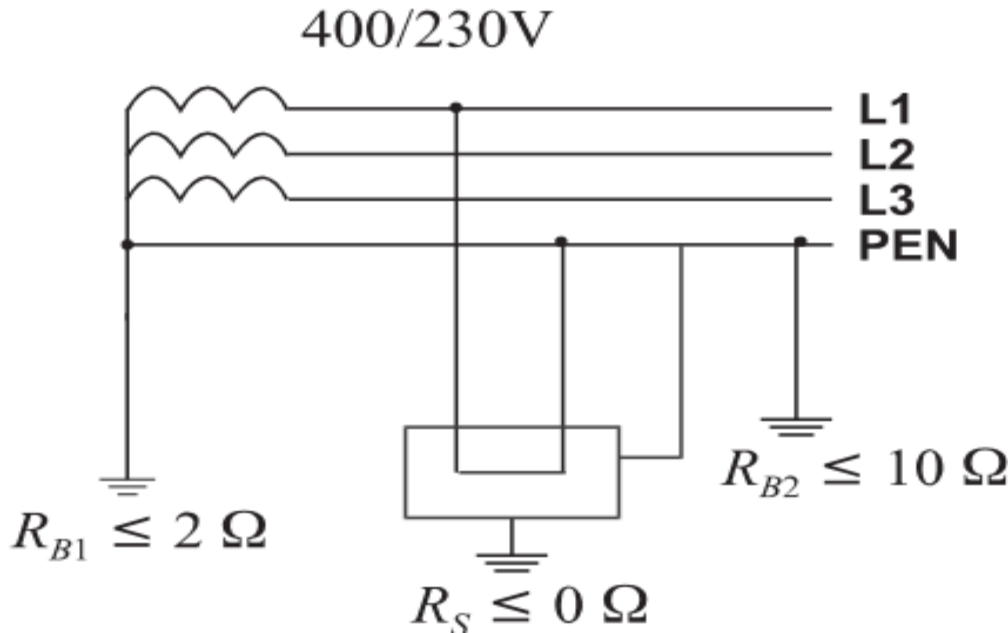


Figura 10.9 Medida de protección para línea de conexión a una casa

Solution 1:

$$P = U I$$

$$I = \frac{P}{U_0} = \frac{4 \, \text{kW}}{230 \, \text{V}} = 17.4 \, \text{A}$$

$$R = \frac{230 \, \text{V}}{17.4 \, \text{A}} = 13.2 \, \Omega$$

$$I_F = \frac{U_0}{R_G} = \frac{230 \, \text{V}}{13.2 \, \Omega} = 17.4 \, \text{A}$$

$$U_B = 10 \, \Omega \cdot 17.4 \, \text{A} = 174 \, \text{V}$$

Solution 2:

$$R_{Total} = 2 \, \Omega + (10 \, \Omega + 2 \, \Omega) || 1 \, \Omega = 12.92 \, \Omega$$

$$I_1 = \frac{230 \, \text{V}}{12.92 \, \Omega} = 17.8 \, \text{A}$$

$$U = 17.8 \, \text{A} \cdot 12.92 \, \Omega = 230 \, \text{V}$$

$$I_2 = \frac{230 \, \text{V}}{12 \, \Omega} = 19.16 \, \text{A}$$

$$U_B = 19.16 \, \text{A} \cdot 10 \, \Omega = 191.6 \, \text{V}$$

Solution 3:

$$I_k = \frac{U}{R} = \frac{230 \, \text{V}}{12 \, \Omega} = 19.17 \, \text{A}$$

10.2.11 Ejemplo 7: Medida de protección para un sistema TT

Con una resistencia de tierra de $R_E = 1 \Omega$ y una resistividad de $\rho_E = 300 \Omega$ (Figura 10.10), encontrar:

a) La longitud de la regleta de puesta a tierra.

$$R_E \leq \frac{U_L}{I_a} \leq \frac{50 \text{ V}}{50 \text{ A}} \leq 1 \Omega$$

$$R_E \approx \frac{3 \rho_E}{l} \text{ (for } l > 10 \text{ m) (in accordance with HD 637 S1)}$$

$$l \approx \frac{3 \cdot 300 \Omega \text{ m}}{1 \Omega} = 900 \text{ m}$$

b) La corriente de falla

$$I_F = \frac{230 \text{ V}}{(0.02 + 0.46 + 1 + 2) \Omega} = 66.1 \text{ A}$$

c) El voltaje en la regleta de puesta a tierra.

$$U_E = I_F R_A = 66.1 \text{ A} \cdot 1 \Omega = 66.1 \text{ V}$$

Cuanto mayor sea el valor de la, más difícil será obtener la resistencia de tierra. Aquí es necesario utilizar un RCD.

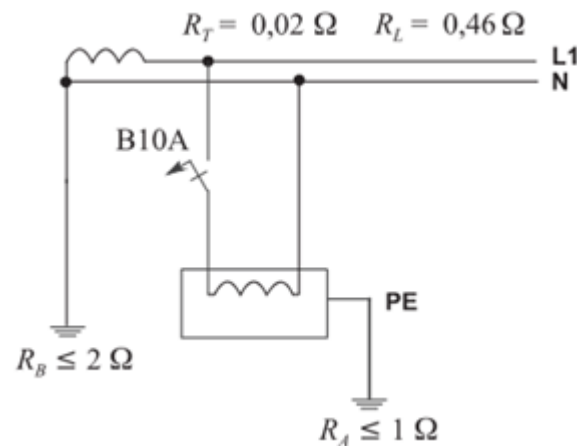


Figura 10.10 Medida de protección para un sistema TT

11 Capacidad de carga de corriente de conductores y cables

IEC 60 s64, Parte 4s, IEC 52s

11.1 Términos y definiciones

Sobrecorriente:

Sobrecorriente se refiere a cada corriente de sobrecarga y cada corriente de cortocircuito que es mayor que la capacidad de carga de corriente máxima permitida I_z . Sobrecarga:

La sobrecarga es mayor que la corriente nominal y surge durante el funcionamiento sin fallas.

condición de uso. Una carga elevada de un motor o el uso simultáneo de varias cargas puede provocar una sobrecarga del cable o de la línea.

Cortocircuito:

Los términos cortocircuito y falla a tierra se utilizan para describir fallas en el aislamiento funcional del equipo operativo cuando, como resultado, las partes energizadas se desvían. De acuerdo con la norma IEC 60 909, un cortocircuito se produce por una falla, accidental o intencionada, entre líneas activas en tensión que se encuentran en oposición, a través de una baja resistencia o impedancia.

Corriente de cortocircuito:

De acuerdo con IEC 60 909, una corriente de cortocircuito fluye como resultado de una falla durante la duración del cortocircuito. Aquí es necesario distinguir entre la corriente de cortocircuito en la ubicación de la falla y las corrientes de cortocircuito transferidas. Las líneas y los cables deben protegerse contra aumentos de temperatura excesivos como resultado de una sobrecorriente (protección contra sobrecarga y cortocircuito) con equipo de protección contra sobrecorriente.

Capacidad de carga:

La capacidad de carga define, bajo ciertas condiciones, las corrientes máximas admisibles.

Cargando:

La carga describe las corrientes a las que se somete un cable o línea a través de un modo particular de operación o una condición de falla.

Capacidad de corriente de carga:

La capacidad de corriente de carga de un cable o una línea depende del tipo de instalación, la agrupación de líneas y cables, la temperatura ambiente, la temperatura de funcionamiento, el número de hilos conductores y el material de aislamiento, que debe considerarse en forma de factores de corrección para el dimensionamiento de líneas y cables.

Densidad nominal de corriente de corta duración:

Este valor es el valor efectivo de la densidad de corriente que un cable es capaz de soportar durante la duración nominal del cortocircuito.

Corriente nominal de corta duración:

Este valor es el valor efectivo de la corriente que el equipo eléctrico operativo, en condiciones predefinidas, es capaz de soportar durante la duración nominal del cortocircuito. El fabricante del equipo operativo determina la corriente nominal de corta duración y la duración nominal del cortocircuito relacionada.

La diferencia entre sobrecarga y sobrecorriente radica en la causa de la falla. Para un cortocircuito, la sobrecorriente surge como resultado de un defecto o una mala operación. La sobrecarga provoca una corriente que supera la capacidad máxima de conducción de corriente.

La elección del interruptor automático se basa en el comportamiento de disparo y el poder de apertura, que se adapta al comportamiento de disparo. Las líneas en los sistemas de alta corriente están hechas de cobre (Cu) y aluminio (Al).

La sección transversal eléctrica efectiva se toma como la sección transversal de la línea. La resistividad del cobre a 20 °C es $\rho_{20} = 0,017241 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$. El coeficiente de temperatura es $3,93 \cdot 10^{-3}/\text{K}$ y aumenta o disminuye con la conductividad. La resistividad del aluminio a 20 °C es $\rho_{20} = 0,028264 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$. El coeficiente de temperatura es $4,03 \cdot 10^{-3}/\text{K}$ y aumenta o disminuye con la conductividad, como ocurre con el cobre. La dependencia de la temperatura de la resistividad es:

$$R_{\vartheta} = R_{20^{\circ}\text{C}} [1 + \alpha (\vartheta - 20^{\circ}\text{C})] \quad (11.1)$$

The symbols have the meanings:

α Temperature coefficient

ϑ Temperature

11.2 Protección por sobrecarga

La combinación de equipos de protección contra sobrecargas para cables y líneas debe basarse en las siguientes condiciones (IEC 60364, Parte 43):

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (11.2)$$

Regla de la corriente nominal

El equipo de protección contra sobrecarga debe elegirse de modo que su corriente nominal I_n o corriente de ajuste le para interruptores automáticos de potencia sea menor o igual que la capacidad de carga de corriente I_z del cable o la línea:

Regla de disparo

La corriente d disparo convencional I_2 no debe exceder 1,45 veces la capacidad de carga de corriente del cable o línea:

$$I_2 \leq 1.45 I_z \quad (11.3)$$

Aquí, los significados de los símbolos son:

- I_b Corriente de funcionamiento
- I_n Corriente nominal
- I_z Capacidad de carga de corriente admisible
- I_2 Corriente de disparo convencional

La protección contra sobrecarga se puede determinar

- ☐ de tablas
- ☐ por cálculo
- ☐ de la capacidad de carga corriente de la línea o cable.

Disposición del equipo de protección contra sobrecarga:

- Deben instalarse dispositivos de protección contra sobrecargas en todos los lugares en los que se reduzca la capacidad de carga de corriente.
- Se requieren dispositivos de protección contra sobrecarga al comienzo del circuito.
- Los dispositivos de protección contra sobrecarga se pueden escalonar siempre que esto no ponga en peligro la protección contra sobrecarga del circuito.
- La protección contra sobrecarga se puede ignorar si no se espera que ocurra una sobrecarga.
- La protección contra sobrecarga no debe implementarse si la interrupción del circuito puede representar un peligro.

11.3 Protección contra cortocircuitos

Las corrientes de cortocircuito deben interrumpirse antes de que puedan dañar el aislamiento de líneas, conexiones y conexiones de terminales o incluso equipos operativos. Aquí se permite una sobretensión de corta duración. Los parámetros que afectan a esta resistencia al cortocircuito a corto plazo y que determinan los cables y líneas necesarios son:

- ✓ Corriente
- ✓ Duración :
- ✓ Caída de tensión
- ✓ Potencia transferida
- ✓ Medidas de protección
- ✓ Resistividad eléctrica
- ✓ Temperaturas de funcionamiento del sistema.
- ✓ Temperatura de funcionamiento admisible del cable o línea
- ✓ Sección transversal del cable o línea
- ✓ Capacidad térmica específica
- ✓ Tensión corrosiva
- ✓ Normas a observar

La protección contra cortocircuito se puede determinar:

- de acuerdo con IEC 60 909
- de tablas
- de las mediciones en el sistema según las instrucciones de la compañía de suministro eléctrico
- de a capacidad de carga corriente de la línea o cable.

Disposición del equipo de protección contra sobrecarga:

1. Deben instalarse dispositivos de protección contra sobrecargas en todos los lugares en los que se reduzca la capacidad de carga de corriente.
2. El equipo de protección contra sobrecarga contra cortocircuitos se puede mover a lo largo de la línea o el cable si la parte de la línea entre la sección transversal reducida y el dispositivo de protección contra sobrecarga no tiene más de 3 m de largo y no hay razón para esperar un riesgo de incendio y lesiones. a las personas, o no se espera que ocurra un cortocircuito. Aquí es necesario asegurarse de que la instalación eléctrica esté bien conectada a tierra y segura contra cortocircuitos.

Selección de equipos de protección contra sobrecarga:

1. Dispositivo de protección de sobrecarga común contra cortocircuitos y sobrecarga
2. Cálculo del tiempo de apertura permitido
3. Limitación de la longitud de la línea

Las corrientes de cortocircuito deben interrumpirse mediante dispositivos de protección contra sobrecargas antes de que se alcancen los límites de temperatura para líneas y cables. El cálculo del tiempo de apertura permisible hasta 5 s se puede hacer de la siguiente manera:

Cuando $t_2 = \left(\frac{k S}{I_{k1}} \right)^2$ (11.4) los interruptores automáticos de potencia y los interruptores automáticos debe realizarse de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$K^2 S^2 > I^2 t \quad (11.5)$$

Esta condición siempre se cumple cuando la sección transversal de la línea es de al menos 1,5² y el fusible de la fuente es de 63 A. Siempre debe ser cierto que

$$t_1 < t_2 \quad (11.6)$$

Los significados de los símbolos son:

- t1 Tiempo de desconexión del dispositivo de protección contra sobrecarga en s
- t2 Tiempo de desconexión admisible o duración del cortocircuito en s
- If Corriente de falla (corriente más pequeña de cortocircuito) en A
- K Factor de material o factor de conductor específico en $\frac{A\sqrt{s}}{mm^2}$ según la Tabla 11.3
- S Sección de línea en mm

La correspondencia de valores de referencia para líneas y equipos de

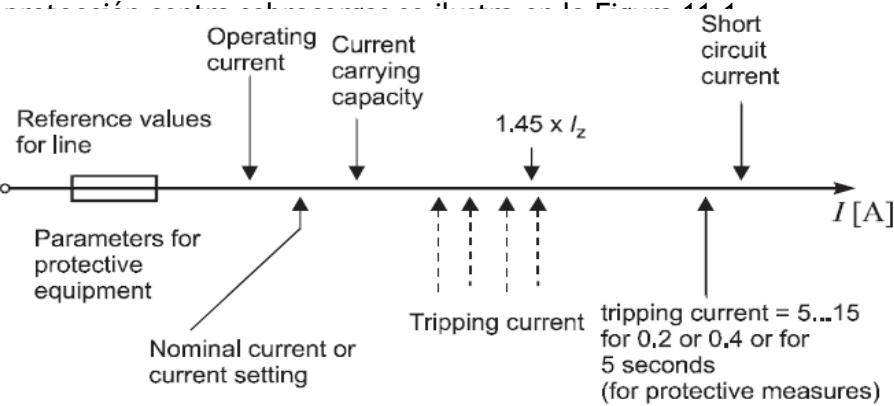


Figura 11.1 Correspondencia de valores de referencia para líneas y equipos de protección contra sobrecarga

La tabla 11.1 se puede utilizar para la capacidad de carga de corriente de cables o líneas y para la selección de equipos de protección contra sobrecorriente para protección en caso de sobrecarga en una instalación de cableado de edificios a 30 °C. Para desconectar la sobrecarga y la corriente de cortocircuito es necesario determinar los dispositivos de disparo de sobrecarga y cortocircuito (Tabla 11.1).

Tabla 11.1 Equipos de protección contra sobrecargas, corriente de disparo convencional y corrientes de apertura

OPE	Delayed thermal tripping device (overload protection) I_2	Short-time delay magnetic tripping device (short circuit protection) I_5
A	$1.45 I_n$	$3 I_n$
B	$1.45 I_n$	$5 I_n$
C	$1.45 I_n$	$10 I_n$
D	$1.45 I_n$	$15 I_n$
Z	$1.2 I_n$	$3 I_n$
K	$1.2 I_n$	$20 I_n$
E	$1.2 I_n$	$6.25 I_n$

También es posible determinar la energía de paso de un interruptor automático a partir de la ecuación de energía [59]

$$m c \Delta \vartheta = R \int i^2 dt \quad (11.7)$$

El aumento de temperatura del conductor viene dado por:

$$\Delta \vartheta = \frac{\rho_m l}{S \rho_m c} \int i^2 dt \quad (11.8)$$

$$\Delta \vartheta = \frac{\int i^2 dt}{S \rho_m c} \quad (11.9)$$

The meanings of the symbols are:

$\rho_m l S$ Mass of conductive material

ρ_m Density of conductive material

c Specific thermal capacity of conductive material

$\Delta \vartheta$ Temperature rise

$R = \frac{\rho_m l}{S}$ Resistance of conductor

For copper:

$$\rho = 0.017241 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$$

$$\rho_m = 8.92 \frac{\text{kg}}{\text{dm}^3}$$

$$c = 380 \frac{\text{Ws}}{\text{kg K}}$$

$$\Delta \vartheta = 5.16 \cdot 10^{-3} \frac{\int i^2 dt}{S^2} \cdot \frac{\text{mm}^4}{\text{A}^2} \text{K}$$

Para una sección transversal conocida del conductor y un aumento de temperatura máximo conocido, obtenemos la energía máxima por unidad que puede pasar un dispositivo de protección en caso de cortocircuito sin sobrecargar la línea:

$$i^2 dt = 194 S^2 \Delta\theta \frac{A^2 s}{\text{mm}^4 \text{K}} \quad (11.10)$$

En general, se puede suponer un cortocircuito unipolar, que debe interrumpirse en 0,4 segundos para circuitos de salida de hasta 35 A o en 5 segundos a 35 A para circuitos conectados permanentemente.

Para un cortocircuito, debe cumplirse lo siguiente:

- El poder nominal de apertura del dispositivo de protección contra sobrecorriente I_{cn} debe ser mayor que la corriente de cortocircuito tripolar al comienzo de la línea $I_{k''3}$.
- El ajuste de corriente del dispositivo de disparo por cortocircuito I_{rm} debe ser inferior o igual a la corriente de cortocircuito unipolar al final de la línea $I_{k''1}$.

Como dispositivos de protección contra sobrecorriente se pueden utilizar los siguientes:

1. Dispositivos que protegen contra sobrecarga
2. Dispositivos que protegen contra cortocircuitos.
3. Dispositivos que protegen contra sobrecargas y cortocircuitos.

11.3.1 Designación de Conductores

Los conductores están descritos por el

- Símbolo de tipo de construcción
Este siempre comienza con la letra N (tipo estándar). Las desviaciones del estándar se establecen entre paréntesis. Si no se proporciona N, para este conductor no existe un código de construcción de edificios.
- Número de núcleos x sección transversal nominal en mm²
- Número de núcleos x sección transversal nominal del conductor de protección distribuido en mm²
- Tensiones nominales para conductor en o

Ejemplo de una línea: Línea recubierta de PVC NYM-J 3 x 2,5

Aquí los significados de los símbolos son:

- N Tipo estándar
- Y Aislamiento de PVC
- M Conductor envainado
- J Núcleo verde-amarillo (PE)
- 3 Tres núcleos

2.5 Sección transversal nominal del conductor en mm²

La descripción de las líneas armonizadas se compone de tres partes. La primera parte describe el rango de validez y la tensión nominal de la línea. La segunda parte caracteriza los elementos estructurales. La tercera parte da el número de núcleos y la sección transversal nominal, con o sin núcleo verde-amarillo.

Ejemplo de línea: Cable con cubierta de PVC flexible H05 VV-F 3 x 61,5
Aquí los símbolos tienen los significados:

- H** Tipo armonizado
- 05** Tensión nominal 300/500 V
- V** Aislamiento de PVC
- V** Cubierta de PVC
- F** Conductor de alambre fino
- 3** Tres núcleos
- G** Con núcleo verde-amarillo
- 1.5** Sección transversal nominal del conductor en mm²

11.3.2 Designación de Cables

Los cables están designados con

- Símbolo de tipo de construcción
Este siempre comienza con la letra N (tipo estándar). Las desviaciones del estándar se establecen entre paréntesis. Si no se da N, para esta línea no hay código de construcción de edificios.
- Símbolo para la forma y el tipo de conductor
- Sección transversal nominal del blindaje (si lo hay)
- Número de núcleos x sección transversal nominal en mm²
- Número de núcleos x sección transversal nominal del conductor de protección distribuido en mm²
- Tensiones nominales del conductor en V o kV, U0/U

Símbolos de tipo de construcción para cables y formas de línea (Figura 11.2):

Ejemplo de cable: cable PROTODUR NAYCWY 3 x 150 SE/150 Aquí, los símbolos tienen los significados:

N Tipo estándar
A Conductor de aluminio Y aislamiento de PVC
CW Conductor concéntrico en forma de onda

150 Sección transversal nominal del conductor en mm²
SE Conductor unipolar en forma de sector
150 Sección transversal nominal del conductor concéntrico en mm²

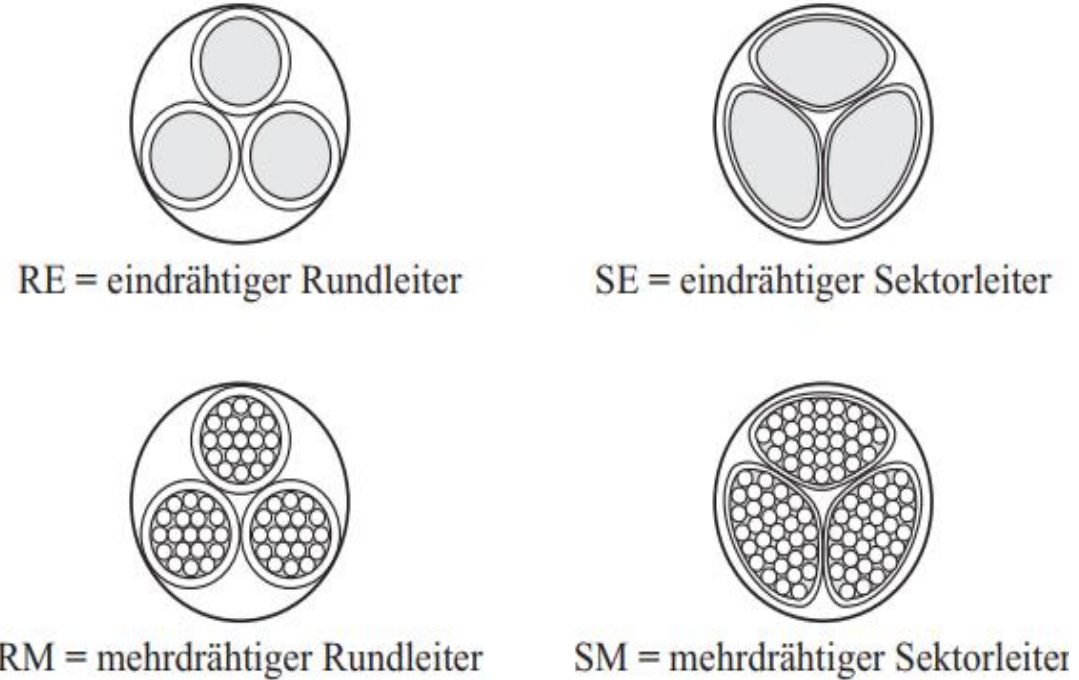


Figura 11.2 Formas de conductores

11.4 Capacidad corriente de carga

La selección de la sección transversal de la línea se realiza de acuerdo a la capacidad del cable o línea en condiciones normales de operación y en condiciones de falla. La capacidad de carga de corriente I_z de la línea siempre debe ser mayor que la corriente de operación I_b , y esto debe ser cierto para todos los modos de operación. Los valores recomendados para las capacidades de carga de corriente de cables y líneas en edificios se encuentran en IEC 523. La combinación de equipos de protección se ha redefinido en IEC 60 364, Parte 43. Se supone que la temperatura es de 30 °C. El equipo de protección está estandarizado para todas las secciones transversales.

11.4.1 Capacidad de carga en condiciones normales de funcionamiento

Se debe limitar la carga de corriente para que en cada punto del cable y de la línea el calor producido se pueda disipar en condiciones controladas al medio ambiente.

Los parámetros para la capacidad corriente de carga son:

- Sección transversal nominal del cable y la línea
- Material de la línea
- Número de núcleos bajo carga
- Material de aislamiento
- Tipo de instalación de cable y línea
- Agrupamiento de cables
- Temperaturas ambiente divergentes
- Modo de funcionamiento.

Para el dimensionamiento de cables y líneas, las condiciones de funcionamiento convencionales, como el modo de funcionamiento, las condiciones de instalación y la temperatura ambiente, son la base para las corrientes nominales I_r . Para otras condiciones de operación, se utilizan factores de corrección para determinar la capacidad corriente de carga, como para instalaciones subterráneas $I_z = I_r f_1 f_2 \Pi f$ (11.11)

y para instalaciones aéreas: $I_z = I_r \Pi f$ (11.12)

La selección de la sección transversal de la línea en condiciones normales de operación se deriva de la relación: $I_z \geq I_b$ (11.13)

Aquí, los significados de los símbolos son:

I_z Capacidad de carga actual

I_r Capacidad de carga I_r para condiciones de funcionamiento convencionales

f_1 Factor de corrección, p. por desviación de temperatura

f_2 Factor de corrección, p. para agrupar

Πf Producto de todos los demás factores de corrección necesarios, p. conductores de múltiples núcleos

I_b Carga en condiciones normales de funcionamiento

11.4.2 Capacidad de carga en condiciones de falla

Con un cortocircuito, las líneas y los cables están sujetos a esfuerzos tanto térmicos como mecánicos. Las líneas no deben calentarse por encima de la temperatura de cortocircuito permitida. En el cálculo se debe considerar la temperatura inicial y la duración del cortocircuito. El estrés térmico de las líneas depende de la magnitud, el comportamiento en el tiempo y la duración del cortocircuito. De acuerdo con IEC 865, la corriente de cortocircuito equivalente térmica, con el efecto térmico dependiente del tiempo de los componentes de corriente CC y CA de la corriente de cortocircuito, se utiliza como base para probar la resistencia al cortocircuito:

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m + n} \quad (11.14)$$

El factor m es el efecto térmico resultante de la componente DC. Puede leerse en la Figura 11 o calcularse con la siguiente ecuación para $f = 50$ Hz:

$$m = \frac{1}{2\pi T_k \ln(\kappa - 1)} [e^{4f T_k \ln(\kappa - 1)} - 1] \quad (11.15)$$

Para un cortocircuito que dura un tiempo $T_k > 1$ segundo, podemos hacer $m = 0$.

El factor n es el efecto térmico resultante de la componente AC. Para un cortocircuito lejos del generador $n = 1$.

El equipo eléctrico operativo tiene una resistencia térmica suficiente a los cortocircuitos cuando:

$$\text{para } T_k \leq T_{kr} \quad I_{th} \leq I_{thr} \quad (11.16)$$

$$\text{for } T_k \geq T_{kr}$$

$$I_{th} \leq I_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

$$S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k} \frac{1}{\eta}} \quad (11.18)$$

Para el cálculo de la resistencia térmica al cortocircuito de las líneas, en lugar de la corriente, también se puede utilizar la densidad de corriente de cortocircuito equivalente térmico, siempre que se cumpla la siguiente condición:

El factor η tiene en cuenta el calor disipado al material aislante durante el tiempo del cortocircuito. La densidad de corriente nominal de cortocircuito S_{thr} viene dada por:

$$S_{thr} = \sqrt{\frac{\kappa_{20} \, c \, \rho}{\alpha_{20} \, T_{kr}} \ln \frac{1 + \alpha_{20} \, (\vartheta_e - 20^{\circ}\text{C})}{1 + \alpha_{20} \, (\vartheta_b - 20^{\circ}\text{C})}} \tag{11.19}$$

Los significados de los símbolos son

- I''_k Initial symmetrical short circuit current in kA
- I_{th} Thermal equivalent short circuit current in kA
- I_{thr} Rated short-time current in kA
- T_{kr} Rated short circuit duration in seconds
- T_k Short circuit duration in seconds
- S_{thr} Rated short circuit current density in A/mm²
- S_{th} Thermal equivalent short circuit current density in A/mm²
- ϑ_e Temperature of line at end of short circuit in °C
- ϑ_b Temperature of line at beginning of short circuit in °C}
- ρ Density of conductive element in g/cm³
- κ Withstand ratio
- α Temperature coefficient for electrical resistance in 1/°C
- η Factor for heat dissipated to insulating material

Material	c $\frac{\text{J}}{\text{g K}}$	ρ $\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$	κ $\frac{\text{m}}{\Omega\text{mm}^2}$	α_{20} $\frac{1}{\text{K}}$
Copper	0.39	8.9	56	0.0039
Aluminum	0.91	2.7	34.8	0.0040
Steel	0.48	7.85	7.25	0.0045

Tabla 11.2: Parámetros para la densidad de corriente nominal de cortocircuito

Los factores para la Ecuación (11.19) se toman de la (Tabla 11.2).

Para la curva de temperatura límite, el coeficiente de material k de la línea puede tomarse de la Tabla 11.3 o calcularse. La tabla 11.4 da las temperaturas de línea, admisibles para un cortocircuito, según el material aislante del cable. La tabla 11.5 da las temperaturas de cortocircuito para líneas aéreas.

Tabla 11.3: Factor k

	PVC	R	XLPE, EPR
Cu	115	135	143
Al	76	87	94

Tabla 11.4: Temperaturas de cortocircuito para cables en °C

	PVC	R	XLPE, EPR
Temperature at beginning T_a	70	60	90
Temperature at end T_e	160	200	250

Tabla 11.5: Temperaturas de cortocircuito T_e para líneas aéreas

Single-conductor materials				Composite materials	
Al 130	Aldrey 160	Cu 170	St 200	Aldrey/Steel 160	Al/St 160

Los símbolos tienen los significados:

PVC Aislamiento de cloruro de polivinilo

XLPE Aislamiento de polietileno reticulado

EPR Aislamiento de caucho de etileno-propileno

G Aislamiento de caucho

La figura 11.3 muestra la densidad de corriente nominal de cortocircuito en función de la temperatura de la línea para el cobre.

La figura 11.4 muestra la densidad de corriente nominal de cortocircuito en función de la temperatura de línea para aluminio.

Para la planificación conforme a las normas, también es necesario tener en cuenta la información en la Tabla 11.6.

Tabla 11.6: Información de planificación

Construction of line	Type of line, Number of cores	
	Insulation material	
	Rated cross-section in	mm ²
	Form and class of line	
	Rated cross-section of shielding in	mm ²
	Number of wires	
	Diameter of line in	mm
	Thickness of insulation in	mm
	Thickness of sheath in	mm
Voltage	Outer diameter of line in	mm
	Weight of cable and line in	kg/km
	Rated voltage of network in	V
	Operating voltage in	V
Protective line	Power frequency in	Hz
	Protection against dangerous shock currents	
	Dimensioning of PEN and PE in	mm ²
Loading capacity under normal operating conditions	Operating mode e.g.	LTO or STO
	Installation conditions in	A
	Minimum time in	s
	Number of cores under load	
Loading capacity under fault conditions	Ambient conditions	
	Initial symmetrical short circuit current in	A or kA
	Single-pole and three-pole short circuit currents in	A or kA
	Duration of short circuit in	s
Mechanical properties	Cut-off times in	s
	Minimum bending radius in	mm
	Permissible tensile force during installation in	N
Electrical properties		
	DC resistance per unit length at 70 °C in	Ω/km
	DC resistance per unit length at 20 °C in	Ω/km
	Working capacitance per unit length in	μF/km
	Charging current in	A/km
Voltage drop	Ground fault current in	A/km
	Losses in	W
	Power factor	
	Maximum length in	m or km
Protection against overloading and short circuit	Preselected voltage drop in	%
	Matching of overload protection equipment	
Maximum length		
	IEC 60 364, Supplementary Page 5	
Underground installation	IEC 60 364, Part 52	
	Current carrying capacity in	A
	Resistance per unit length at 20 °C in	Ω/km
	Resistance per unit length at 90 °C in	Ω/km
	Effective resistance per unit length in zero-sequence system in	Ω/km
	Reactance per unit length in zero-sequence system in	Ω/km
	Permissible transfer power in	MVA

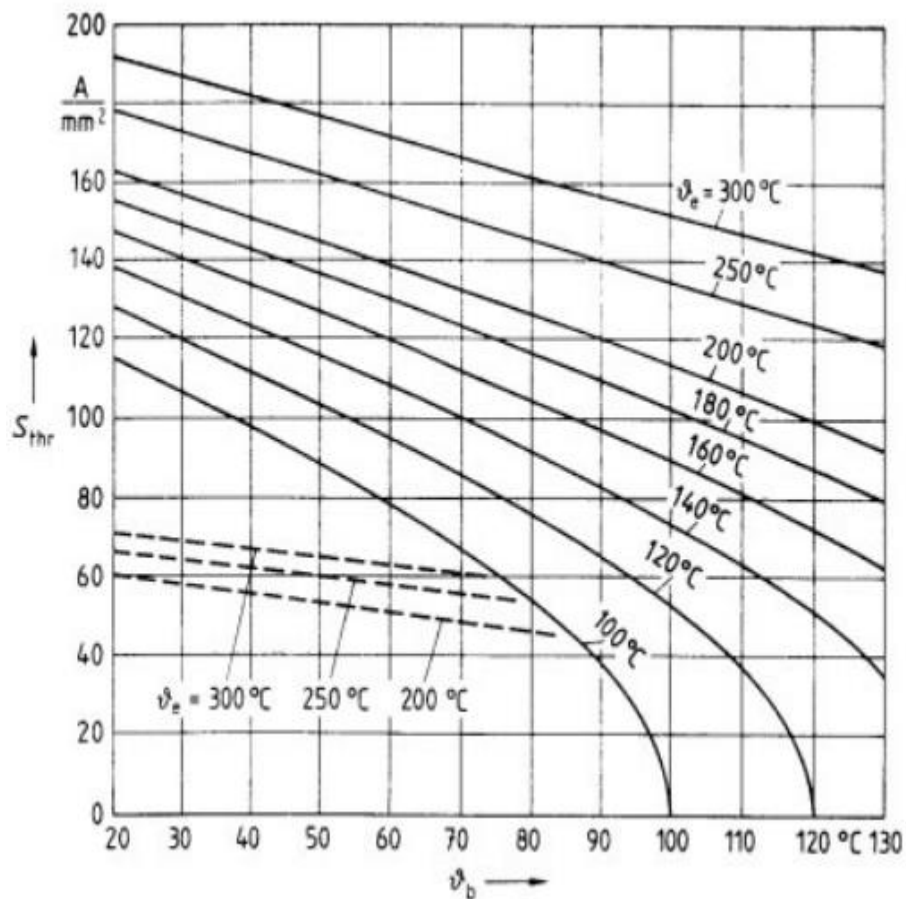


Figura 11.3 Densidad nominal de corriente de cortocircuito ($T_{kr} = 1$ segundo) en función de la temperatura de línea para cobre (líneas continuas) y para perfil plano de acero sin alear y alambre de acero (líneas discontinuas) [55]

Figura 11.4 Densidad nominal de corriente de cortocircuito ($T_{kr} = 1$ segundo) en función de la temperatura de línea para aluminio, aleación de aluminio (AlMgSi), para cables con y sin componente de acero [55]

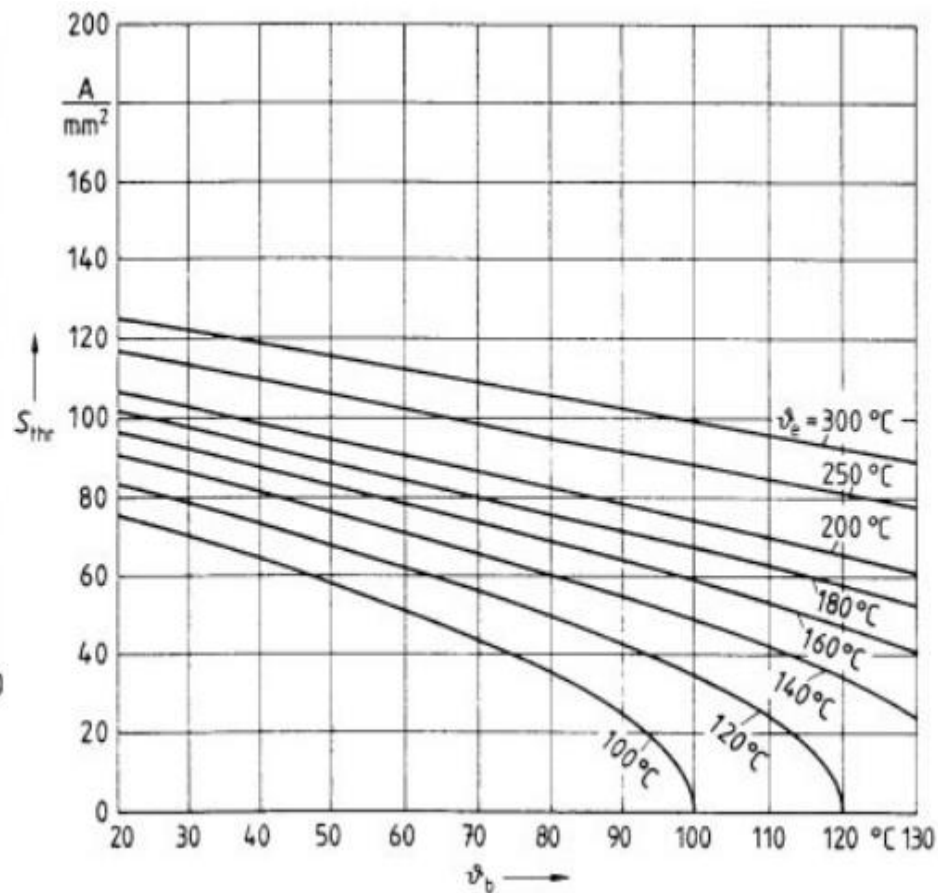
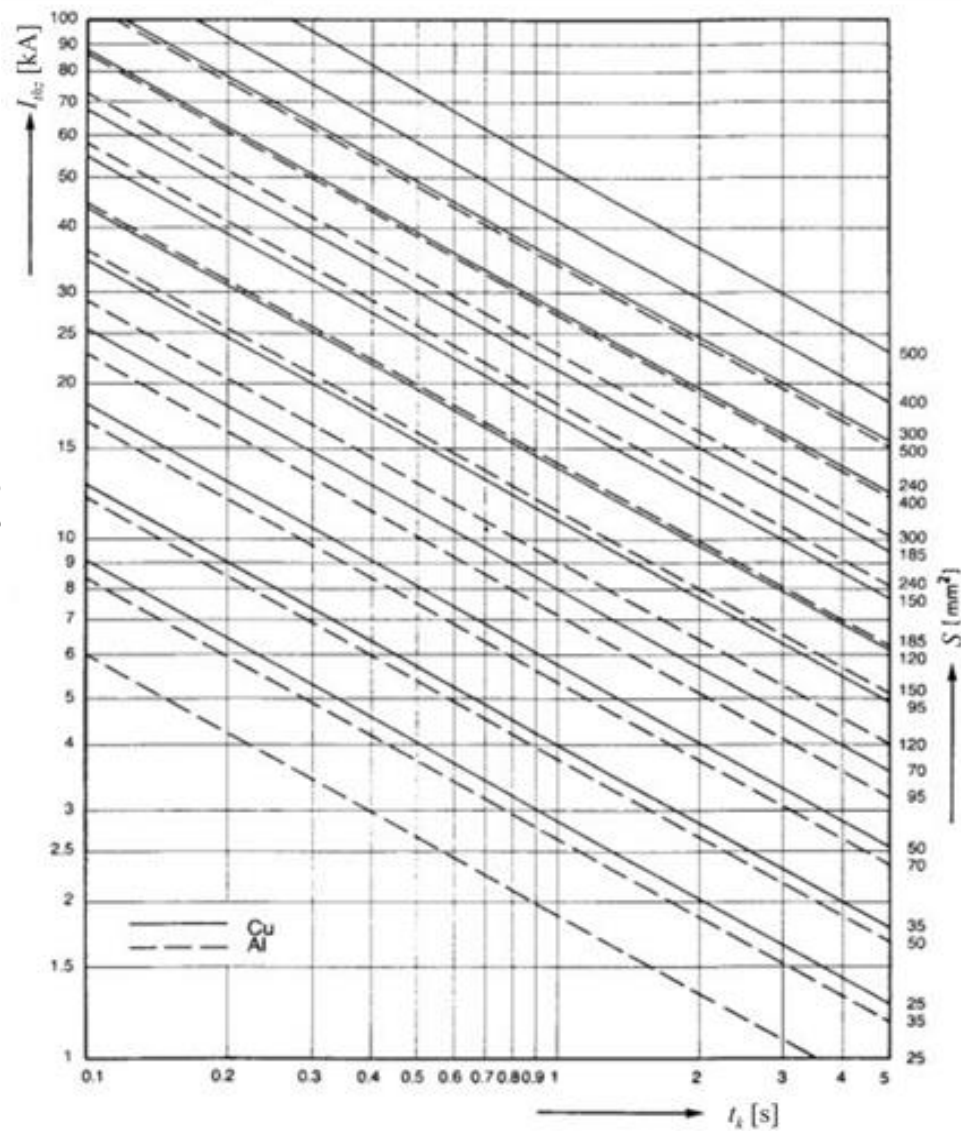


Figura 11.5 Corriente nominal de cortocircuito térmicamente admisible para cables con aislamiento de PVC de 1 a 10 kV[35]



11.4.3 Tipos de instalación y valores de carga para líneas y cables

Los valores recomendados para la capacidad de carga de corriente de cables y líneas aisladas para instalación permanente en edificios y de líneas flexibles se describen en IEC 523.

Para la selección de cables y líneas aisladas para sistemas de alta corriente, las siguientes condiciones son esenciales para todas las tablas y cálculos:

Capacidad de carga en condiciones normales de funcionamiento:

1. Condiciones de funcionamiento y capacidad de carga

- ☐ El modo de operación es operación continua.
- ☐ La capacidad de carga (valor nominal) determinada en Ir designado en todas las tablas
- ☐ Para cables y líneas hay nuevos tipos de instalación
- ☐ Los valores de capacidad de carga en las tablas se especifican para 30 °C
- ☐ La temperatura máxima de funcionamiento es de 70 °C.

2. Capacidad de carga en condiciones de falla

- ☐ IEC 865 es la referencia para el cálculo de la resistencia al cortocircuito térmico
- ☐ La temperatura C de cortocircuito admisible para líneas de PVC en 160 °C para una duración máxima de cortocircuito de 5 segundos.

Líneas y cables aéreos:

- ✓ Factor de carga de 1.0
- ✓ Funcionamiento continuo, carga de la compañía de suministro eléctrico
- ✓ Temperatura ambiente 30 °C
- ✓ Temperatura de funcionamiento 70 °C

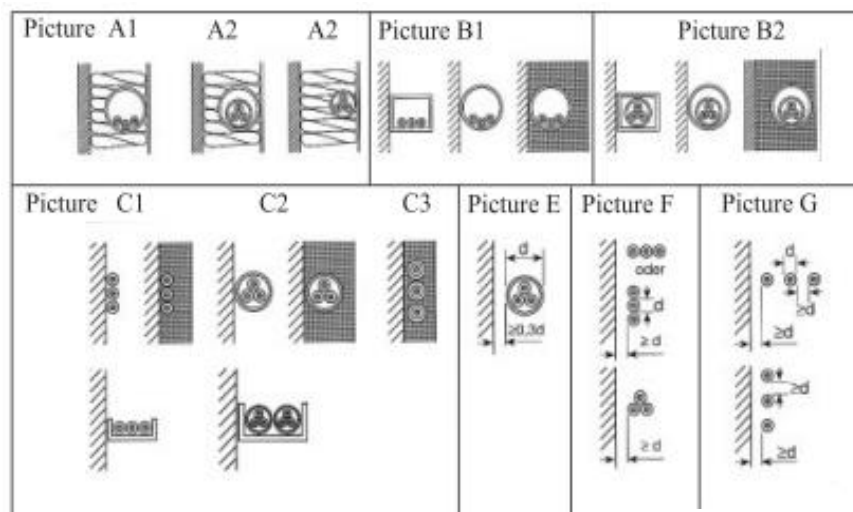
Los términos que aparecen con frecuencia para la capacidad de carga de líneas y cables, así como los factores de corrección, se explicarán brevemente aquí (Tabla 11.7).

Bandeja portacables: Placa portadora continua con partes laterales elevadas, pero sin tapa. Una bandeja portacables se considera perforada cuando los agujeros perforados cubren al menos el 30 % de la superficie total.

Portacables: Construcción portadora en la que la superficie de apoyo no supera el 10 % de la superficie total.

Las siguientes tablas resumen los valores de capacidad de carga de corriente de cables y líneas para instalación permanente en edificios y de líneas flexibles. Capacidad de carga de corriente, en general, Factores de corrección.

Tabla 11.7: Tipos de instalación de referencia A1, A2, B1, B2, C, E, F y G para cables y líneas para instalación permanente en edificios a 70 °C y 30 °C de temperatura de funcionamiento [64]



Installation type	A1	A2		B1	B2	Installation type	C		E	F	G	
Illustration	(A1)	(A2)	(A2)	(B1)	(B2)	Illustration	(C1)	(C2)	(C3)	(E)	(F)	(G)
Installation conditions	Installation in thermally insulated walls			Installation in electric wiring conduits or closed electric wiring ducting on or in walls or in ducting for underfloor installation		Installation conditions	Direct installation or in walls/ceilings or in cable trays		Flat-webbed cable in walls/ceilings or hollow spaces	Overhead installation, on catenary wires and on cable racks and consoles		
	Non-sheathed cables or single-core cables/ sheathed cables in electric wiring conduit or ducting	Multi-core cables or sheathed cables	In electric wiring conduit or ducting	Direct installation	Non-sheathed cables or single-core cables/ sheathed cables		Single-core cables or sheathed cables	Multi-core cables or sheathed cables		Multi-core cables or sheathed cables	Single-core cables/ sheathed cables	With contact

Tabla II.8: Capacidad de carga de cables y líneas para instalación permanente en edificios a 70 °C y 30 °C de temperatura de funcionamiento [64]

Installation type	A1		A2		B1		B2		C	
Installation	In thermally insulated walls				In electric wiring conduits				Direct	
Number of cores simultaneously under load	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
Nominal cross-section in mm ²	Current carrying capacity I_x in A									
1.5	15.5	13.5	15.5	13.0	17.5	15.5	16.5	15.0	19.5	17.5
2.5	19.5	18.0	18.5	17.5	24	21	23	20	27	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41
10	48	42	43	39	57	50	52	46	63	57
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259

Installation type	E		F			G	
Installation	Overhead						
Number of cores simultaneously under load	2	3	2	3	3	horizontal 3	vertical 3
Nominal cross-section in mm ²	Current carrying capacity I_z in A						
1.5	22	18.5	—	—	—	—	—
2.5	30	25	—	—	—	—	—
4	40	34	—	—	—	—	—
6	51	43	—	—	—	—	—
10	70	60	—	—	—	—	—
16	94	80	—	—	—	—	—
25	119	101	131	114	110	146	130
35	148	126	162	143	137	181	162
50	180	153	196	174	167	219	197
70	232	196	251	225	216	281	254
95	282	238	304	275	264	341	311
120	328	276	352	321	308	396	362

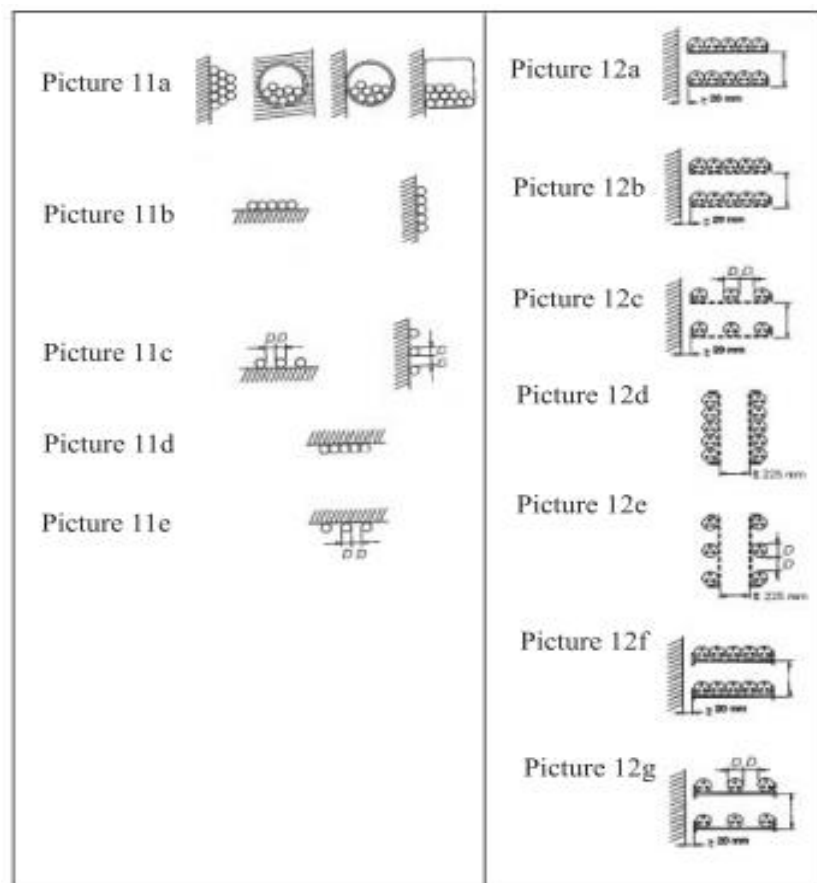
Tabla II.9: Valores recomendados para la capacidad de carga de corriente de cables y líneas con conductor de cobre y aislamiento de PVC para instalación permanente en edificios, operación continua, temperatura de operación 70 °C, temperatura ambiente 25 °C y coincidencia de corriente nominal de equipo de protección de sobrecarga a la corriente de disparo convencional [64]

Installation type	A1		A2		B1		B2		C		E		
Number of cores simultaneously under load	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	
Nominal cross-section in mm ²	Current carrying capacity I_z in A												
	Nominal current I_n in A												
1.5	I_z	16.5	14.5	16.5	14.0	18.5	16.5	17.5	16.0	21	18.5	23	19.5
	I_n	16	13	16	13	16	16	16	16	20	16	20	16
2.5	I_z	21	19	19.5	18.5	25	22	24	21	29	25	32	27
	I_n	20	16	16	16	25	20	20	20	25	25	32	25
4	I_z	28	25	27	24	34	30	32	29	38	34	42	36
	I_n	25	25	25	20	32	25	32	25	35	35	40	35
6	I_z	36	33	34	31	43	38	40	38	49	43	54	46
	I_n	35	32	32	25	40	35	40	35	40	40	50	40
10	I_z	49	45	46	41	60	53	55	49	67	60	74	64
	I_n	40	40	40	40	50	50	50	40	63	50	63	63
16	I_z	65	59	60	55	81	72	73	66	90	81	100	85
	I_n	63	50	50	50	80	63	63	63	80	80	100	80
25	I_z	85	77	80	72	107	94	95	85	119	102	126	107
	I_n	80	63	80	63	100	80	80	80	100	100	125	100
35	I_z	105	94	98	88	133	117	118	105	146	126	157	134
	I_n	100	80	80	80	125	100	100	100	125	125	125	125
50	I_z	126	114	117	105	160	142	141	125	178	153	191	162
	I_n	125	100	100	100	160	125	125	125	160	125	160	160

Table 11.10: Recommended values for the current carrying capacity of cables and lines with copper conductor and PVC insulation for permanent installation in buildings, continuous operation, operating temperature 70 °C, ambient temperature 40 °C and matching of rated current of overload protection equipment to conventional tripping current in accordance with EN 60204, Part 1: 1993-06 [64]

Installation type		B1	B2	C	E
Nominal cross-section in mm ²		Current carrying capacity I_z in A			
		Nominal current I_n in A			
0.75	I_z	7.6	–	–	–
	I_n	6	–	–	–
1.0	I_z	10.4	9.6	11.7	11.5
	I_n	10	8	10	10
1.5	I_z	13.5	12.2	15.2	16.1
	I_n	13	10	13	16
2.5	I_z	18.3	16.5	21	22
	I_n	16	16	20	20
4	I_z	25	23	28	30
	I_n	25	20	25	25
6	I_z	32	29	36	37
	I_n	32	25	35	35
10	I_z	44	40	50	52
	I_n	40	40	50	50
16	I_z	60	53	66	70
	I_n	50	50	63	63
25	I_z	77	67	84	88
	I_n	63	63	80	80
35	I_z	97	83	104	114
	I_n	80	80	100	100
50	I_z	–	–	123	123
	I_n	–	–	100	100

Tabla 11.11: Factores de corrección para agrupamiento de cables y líneas con carga nominal para operación continua [64]



Layout of installation	Number of multi-core cables or lines or number of AC or three-phase circuits with single-conductor cables or lines (2 or 3 current-carrying conductors)														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	16	18	20
Grouped directly on the wall, on the floor, in electric wiring conduit or ducting, on or in the wall (Picture 11a)	1.00	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.39	0.38
Single-layer on the wall or on the floor, with contact (Picture 11b)	1.00	0.85	0.79	0.75	0.73	0.72	0.72	0.71	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
Single-layer on the wall or on the floor, with spacing equal to outer diameter d (Picture 11c)	1.00	0.94	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Single-layer under ceiling, with contact (Picture 11d)	0.95	0.81	0.72	0.68	0.66	0.64	0.63	0.62	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Single-layer under ceiling, with spacing equal to outer diameter d (Picture 11e)	0.95	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85

Tabla II.12: Factores de corrección para agrupamiento de cables y líneas multipolares en bandejas portacables y racks [64]

Layout of installation		Number of trays or racks	Number of multi-core cables or lines					
			1	2	3	4	6	9
Unperforated cable trays ⁽¹⁾	(Picture 12a)	1	0.97	0.84	0.78	0.75	0.71	0.68
		2	0.97	0.83	0.76	0.72	0.68	0.63
		3	0.97	0.82	0.75	0.71	0.66	0.61
		6	0.97	0.81	0.73	0.69	0.63	0.58
Perforated cable trays	(Picture 12b)	1	1.00	0.88	0.82	0.79	0.76	0.73
		2	1.00	0.87	0.80	0.77	0.73	0.68
		3	1.00	0.86	0.79	0.76	0.71	0.66
		6	1.00	0.84	0.77	0.73	0.68	0.64
	(Picture 12c)	1	1.00	1.00	0.98	0.95	0.91	–
		2	1.00	0.99	0.96	0.92	0.87	–
		3	1.00	0.98	0.95	0.91	0.85	–
	(Picture 12d)	1	1.00	0.88	0.82	0.78	0.73	0.72
		2	1.00	0.88	0.81	0.76	0.71	0.70
	(Picture 12e)	1	1.00	0.91	0.89	0.88	0.87	–
		2	1.00	0.91	0.88	0.87	0.85	–
Cable racks	(Picture 12f)	1	1.00	0.87	0.82	0.80	0.79	0.78
		2	1.00	0.86	0.81	0.78	0.76	0.73
		3	1.00	0.85	0.79	0.76	0.73	0.70
		6	1.00	0.83	0.76	0.73	0.69	0.66
	(Picture 12g)	1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	–
		2	1.00	0.99	0.98	0.97	0.96	–
		3	1.00	0.98	0.97	0.96	0.93	–

¹ perforations cover less than 30 % of total surface

Table 11.13: Correction factors for spooled lines

Number of layers	Correction factors
1	0.80
2	0.61
3	0.49
4	0.42
5	0.38
For spiral-shaped spooling the correction factor 0.80 is used.	

Tabla 11.14: Factores de corrección para cables y líneas multipolares con $S \leq 10 \text{ mm}^2$

Number of cores under load	Correction factors
5	0.75
7	0.65
10	0.55
14	0.50
19	0.45
24	0.40
40	0.35
61	0.30

Tabla 11.15: Factores de corrección para temperaturas ambiente desviadas

Permissible operating temperature	40 °C	60 °C	70 °C	80 °C	85 °C	90 °C
Ambient temperature in °C	Correction factors					
10	1.73	1.29	1.22	1.18	1.17	1.15
15	1.58	1.22	1.17	1.14	1.13	1.12
20	1.41	1.15	1.12	1.10	1.09	1.08
25	1.22	1.08	1.06	1.05	1.04	1.04
30	1.00	1.00	1.00	1.10	1.00	1.00
35	0.71	0.91	0.94	0.95	0.95	0.96
40	–	0.82	0.87	0.89	0.90	0.91
45	–	0.71	0.79	0.84	0.85	0.87
50	–	0.58	0.71	0.77	–	0.82
55	–	0.41	0.61	0.71	–	0.76
60	–	–	0.50	0.63	–	0.71
65	–	–	0.35	0.55	–	0.65
70	–	–	–	0.45	–	0.58
75	–	–	–	0.32	–	0.50
80	–	–	–	–	–	0.41
85	–	–	–	–	–	0.29

11.4.4 Capacidad de carga de corriente de cables de corriente pesada y factores de corrección para instalaciones subterráneas y aéreas

Capacidad de carga de corriente según DIN VDE 0276, Parte 60s, Factores de corrección según DIN VDE 0276, Parte 1000

Las siguientes condiciones son esenciales para la selección de cables en base a todas las tablas de secciones transversales de líneas y cálculos para la capacidad de carga de corriente de cables subterráneos y cables aéreos:

cables subterráneos:

- Carga de la compañía de suministro eléctrico con un factor de carga de 0,7
- Profundidad de instalación 0,7 a 1,2 m
- Temperatura de Tierra 20 °C
- Resistividad térmica del suelo 1,0 K · m/W
- Número de cables/Sistemas 1

Líneas y cables aéreos:

- Factor de carga de 1.0
- Funcionamiento continuo, carga de la compañía de suministro eléctrico
- Temperatura ambiente 30 °C
- Temperatura de funcionamiento 70 °C

Las siguientes tablas enumeran los valores recomendados para la capacidad de carga de corriente de los cables de corriente pesada.

Tabla 11.16: Capacidad de carga, instalación aérea subterránea, Esquema de instalación para la tabla 11.16 y 11.17 [64]

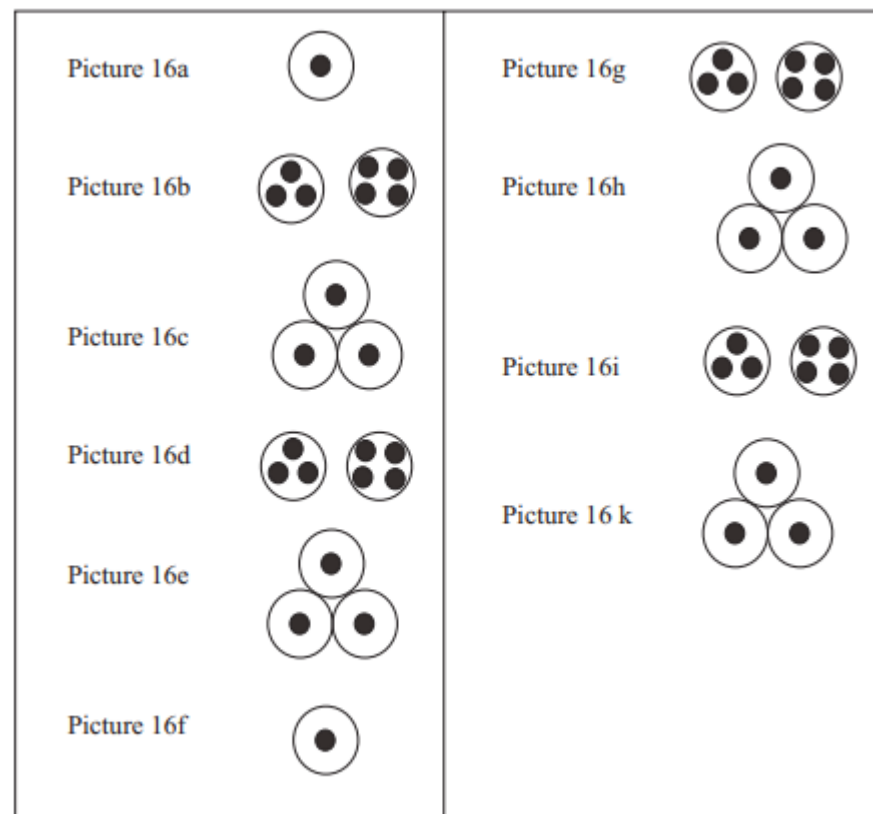


Table 11.16: Loading capacity, underground installation, cable with $U_0/U = 0.6/1$ kV

Insulation material	PVC									
Permissible operating temperature	70 °C									
Construction type symbol	NYY		NYCWY		NAYY		NAYCWY			
Layout	(a) ¹	(b)	(c)	(d)	(e)	(f) ¹	(g)	(h)	(i)	(k)
Number of cores under load	1	3	3	3	3	1	3	3	3	3
Cross-section in mm ²	Cu-Conductor					Alu-Conductor				
	Rated current in A					Rated current in A				
1.5	41	27	30	27	31	—	—	—	—	—
2.5	55	36	39	36	40	—	—	—	—	—
4	71	47	50	47	51	—	—	—	—	—
6	90	59	62	59	63	—	—	—	—	—
10	124	79	83	79	84	—	—	—	—	—
16	160	102	107	102	108	—	—	—	—	—
25	208	133	138	133	139	160	102	106	103	108
35	250	159	164	160	166	193	123	127	123	129
50	296	188	195	190	196	230	144	151	145	153
70	365	232	238	234	238	283	179	185	180	187
95	438	280	286	280	281	340	215	222	216	223
120	501	318	325	319	315	389	245	253	246	252
150	563	359	365	357	347	436	275	284	276	280
185	639	406	413	402	385	496	313	322	313	314
240	746	473	479	463	432	578	364	375	362	358
300	848	535	541	518	473	656	419	425	415	397
400	975	613	614	579	521	756	484	487	474	441
500	1125	687	693	624	574	873	553	558	528	489
630	1304	—	777	—	636	1011	—	635	—	539
800	1507	—	859	—	—	1166	—	716	—	—
1000	1715	—	936	—	—	1332	—	796	—	—

¹ Rated current in DC systems with return line far away

Tabla 11.17: Capacidad de carga, instalación aérea, cable con $U_0/U = 0,6/1$ kV

Insulation material	PVC									
Permissible operating temperature	70 °C									
Construction type symbol	NYY			NYCWY		NAYY			NAYCWY}	
Layout	(a) ¹	(b)	(c)	(d)	(e)	(f) ¹	(g)	(h)	(i)	(k)
Number of cores under load	1	3	3	3	3	1	3	3	3	3
Cross-section in mm ²	Cu-Conductor					Alu-Conductor				
	Rated current in A					Rated current in A				
1.5	27	19.5	21	19.5	22	–	–	–	–	–
2.5	35	25	28	26	29	–	–	–	–	–
4	47	34	37	34	39	–	–	–	–	–
6	59	43	47	44	49	–	–	–	–	–
10	81	59	64	60	67	–	–	–	–	–
16	107	79	84	80	89	–	–	–	–	–
25	144	106	114	108	119	110	82	87	83	91
35	176	129	139	132	146	135	100	107	101	112
50	214	157	169	160	177	166	119	131	121	137
70	270	199	213	202	221	210	152	166	155	173
95	334	246	264	249	270	259	186	205	189	212
120	389	285	307	289	310	302	216	239	220	247
150	446	326	352	329	350	345	246	273	249	280
185	516	374	406	377	399	401	285	317	287	321
240	618	445	483	443	462	479	338	378	339	374
300	717	511	557	504	519	555	400	437	401	426
400	843	597	646	577	583	653	472	513	468	488
500	994	669	747	626	657	772	539	600	524	556
630	1180	–	858	–	744	915	–	701	–	628
800	1396	–	971	–	–	1080	–	809	–	–
1000	1620	–	1078	–	–	1258	–	916	–	–

¹ Rated current in DC systems with return line far away

Tabla 11.18: Factores de corrección para agrupamiento de líneas aéreas, cables unipolares en sistemas trifásicos, Esquema de instalación para la tabla 11.19

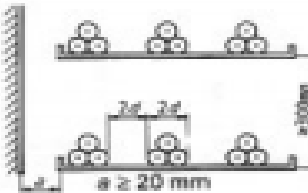
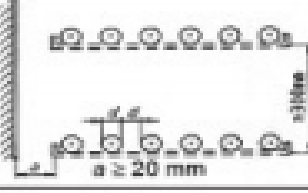
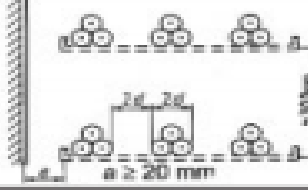
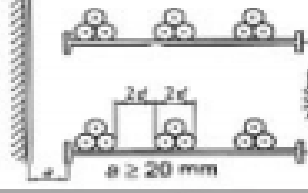
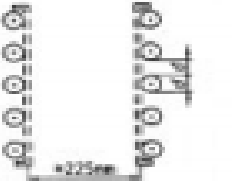
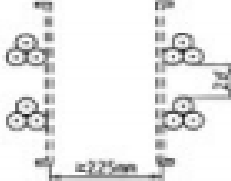
Picture 19a 	Picture 19f 
Picture 19b 	Picture 19g 
Picture 19c 	Picture 19h 
Picture 19d 	Picture 19i 
Picture 19e 	Picture 19k 

Tabla 11.19: Factores de corrección para agrupamiento de líneas aéreas, cables unipolares en sistemas trifásicos

Layout of installation		Number of trays/racks over one another	Number of systems ² next to one another			Layout of installation		Number of trays/racks over one another	Number of systems ² next to one another		
Level installation			1	2	3	Level installation			1	2	3
Spacing = cable diameter <i>d</i>						Spacing = 2 <i>d</i>					
On the ground	(Picture 19a)	1	0.92	0.89	0.88	On the ground	(Picture 19g)	1	0.98	0.96	0.94
Unperforated cable trays ³	(Picture 19b)	1	0.92	0.89	0.88	Unperforated cable trays ³	(Picture 19h)	1	0.98	0.96	0.94
		2	0.87	0.84	0.83			2	0.95	0.91	0.87
		3	0.84	0.82	0.81			3	0.94	0.90	0.85
		6	0.82	0.80	0.79			6	0.93	0.88	0.82
Perforated cable trays ³	(Picture 19c)	1	1.0	0.93	0.90	Perforated cable trays ³	(Picture 19i)	1	1.0	0.98	0.96
		2	0.97	0.89	0.85			2	0.97	0.93	0.89
		3	0.96	0.88	0.82			3	0.96	0.92	0.85
		6	0.94	0.85	0.80			6	0.95	0.90	0.83
Cable racks ⁴ (cable gratings)	(Picture 19d)	1	1.00	0.97	0.96	Cable racks ⁴ (cable gratings)	(Picture 19j)	1	1.00	1.00	1.00
		2	0.97	0.94	0.93			2	0.97	0.95	0.93
		3	0.96	0.93	0.92			3	0.96	0.94	0.90
		6	0.94	0.91	0.90			6	0.95	0.93	0.87
On supporting frames or on the wall or laid out vertically on perforated cable trays	(Picture 19f)	Number of trays/racks over one another	Number of systems over one another			On supporting frames or on the wall or laid out vertically on perforated cable trays	(Picture 19k)	Number of trays/racks over one another	Number of systems over one another		
			1	2	3				1	2	3
		1	0.94	0.91	0.89			1	1.0	0.91	0.89
		2	0.94	0.90	0.86			2	1.0	0.90	0.86

1) In confined spaces or for the grouping of large number of cables if the heat loss from the cables causes a temperature rise in the air, the correction factors for deviating air temperatures in Table 12 must also be used (see 5.3.2.3).

2) Factors in accordance with CENELEX report R064.001 for HD 384.5.523:1991.

3) A cable tray is a continuous carrier plate with raised side parts, but with no cover. A cable tray is regarded as perforated when the punched holes cover at least 30% of the total surface.

4) A cable rack is a carrier construction in which the supporting surface is no more than 10% of the total surface.

Para la instalación agrupada no es necesaria la reducción de carga si la separación entre sistemas vecinos es al menos cuatro veces el diámetro del cable, siempre que no haya aumento de la temperatura ambiente como resultado de pérdidas de calor.

Tabla 11.20: Factores de corrección para agrupamiento de líneas aéreas, cables multipolares y cables monopolares de CC

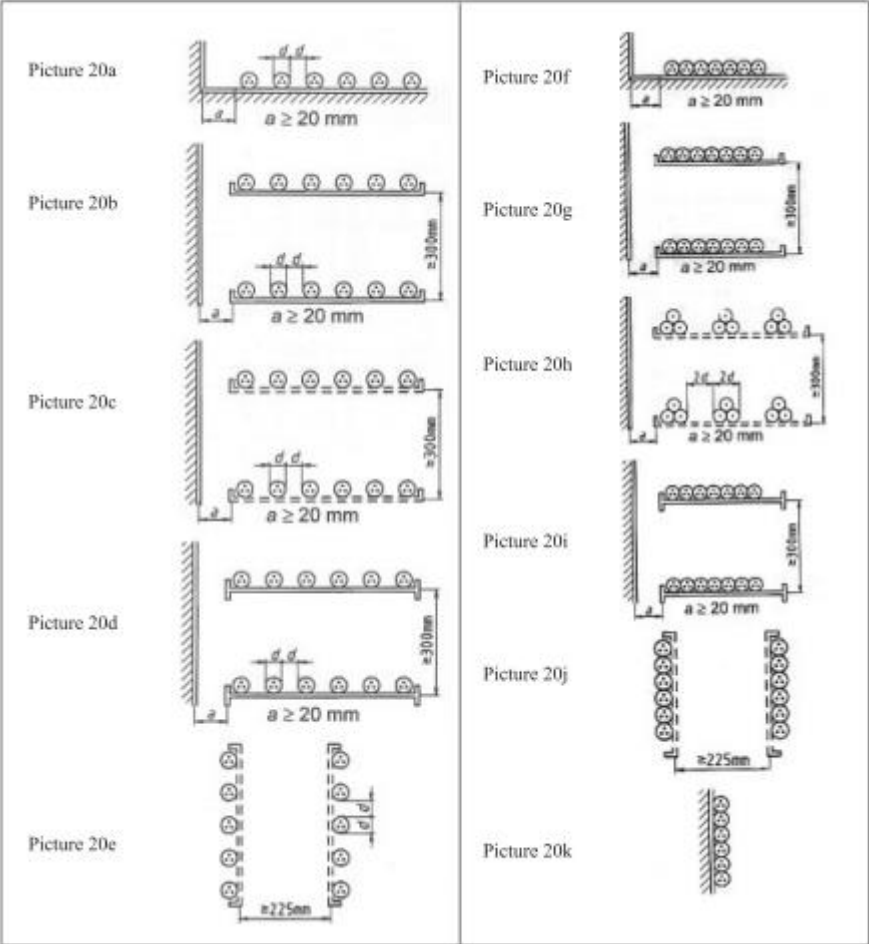


Tabla 11.20: Factores de corrección para agrupamiento de líneas aéreas, cables multipolares y cables unipolares de CC, Esquema de instalación para la tabla 11.20

Layout of installation Spacing = cable diameter <i>d</i>		Number of trays/racks over one another	Number of cables ⁴ next to one another				
			1	2	3	4	6
On the ground	(Picture 20a)	1	0.97	0.96	0.94	0.93	0.90
Unperforated cable trays ²	(Picture 20b)	1	0.97	0.96	0.94	0.93	0.90
		2	0.97	0.95	0.92	0.90	0.86
		3	0.97	0.94	0.91	0.89	0.84
		6	0.97	0.93	0.90	0.88	0.83
Perforated cable trays ²	(Picture 20c)	1	1.0	1.0	0.98	0.95	0.91
		2	1.0	0.99	0.96	0.92	0.87
		3	1.0	0.98	0.95	0.91	0.85
		6	1.0	0.97	0.94	0.90	0.84
Cable racks ³ (cable gratings)	(Picture 20d)	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
		2	1.0	0.99	0.98	0.97	0.96
		3	1.0	0.98	0.97	0.96	0.93
		6	1.0	0.97	0.96	0.94	0.91
On supporting frames or on the wall or laid out vertically on perforated trays	(Picture 20e)	Number of cables over one another					
		1	2	3	4		
		1	1.0	0.91	0.89	0.88	0.87
		2	1.0	0.91	0.88	0.87	0.85

- 1) In confined spaces or for the grouping of large number of cables if the heat loss from the cables causes a temperature rise in the air, the correction factors for deviating air temperatures in Table 12 must also be used (see 5.3.2.3).
- 2) A cable tray is a continuous carrier plate with raised side parts, but with no cover. A cable tray is regarded as perforated when the punched holes cover at least 30% of the total surface.
- 3) A cable rack is a carrier construction in which the supporting surface is no more than 10% of the total surface.
- 4) Factors in accordance with CENELEC report R064.001 for HD 384.5.523:1991.

No es necesaria una reducción de la carga si el espacio horizontal o vertical entre los sistemas vecinos es al menos el doble del diámetro del cable, siempre que no haya un aumento de la temperatura ambiente como resultado de pérdidas de calor.

Tabla 11.20: (continuación): Factores de corrección para agrupación de líneas aéreas, cables multinúcleo y cables unipolares DC

Layout of installation In contact with one another		Number of trays/racks over one another	Number of cables ⁴ next to one another					
			1	2	3	4	6	9
On the ground	(Picture 20f)	1	0.97	0.96	0.94	0.93	0.90	0.90
Unperforated cable trays ²	(Picture 20g)	1	0.97	0.96	0.94	0.93	0.90	0.90
		2	0.97	0.95	0.92	0.90	0.86	0.90
		3	0.97	0.94	0.91	0.89	0.84	0.90
		6	0.97	0.93	0.90	0.88	0.83	0.90
Perforated cable trays ²	(Picture 20h)	1	1.0	1.0	0.98	0.95	0.91	0.90
		2	1.0	0.99	0.96	0.92	0.87	0.90
		3	1.0	0.98	0.95	0.91	0.85	0.90
		6	1.0	0.97	0.94	0.90	0.84	0.90
Cable racks ³ (cable gratings)	(Picture 20i)	1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.90
		2	1.0	0.99	0.98	0.97	0.96	0.90
		3	1.0	0.98	0.97	0.96	0.93	0.90
		6	1.0	0.97	0.96	0.94	0.91	0.90
Laid out vertically on	(Picture 20j)	Number of cables over one another						
			1	2	3	4	6	9
perforated cable trays		1	1.0	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87
		2	1.0	0.91	0.88	0.87	0.85	0.87
Laid out on supporting frames or on the wall	(Picture 20k)		1.0	0.91	0.89	0.88	0.87	0.87

La capacidad de carga de corriente continua admisible para líneas aéreas (Tablas 11.23 y 11.24) se aplica para CC y CA hasta 60, para una velocidad del viento de 0,6 m/s y una temperatura de 35 °C.

Tabla 11.21: Factores de corrección para temperaturas ambiente desviadas

Permissible operating temperature in °C	Air temperature in °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.15	1.12	1.08	1.04	1.00	0.96	0.91	0.87	0.82
80	1.18	1.14	1.10	1.05	1.00	0.95	0.89	0.84	0.77
70	1.22	1.17	1.12	1.06	1.00	0.94	0.87	0.79	0.71
65	1.12	1.20	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85	0.76	0.65
60	1.29	1.22	1.15	1.08	1.00	0.91	0.82	0.71	0.58

Tabla 11.22: Factores de corrección para cables multipolares con secciones de conductor de 1,5 mm2 a 10 mm2; instalación subterránea o aérea

Number of cores under load	Underground installation	Overhead installation}
5	0.70	0.75
7	0.60	0.65
10	0.50	0.55
14	0.45	0.50
19	0.40	0.45
24	0.35	0.40
40	0.30	0.35
61	0.25	0.30

Tabla 11.23: Capacidad de carga de corriente continua de las líneas aéreas

S _r mm ²	S _i mm ²	Number × d mm	d _i	Continuous current carrying capacity A		
				Copper	Aluminum	AAAC
16	15.89	7 × 1.7	5.1	125	110	105
25	24.25	7 × 2.1	6.3	160	145	135
35	34.36	7 × 2.5	7.5	200	180	170
50	48.35	19 × 1.8	9.0	250	225	210
70	65.81	19 × 2.1	10.5	310	270	255
95	93.27	19 × 2.5	12.5	380	340	320
120	117.00	19 × 2.8	14.0	440	390	365

Tabla 11.24: Capacidad de carga de corriente continua de las líneas aéreas

S_r mm ²	S_s mm ²	Al/St ratio	Continuous current carrying capacity A
16/2.5	17.8	5.4	105
25/4	27.8	6.8	140
35/6	40.1	8.1	170
50/8	56.3	9.6	210
70/12	81.3	11.7	290
95/15	109.7	13.6	350
120/20	141.4	15.5	410

La capacidad de conducción de corriente continua de las barras colectoras (Tabla 11.25) se aplica a una temperatura ambiente de 35 °C y tiene en cuenta un aumento de temperatura de 30 K, resultante de las pérdidas de calor actuales.

Tabla 11.25: Capacidad de carga de corriente continua de barras colectoras

Width × Thickness mm	Cross-section mm ²	Loading capacity of busbars in A	
		enamelled	without enamel
12 × 2	23.5	202	182
15 × 2	29.5	240	212
20 × 2	39.5	302	264
20 × 3	59.5	394	348
25 × 3	74.5	470	412
30 × 3	89.5	544	476
40 × 3	119	692	600
50 × 5	249	1140	994
60 × 5	299	1330	1150
80 × 5	399	1680	1450
100 × 5	499	2010	1730
120 × 10	1200	3280	2860
200 × 10	2000	4970	4310

The meanings of the symbols are:

- S_r Rated cross-section
- S_s Specified cross-section
- d Diameter
- d_s Line diameter

11.5 Ejemplos de capacidad de corriente de carga

11.5.1 Ejemplo I: Comprobación de la capacidad de corriente de carga

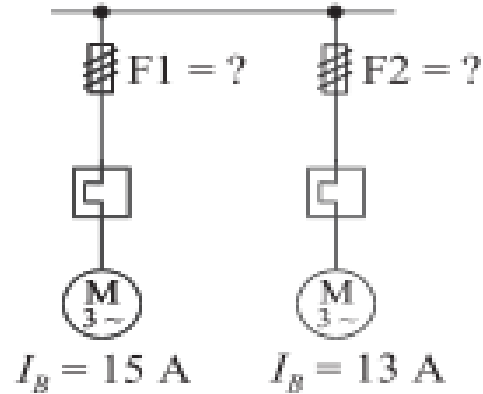


Figura 11.6 Comprobación de la capacidad de carga actual

Dada la Figura 11.6.

- 8 NYM-J $5 \times 1,5^2$ Líneas de conductor de Cu con cubierta, agrupadas directamente en la pared, en contacto entre sí (instalación tipo C)
- Normas aplicables: IEC 60364, Parte 43,

Encontrar:

1. El equipo de protección requerido.
 2. Las secciones transversales de la línea, teniendo en cuenta todos los factores de reducción y corrección.
- Equipo de protección:** Ambos motores cuentan con fusibles de 16 A. Usando la regla de las corrientes nominales

$$I_b \leq I_n \leq I_z = 15 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq I_z$$

Cálculo de las secciones transversales de línea:

El factor de reducción para una temperatura diferente: de 25 °C a 30 °C, de la Tabla 11.15, es 1.06

El factor de reducción para agrupamiento, de la Tabla 11.11, es 0.52. La carga requerida de la línea viene dada por:

$$I'_z = \frac{I_n}{f_1 f_2} = \frac{16 \text{ A}}{1.06 \cdot 0.52} = 29.03 \text{ A}$$

Selección de líneas: NYM-J 5 x 4 mm², de la Tabla 11.8; IzTab= 32A capacidad de carga de corriente corriente:

$$I_z = I_{zTab} \cdot f_1 \cdot f_2 = 32 \text{ A} \cdot 0.52 \cdot 1.06 = 17.3 \text{ A}$$

Entonces se sigue que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z = 15 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq 17.3 \text{ A} \text{ Por lo tanto, se cumple el requisito.}$$

11.5.2 Ejemplo 2: Comprobación de la capacidad de carga actual

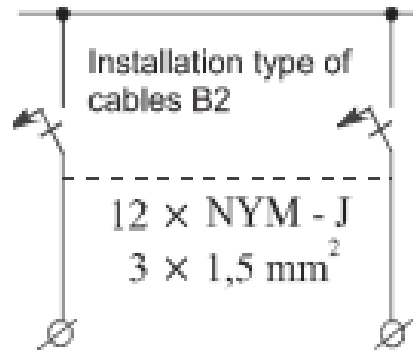


Figura 11.7 Comprobación de la capacidad de carga actual

Comprobar la capacidad de carga de corriente de 12 líneas NYM-J de 3 x 1,5 mm² en un conducto, montado en superficie (Figura 11.7). El factor de coincidencia, según información del fabricante, es de 0,8, la temperatura ambiente es de 25 °C, la instalación tipo B2 e $I_b = 6$ A.

Encontrar la capacidad de corriente de carga y los fusibles.

Factores de corrección:

Factor de reducción por temperatura, de la Tabla 11.15: $f_1 = 1.06$

Factor de reducción por agrupación, de la Tabla 11.11: $f_2 = 0.45$

Coincidencia: 12 líneas · 0.8 = 9.6 líneas

$$I_{z\text{Tab.}} = 16.5 \text{ A, so that:}$$

$$I'_z = I_{z\text{Tab.}} \cdot f_1 \cdot f_2 = 16.5 \text{ A} \cdot 1.06 \cdot 0.45 = 7.87 \text{ A}$$

Con un fusible de 6 A:

$$I_b \leq I_n \leq I_z = 6 \text{ A} \leq 6 \text{ A} \leq 7.87 \text{ A}$$

11.5.3 Ejemplos: Protección de Cables en Paralelo

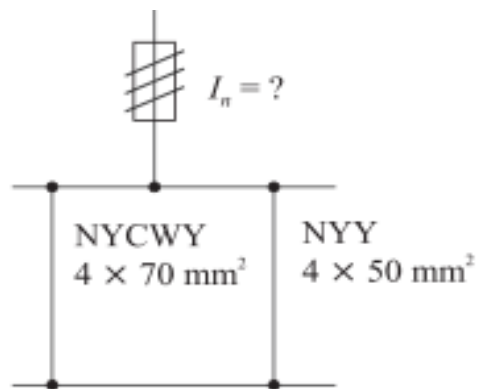


Figura 11.8 Protección de cables en paralelo

Se tendió un cable NYY-J 4 x 50 mm² adicional (Figura 11.8) en paralelo con el cable NYCWY 4 x 70 mm² existente. Encontrar el fusible necesario para los cables en paralelo.

Condiciones: Temperatura ambiente 25 °C, instalación aérea, dos bandejas con un cable cada una. La capacidad de carga de corriente I_z para NYCWY 4 x 70 mm², de la tabla 11.17, es de 202 A.

Factor de corrección por temperatura ambiente, de la Tabla 11.21: $f_t = 1,06$, factor de corrección por agrupamiento, de la Tabla 11.20: $f_z = 0,97$

$$I_z = 202 \times 1,06 \times 0,97 = 207,7A$$

$$I_{zTotal} = I_z \left(1 + \frac{S_1}{S_{max}} \right)$$

$$I_{zTotal} = 207.7A \left(\frac{1+50\text{ mm}^2}{70\text{ mm}^2} \right) = 356.06A$$

$$I_n(gG) = 315A (NH2) \quad \text{selected}$$

11.5.4 Ejemplo 4: Conexión de un cable trifásico

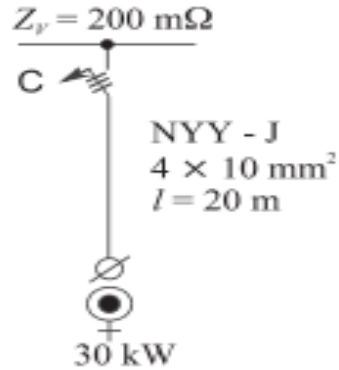


Figura 11.9 Determinación de la longitud de línea para una caldera

Dada la conexión de un cable trifásico NYY-J 4 x 10 mm² de 20 m de longitud (Figura 11.9) a una caldera de 30 kW, protección por magnetotérmico, característica C. La resistencia de lazo es $Z_l = 200 \text{ m}\Omega$, $U = 400 \text{ V}$. Encuentre la longitud permitida de acuerdo con IEC 60 364, página complementaria 5.

Solución:

- Operating current $I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U} = \frac{30 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400} = 43.3 \text{ A}$
- Corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecarga $I_n = 50 \text{ A}$

De la página complementaria 5 de IEC 60 364, Tabla 6, se encuentran los siguientes valores: Longitud máxima de línea = 55 m, corriente mínima de cortocircuito = 500 A.

De la Tabla 25: Longitud de línea para la caída de voltaje dada $\Delta U = 3 \%$.

$$l_{\max} = 9.56 \text{ m} \frac{400 \text{ V}}{43.3 \text{ A}} = 88.3 \text{ m}$$

11.5.5 Ejemplo 5: Edificio de apartamentos sin calentamiento eléctrico de agua

Un edificio de apartamentos sin calentador de agua eléctrico, con un tablero de montaje de medidor central, se debe planificar de acuerdo con la Figura 11.10. Responder las siguientes preguntas:

A Determinación del requerimiento de potencia:

- 1. Tablero de montaje de medidor central, 15 unidades de apartamento en una línea principal, fusible de 100 A, P1 ≈ 64 kVA, fusible NH00 de 100 A
- 2. Requerimiento total P2 = 11 kVA · 0,7 = 7,7 kVA
- 3. Oficina P3 = 80 kVA · 0,7 = 56 kVA 4. C PT = P1 + P2 + P3 = 127,7 kVA
- 4. $\Sigma P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 127.7 \text{ kVA}$

B Cálculo de las corrientes nominales, selección de líneas y dispositivos de protección contra sobrecorriente:

a) Corriente de funcionamiento con cos φ = 0.95:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{127.7 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 194 \text{ A}$$

b) Equipo de protección en cuadro de servicio: NH1-200 A

c) Oelección de línea:

Instalación en pared, 25 °C, sin agrupamiento. Factor de corrección por temperatura: f1 = 1,06, factor de corrección para instalación en pared: f2 = 0,95.

$$I_z = \frac{I_n}{f_1 f_2} = \frac{200 \text{ A}}{1.06 \cdot 0.95} = 198.6 \text{ A}$$

De la Tabla 11.17, Iz' es 202 A con NYCWY 4 x 70 mm2.

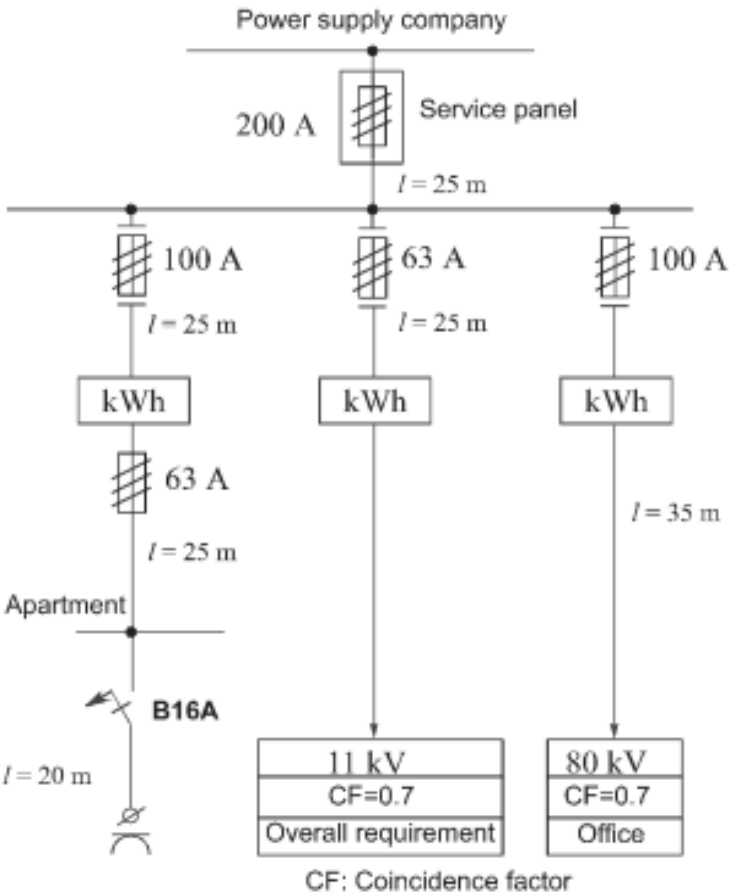


Figura 11.10 Edificio de apartamentos con un tablero de montaje de medidor central

1. Tablero de montaje de alimentador a medidor para requisitos generales:

Dado: $I_n = 63 \text{ A}$ con NYM-J 5 x 16 mm² (sistema TN-S):

Instalación tipo C, sin agrupación. De la Tabla 11.9, la capacidad de corriente de carga I_z es entonces 81 A e

$$I_n \leq I_z = 63 \text{ A} \leq 81 \text{ A}$$

2. Alimentador a oficina:

Instalación tipo B2 con 25 °C

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{56 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 85.08 \text{ A}$$

Corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente seleccionado: 100

A Capacidad de carga de corriente de la Tabla 11.9: 101 A

$$I_n \leq I_z = 100 \text{ A} \leq 101 \text{ A}$$

Sección de línea: NYM-J 5 x 35 mm²

3. Sistema de distribución de alimentador a medidor:

Instalación tipo B2 con 25 °C sin agrupamiento

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{64 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 97.2 \text{ A}$$

Corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente seleccionado: 100

A Capacidad de carga de corriente, de la Tabla 11.9: 101 A

$$I_n \leq I_z = 100 \text{ A} \leq 101 \text{ A}$$

Sección de línea: NYM-J 5 x 35 mm²

4. Alimentadores a unidades de apartamento:

Instalación tipo B1, $I_n = 63 \text{ A}$, capacidad de carga de corriente I_z de la Tabla 11.6 = 72 A

$$I_n \leq I_z = 63 \text{ A} \leq 72 \text{ A}$$

Sección de línea: NYM-J 5 x 16 mm²

5. Circuitos eléctricos para instalación de apartamentos:

Instalación tipo B1, $I_n = 16 \text{ A}$, capacidad de carga de corriente I_z de la Tabla 11.6 = 18.5A

$$I_n \leq I_z = 16 \text{ A} \leq 18.5 \text{ A}$$

Sección de línea: NYM-J 3 x 1,5 mm²

Caídas de tensión:

El cálculo es para una temperatura de funcionamiento de 50 °C, con el factor de corrección 1,12.

1. Alimentador para línea principal:

$I_n = 200 \text{ A}$, $S = 4 \times 70 \text{ mm}^2$, $l = 25 \text{ m}$, $\cos \varphi = 0,95$

$$\Delta u = \frac{1.12 \cdot \sqrt{3} \cdot l \cdot 100 \% \cdot I_n \cdot \cos \varphi}{\kappa \cdot S \cdot U_n}$$

$$\Delta u = \frac{1.12 \cdot \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 100 \% \cdot 200 \text{ A} \cdot 0.95}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 70^2 \cdot 400} = 0.59 \%$$

Según las condiciones técnicas de conexión, la caída de tensión para sistemas de 100 a 250 kVA es del 1 % como máximo. Por lo tanto, se cumple el requisito.

2. Contador principal - alimentador de contador individual:

$I_n = 63 \text{ A}$, $S = 5 \times 16 \text{ mm}^2$, $l = 25 \text{ m}$, $\cos \varphi = 1$

$$\Delta u = \frac{1.12 \cdot \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 100 \% \cdot 63 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 16^2 \cdot 400} = 0.85 \%$$

Caídas de tensión restantes para los circuitos finales (máximo 4%)

Δu para la línea principal + Δu para los contadores $0,59 \% + 0,85 \% = 1,44 \%$

$$4\% - 1,44 \% = 2,56 \%$$

3. Alimentador a oficina:

$I_n = 100 \text{ A}$, $S = 5 \times 35 \text{ mm}^2$, $l = 35 \text{ m}$, $\cos \varphi = 0,95$

$$\Delta u = \frac{1.12 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \text{ m} \cdot 100 \% \cdot 100 \text{ A} \cdot 0.95}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 35^2 \cdot 400} = 0.823 \%$$

Caídas de tensión remanente para los circuitos finales (máximo 4%)

Δu para la línea principal + Δu para los contadores $= 0,59 \% + 0,823 \% = 1,413 \%$

$$4\% - 1,413 \% = 2,58 \%$$

4. Sistema de distribución de alimentador a medidor:

$I_n = 100 \text{ A}$, $l = 5 \times 35 \text{ mm}^2$, $l = 25 \text{ m}$, $\cos\varphi = 0,95$

$$\Delta u = \frac{1.12 \cdot \sqrt{3} \cdot 25 \text{ m} \cdot 100 \% \cdot 100 \text{ A} \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 35^2 \cdot 400 \text{ V}} = 0.619 \%$$

5. Áreas de apartamentos:

$I_n = 63 \text{ A}$, $l = 5 \times 16 \text{ mm}^2$, $l = 25 \text{ m}$, $\cos\varphi = 1$

$\Delta u = 0,85 \%$

Se permite un 3 % desde la placa de montaje del medidor hasta los circuitos finales, de modo que queda un 2,15 % para los circuitos finales.

6. Circuitos de salida eléctrica:

$I_n = 16 \text{ A}$, $l = 3 \times 1,5 \text{ mm}^2$, $l = 20 \text{ m}$, $\cos\varphi = 1$, $U_n = 230$, $TU = 20 \text{ }^\circ\text{C}$

$$\Delta u = \frac{2l \cdot I_n \cdot 100 \%}{\kappa S U_n} = \frac{2 \cdot 20 \text{ m} \cdot 16 \text{ A} \cdot 100 \%}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 1.5^2 \cdot 230} = 3.31 \%$$

Las caídas de tensión son demasiado altas. Se permite un máximo $x' = 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}}$, das:

1. Aumentar la sección transversal en un paso
2. Reducir el interruptor a 10 A.

D Control de selectividad:

Para la condición de selectividad se aplica la regla:

La corriente nominal del fusible aguas arriba debe ser al menos 1,6 veces la corriente nominal del fusible aguas abajo. Esta caída está asegurada excepto para el circuito entre el apartamento y el sistema de distribución de medidores.

E Condiciones de apertura:

Alimentador principal

El factor 1.24 es el aumento de temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ a $80 \text{ }^\circ\text{C}$, y la reactancia para el cable es $x' = 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}}$, mirar la Tabla 11.11

$$R_L = 1.24 \frac{2 l 1000}{\kappa S} = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 25 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 70 \text{ mm}^2} = 15.8 \text{ m}\Omega$$

$$X_L = 2 l x'_L = 2 \cdot 25 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 4 \text{ m}\Omega$$

$$Z_S = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} = \sqrt{15.8^2 + 4^2} \text{ m}\Omega = 16.3 \text{ m}\Omega$$

Distribución de contadores - apartamento:

$$Z_S = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 25 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 35 \text{ mm}^2} = 31.6 \text{ m}\Omega$$

Sub-distribución por apartamentos:

$$Z_S = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 25 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 16 \text{ mm}^2} = 69.2 \text{ m}\Omega$$

Toma corriente:

$$Z_S = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 20 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2} \cdot 1.5 \text{ mm}^2} = 590.5 \text{ m}\Omega$$

La impedancia total de cortocircuito es:

$$Z_K = Z_V + Z_{1\text{sistema}} = 300 \text{ m}\Omega + 707.6 \text{ m}\Omega \approx 1\Omega$$

Corriente de cortocircuito unipolar en el toma corriente:

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_K} = \frac{0.95 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 1\Omega} = 219.4 \text{ A}$$

Corriente de apertura del interruptor automático $I_a = 5 \cdot 16 \text{ A} = 80 \text{ A}$,
 $I''_{k1} \geq I_a$

$219.5 \text{ A} > 80 \text{ A}$, por lo que se cumple el requisito.

11.6 Ejemplos para el Cálculo de Sobrecorrientes

11.6.1 Ejemplo 1: Determinación de Sobrecorrientes y Corrientes de Cortocircuito

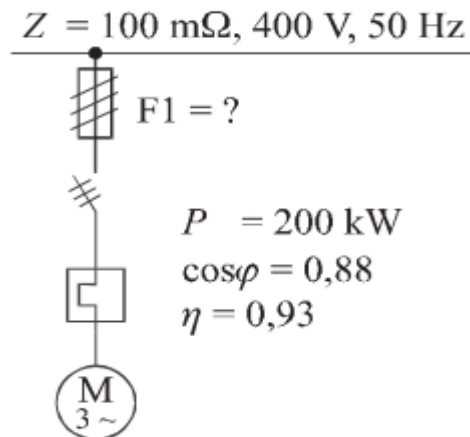


Figura 11.11 Determinación de las corrientes de sobrecarga y cortocircuito

En un sistema de calefacción, una bomba accionada por motor con una potencia de 200 kW, $\cos \varphi = 0,88$, y $\eta = 0,93$ está conectada a través de un cable aéreo con $l = 45$ m (Figura 11.11). Calcular el:

1. Corriente de funcionamiento

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi \eta} = \frac{200 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,88 \cdot 0,93}$$

$$I_b = 353 \text{ A}$$

2. Protección de sobrecarga, $I_n = 400$ A seleccionada.

De la tabla 11.17 encontramos una capacidad de conducción de corriente de 445 A para un cable NYY con una sección transversal de 240 mm².

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$353 \text{ A} \leq 400 \text{ A} \leq 445 \text{ A}$$

3. Se permite una caída de tensión del 2 % (20 °C)

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} l I \cos \varphi}{\kappa S}$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 45 \text{ m} \cdot 353 \text{ A} \cdot 0,88}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 240^2} = 1,8 \text{ V}$$

$$\Delta u = \frac{100 \% \Delta U}{U_n} = \frac{100 \cdot 1,8}{400} = 0,45 \%$$

4. Protección por apertura

Requisito: $I''_{k1} > I_a$ siempre debe cumplirse: La corriente de apertura del fusible de 400A gL en 5 segundos es (Figura 7.26):

$$I_a = 2800 \text{ A}$$

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k}$$

$$R_l = 1,24 \frac{2 l \cdot 1000}{\kappa S} = 1,24 \cdot \frac{2 \cdot 45 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 240^2} = 8,30 \text{ m}\Omega$$

$$X_l = 2 l x'_l = 2 \cdot 45 \text{ m} \cdot 0,08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 7,2 \text{ m}\Omega$$

$$Z_k = \sqrt{R_l^2 + X_l^2} = \sqrt{8,30^2 + 7,2^2} \text{ m}\Omega = 10,99 \text{ m}\Omega$$

$$Z_k = Z_v + Z_l = 100 \text{ m}\Omega + 10,99 \text{ m}\Omega \approx 111 \text{ m}\Omega$$

$$I''_{k1} = \frac{0,95 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,111 \Omega} = 1976,5 \text{ A}$$

La condición:

$$I_{k1}'' > I_a$$

siempre debe ser cierta.

Dado que en este ejemplo $I_{k1}'' < I_a$, es decir, $1976,5 \text{ A} < 2800$, la condición no se cumple.

Medida:

Aumentar la sección transversal del cable, si es posible.

Utilizar un fusible de menor valor.

5. Prueba de cálculo de la protección contra cortocircuitos

$$t = \left(\frac{k S}{I_{k1}''} \right)^2 = \left(\frac{115 \frac{\text{A}\sqrt{\text{s}}}{2} \cdot 240 \text{ mm}^2}{1976.5 \text{ A}} \right)^2$$

$$t = 195 \text{ s}$$

6. Relé de sobrecorriente

Ajuste de corriente para un interruptor de potencia de 240-400 A a $I_{rM} = 353 \text{ A}$:

Protección: 400 A-AC3

7. Arranque directo

Con $I_{an} / I_{rM} = 7$ y un tiempo de arranque de máx. 10 s: $I_n = 500 \text{ A}$. Se requiere un fusible NH.

11.6.2 Ejemplo 2: Protección de sobrecarga

1. Protección de sobrecarga

De acuerdo con IEC 60 364, Parte 43, determinar la protección contra sobrecarga y cortocircuito con una corriente de operación de 170 A (Figura 11.12).

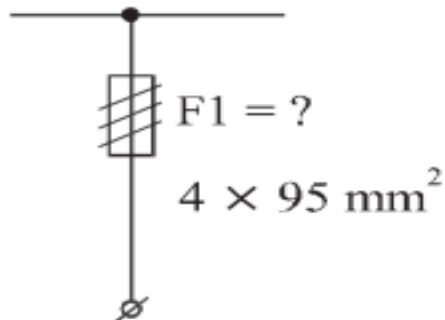


Figura 11.12 Ejemplo de protección contra sobrecarga

Para un factor de carga de 0,7 y un cable, obtenemos una capacidad de carga de corriente de:

$$I_z = 280 \text{ A (Tabla 11.16)}$$

$$I_n = 200 \text{ A, } I_b = 170 \text{ A}$$

De la regla de las corrientes nominales:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$170 \text{ A} \leq 200 \text{ A} \leq 280 \text{ A}$$

Con la regla de disparo:

$$\text{Fusible} \quad I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot 200 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 280 \text{ A}$$

$$320 \text{ A} \leq 406 \text{ A}$$

Por lo tanto, la protección contra sobrecargas está garantizada.

2. Protección contra cortocircuitos

La energía de paso del dispositivo de protección y el cable se encuentra para $t_a < 0,1$ s desde:

$$I^2 t \leq k^2 S$$

donde t se lee de la característica

$$\text{at } 5 \text{ s: } I''_{k1} = 1.3 \text{ kA}$$

$$(1.3 \text{ kA})^2 \cdot 5 \text{ s} \leq (115 \text{ A}\sqrt{\text{s}}/\text{mm}^2)^2 \cdot (95 \text{ mm})^2$$
$$> 8450000 \text{ A}^2 \text{ s} \leq 119355625 \text{ A}^2 \text{ s}$$

Por lo tanto, también se garantiza la protección contra cortocircuitos.

11.6.3 Ejemplo 3: Fuerza de Cortocircuito de un Conductor

Al final de una línea de Cu de 16 mm^2 (Figura 11.13) se midió una corriente de cortocircuito de 3 kA . Demuestre que esta línea tiene suficiente resistencia a los cortocircuitos.

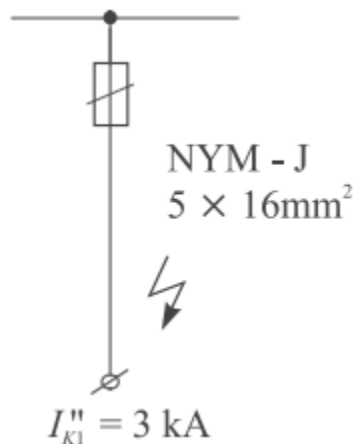


Figura 11.13 Fuerza de cortocircuito de una línea

$$I''_{k1} = 3 \text{ kA} \Rightarrow S = 16 \text{ mm}^2$$

$$t_{zul} = \left(\frac{k S}{I''_{k1}} \right) = \left(\frac{115 \text{ A} \sqrt{s} 16 \text{ mm}^2}{\text{mm}^2 3 \text{ kA}} \right)^2 = 0.3765 \text{ s}$$

Es necesaria una comparación de las energías de paso a $t_a < 0,1 \text{ s}$:

$$I^2 t \leq k^2 S^2$$

$$(3 \text{ kA})^2 \cdot 0.1 \text{ s} \leq (115 \text{ A} \sqrt{s} / \text{mm}^2)^2 \cdot (16 \text{ mm}^2)^2$$

$$900000 \text{ A}^2 \text{ s} \leq 3385600 \text{ A}^2 \text{ s}$$

¿Cuál es la densidad de corriente de corta duración para un cortocircuito que dura 1 segundo con $\vartheta_e = 160^\circ\text{C}$ and $\vartheta_a = 30^\circ\text{C}$?

Utilizando las constantes de la Tabla 11.2, obtenemos la densidad de corriente nominal de corta duración J_{thr} :

$$J_{thr} = \sqrt{\frac{\kappa_{20} c \rho}{\alpha_{20} T_{kr}} \ln \frac{1 + \alpha_{20} (\vartheta_e - 20^\circ\text{C})}{1 + \alpha_{20} (\vartheta_b - 20^\circ\text{C})}}$$

$$I_{thr} = \sqrt{\frac{56 \cdot 10^3 \cdot 8.9 \cdot 10^{-3} \text{ g} \cdot \text{K} \cdot 0.39 \text{ Ws}}{\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{mm}^3 \cdot \text{g} \cdot \text{K} \cdot 0.0039 \cdot 1} \ln \frac{1 + 0.0039 \cdot 1/\text{K} \cdot (160 - 20)\text{K}}{1 + 0.0039 \cdot 1/\text{K} \cdot (30 - 20)\text{K}}}$$

(11.20)

$$J_{thr} = 140 \approx 143 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

corriente nominal de corta duración

$$I_{thr} = J_{thr} S = 143 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \cdot 16 \text{ mm}^2 = 2.288 \text{ kA}$$

Corriente de corta duración admisible para otro período de corta duración: $I_{thz} = I_{thr} \sqrt{\frac{t_{kr}}{t_k}} = 2.288 \text{ kA} \cdot \sqrt{\frac{1}{2.3 \text{ s}}} = 1.508 \text{ kA}$

11.6.4 Ejemplo 4: Comprobación de las medidas de protección de los interruptores automáticos

Dado el sistema (Figura 11.14) con diferentes interruptores automáticos, que se van a comparar entre sí.

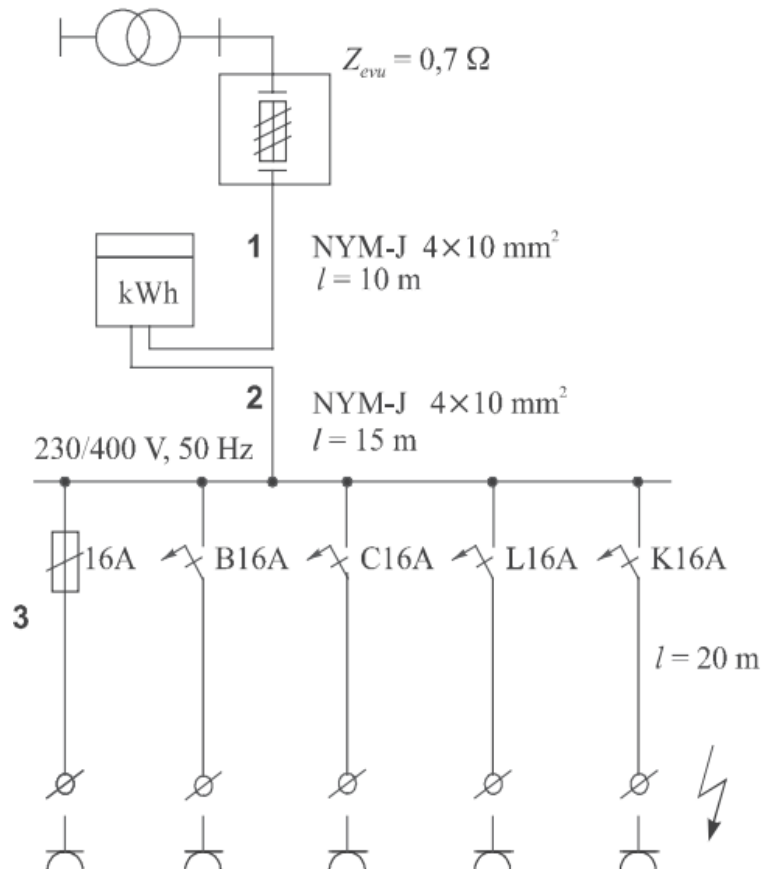


Figura 11.14 Diagrama de terminales para equipo de protección

Todos los cables de salida: NYM-J 3 x 1,5 mm², P = 3 kW
 T = 70 °C, l = 20 m, instalación tipo B2, cos φ = 1
 Corriente de funcionamiento:

$$I_b = \frac{3 \text{ kW}}{230} = 13 \text{ A}$$

Comprobar:

1. Corriente de cortocircuito unipolar

For NYM-J 4 x 10 mm² the impedance is: $Z'_L = 0.00449 \text{ m}\Omega/\text{m}$
 (outward and return line):

$$Z_G = \sum Z_L = \sum (Z'_L l)$$

$$Z_G = Z_{\text{Network}} + Z'_{L1} l + Z'_{L2} l + Z'_{L3} l$$

$$Z_G = 0.7 \Omega + 0.00449 \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 10 \text{ m} + 0.00449 \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 15 \text{ m} + 0.03001 \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 20 \text{ m}$$

$$Z_G = 1.41245 \Omega$$

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_G} = \frac{0.95 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 1.41245 \Omega} = 155.3 \text{ A}$$

2. Capacidad de corriente de carga

NYM-J 3 x 1,5 mm², para instalación tipo B2 Tabla 11.9;
 da una capacidad de conducción de corriente de $I_z = 16,5$
 A a 25 °C.

3. Protección de sobrecarga

De la regla de las corrientes nominales:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$13 \text{ A} < 16 \text{ A} < 16.5 \text{ A}$$

Conventional tripping current: $I_2 = k \cdot I_n$

Tripping rule: $I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$k \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$$

$$\leq 1.45 \cdot 16.5 \text{ A}$$

$$\leq 23.9 \text{ A}$$

$$\text{gG} : I_2 = 1.75 I_n = 1.75 \cdot 16 \text{ A} = 28 \text{ A}$$

$$\text{B} : I_2 = 1.45 I_n = 1.45 \cdot 16 \text{ A} = 23.2 \text{ A}$$

$$\text{C} : I_2 = 1.45 I_n = 1.45 \cdot 16 \text{ A} = 23.2 \text{ A}$$

$$\text{L} : I_2 = 1.9 I_n = 1.9 \cdot 16 \text{ A} = 30.4 \text{ A}$$

$$\text{K} : I_2 = 1.2 I_n = 1.2 \cdot 16 \text{ A} = 19.2 \text{ A}$$

$$\text{G} : I_2 = 1.35 I_n = 1.35 \cdot 16 \text{ A} = 21.6 \text{ A}$$

For gG and L overload protection is not ensured.

4. Corrientes de apertura para los equipos de protección contra sobrecorriente

$$\text{B} : I_a = 5 I_n = 5 \cdot 16 \text{ A} = 80 \text{ A}$$

$$\text{C} : I_a = 10 I_n = 10 \cdot 16 \text{ A} = 160 \text{ A}$$

$$\text{gG} : I_a = \text{por } 0.2\text{s} \text{ con } I_n = 16 \text{ A} = 148 \text{ A} \quad \text{K} : I_a = 14 I_n = 14 \cdot 16 \text{ A} = 224 \text{ A}$$

$$\text{L} : I_a = 4.9 I_n = 4.9 \cdot 16 \text{ A} = 78.4 \text{ A}$$

Para la condición de apertura:

$$I''_{k1} > I_a$$
$$155.3 \text{ A} > I_a$$

Para las características C y K no se cumplen las condiciones de apertura.

5. Factor de utilización

El factor de utilización N debe ser lo más grande posible, de modo que se utilice el 100% de la capacidad de la línea.

$$N = \frac{I_n}{I_z} 100 \%$$

$$N = \frac{16 \text{ A}}{15 \text{ A}} \cdot 100 \% = 106 \% \text{ mit } 1.5 \text{ mm}^2$$

$$N = \frac{16 \text{ A}}{20 \text{ A}} \cdot 100 \% = 80 \% \text{ mit } 2.5 \text{ mm}^2$$

6. Grado de protección

El grado de protección 1 debe ser lo más pequeño posible. La capacidad de carga de la línea y la sobretensión se mantienen bajas y la vida útil de la línea aumenta.

$$S = \frac{I_2}{I_z}$$

$$S = \frac{k I_n}{I_z}$$

$$S = \frac{1.75 \cdot 16 \text{ A}}{16.5 \text{ A}} = 1.69 \text{ with the fuse}$$

$$S = \frac{1.9 \cdot 16 \text{ A}}{16.5 \text{ A}} = 1.84 \text{ with the circuit breaker}$$

El factor anterior es la relación entre la corriente de disparo y la corriente nominal para el dispositivo de protección contra sobrecorriente y puede servir para el cálculo de la corriente de disparo, p. $I_2 = x \cdot$ En ambos ejemplos muestran que no se cumple el grado de protección de $1 \leq 1.45$. Por lo tanto, es necesario elegir un I_n más pequeño.

7. Selección de fusible o disyuntor

$$\begin{aligned}
 I_n &\leq \frac{1.45}{k} I_z \\
 \text{gG} : I_n &\leq \frac{1.45}{1.75} \cdot 16.5 \text{ A} = 13.6 \text{ A} \\
 \text{B} : I_n &\leq \frac{1.45}{1.45} \cdot 16.5 \text{ A} = 16.5 \text{ A} \\
 \text{C} : I_n &\leq \frac{1.45}{1.45} \cdot 16.5 \text{ A} = 16.5 \text{ A} \\
 \text{L} : I_n &\leq \frac{1.45}{1.9} \cdot 16.5 \text{ A} = 12.6 \text{ A} \\
 \text{K} : I_n &\leq \frac{1.45}{1.2} \cdot 16.5 \text{ A} = 19.94 \text{ A} \\
 \text{G} : I_n &\leq \frac{1.45}{1.35} \cdot 16.5 \text{ A} = 17.72 \text{ A}
 \end{aligned}$$

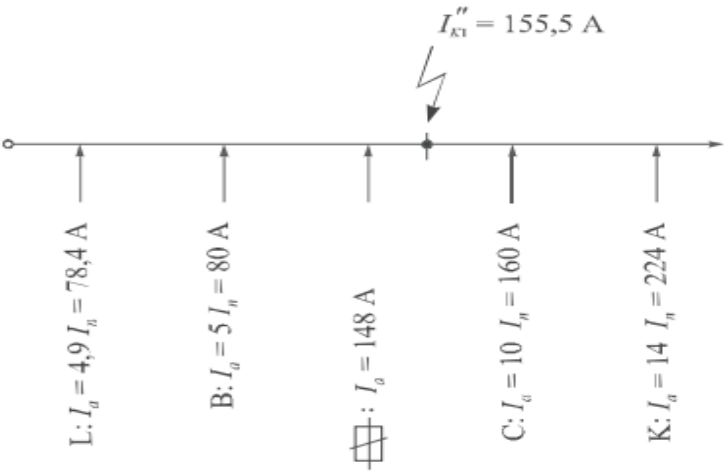


Figura 11.16 Corrientes de apertura de los equipos de protección

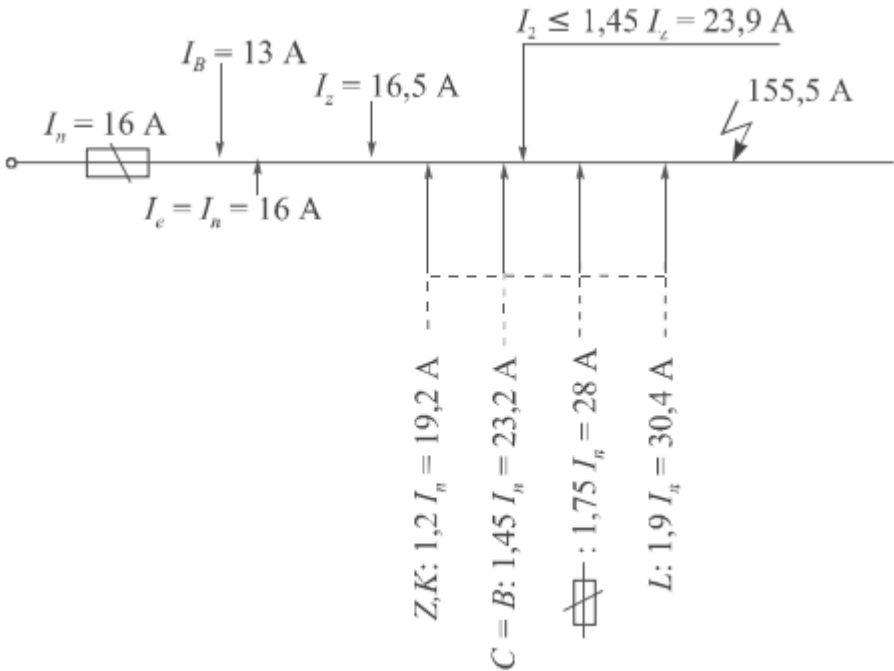


Figura 11.15 Coordinación de las características de los equipos de protección contra sobrecorriente

8. Factor de agrupamiento y temperatura

Líneas en conductos

$$f_1 = 0.8$$

$$T = 25^\circ\text{C}$$

$$f_2 = 1.06$$

$$I_{zTab} = \frac{I_n}{f_1 f_2} = \frac{16 \text{ A}}{0.8 \cdot 1.06} = 18.86 \text{ A}$$

NYM-J 3 x 2.5 mm² selected.

9. Cálculo de caída de tensión a 20 °C y cos φ =1

a) Sistema de distribución de medidores de panel de servicio (Figura 11.14)

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ m} \cdot 100 \% \cdot 63 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 10 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V}} = 0.49 \%$$

De acuerdo con las condiciones técnicas para las conexiones, solo se permite un 0,5 %.

b) Distribución de medidores de tablero de servicio - subdistribución:

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ m} \cdot 100 \% \cdot 63 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 10 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V}} = 0.73 \%$$

c) Subdistribución – circuitos finales:

$$\Delta u = \frac{2 \cdot 10 \text{ m} \cdot 100 \% \cdot 16 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2 \cdot 230 \text{ V}} = 1 \%$$

La suma de todas las caídas de tensión es:

$$0,49 \% + 0,73 \% + 1 \% = 2,22 \%$$

(el máximo permitido es 4 %).

12 Cálculo de Corrientes de Cortocircuito en Redes Trifásicas

CEI 60 909

Para el dimensionamiento de sistemas eléctricos para soportar esfuerzos térmicos y mecánicos en condiciones de falla, la corriente de cortocircuito simétrica inicial tripolar con el método de fuente de voltaje equivalente en la ubicación de la falla se encuentran en IEC 60909. Este método representa una simplificación, ya que el cálculo es independiente del estado operativo actual y de los flujos de carga futuros. Los parámetros del equipo operativo eléctrico se tienen en cuenta en el cálculo, y todos los alimentadores de la red, los generadores y los motores están cortocircuitados detrás de sus reactancias internas. La fuente de voltaje equivalente $c U_n / \sqrt{3}$ es entonces el único voltaje de conducción en la red.

La mayor corriente de cortocircuito posible I''_{k3} es el valor que determina el dimensionamiento del equipo operativo, y la menor corriente de cortocircuito I''_{k1} es el valor que determina la medida de protección "protección por apertura" y el ajuste de la protección de la red.

Excepto por la corriente de cortocircuito de tres polos, todos los tipos de cortocircuito se calculan con el uso de las componentes simétricas.

La IEC 60909 se compone de cuatro secciones principales (HA):

- HA 1: **General**
- HA 2: **Propiedades de las corrientes de cortocircuito. Método de cálculo.**
- HA 3: **Impedancias de cortocircuito para equipos operativos eléctricos**
- HA 4: **Cálculo de corrientes de cortocircuito**

Se han añadido los siguientes puntos a esta norma:

- Nueva clasificación en redes de baja y alta tensión
- Fichas complementarias con ejemplos y factores de corrección, que complementan la parte teórica
- Las redes de baja y alta tensión reciben el mismo tratamiento. Difieren solo en la información enumerada en IEC 60 364.
- La información relativa al cálculo de cortocircuitos tripolares y unipolares se aplica por igual a las redes de baja y alta tensión.
- Se dan los factores de voltaje (γ_{max} y γ_{min}).

- Se han introducido correcciones de impedancia, independientes del comportamiento del cortocircuito en el tiempo, para generadores y centrales eléctricas.
- Las curvas μ y q se han incluido recientemente para $t_{min} = 0.02$ s para tener en cuenta de la caída del componente CA de la corriente de cortocircuito para máquinas asíncronas o grupos de motores.
- Se han incluido recientemente ecuaciones para el cálculo de los factores μ y q .
- En las redes de baja tensión se utiliza un aumento de temperatura de 20 °C a 80 °C (en el futuro 160 °C para cable de PVC) para el cortocircuito unipolar.
- Los índices para componentes simétricos (0,1,2) son reconocidos internacionalmente.

El comportamiento de la corriente de cortocircuito simétrica inicial a lo largo del tiempo, desde el comienzo del cortocircuito hasta el final, se muestra en la Figura 12.1 comenzando con el valor instantáneo del voltaje al inicio del cortocircuito. Para un cálculo completo del cortocircuito es necesario considerar este comportamiento. En la mayoría de los casos, se debe calcular la corriente de cortocircuito simétrica inicial y la corriente máxima de cortocircuito.

Las siguientes páginas tratarán ahora los fundamentos del cálculo de las corrientes de cortocircuito sobre la base de esta norma.

Además, los programas KUBSplus y NEPLAN del CD-ROM que acompaña a este libro están destinados al cálculo de cortocircuitos en redes de baja tensión.

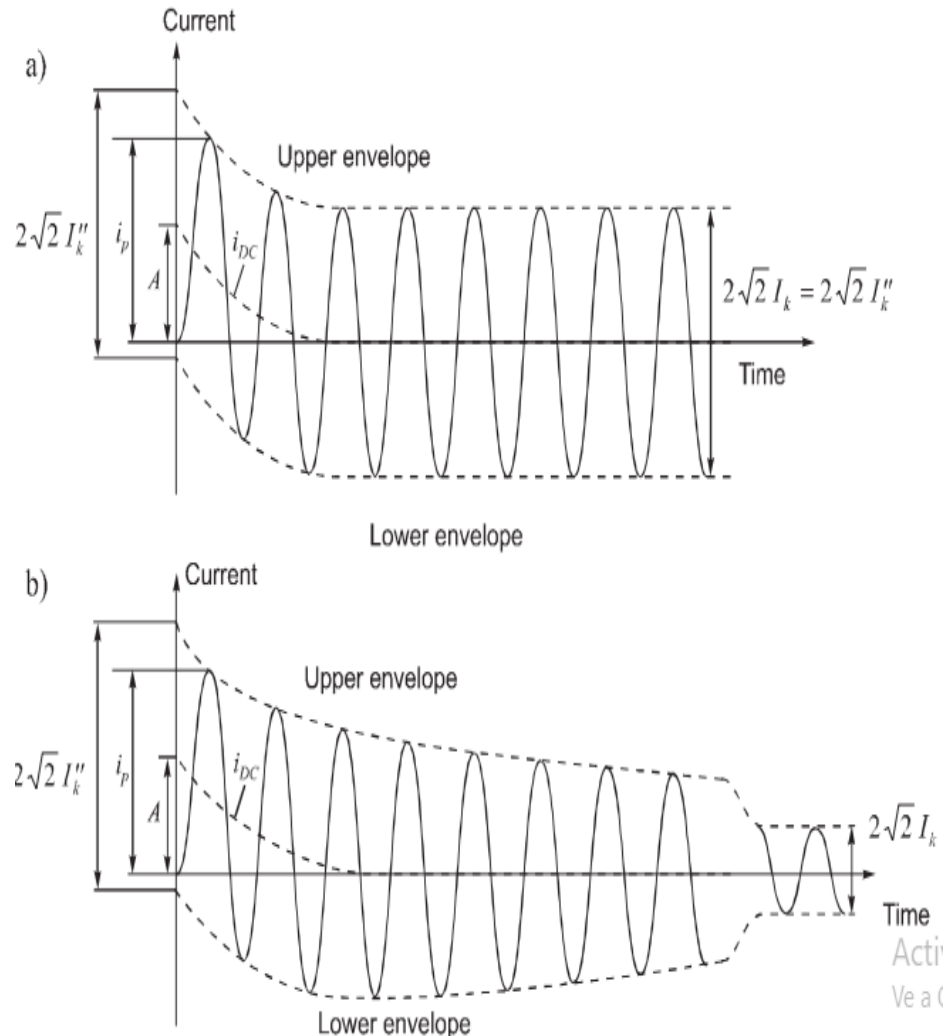


Figura 12.1 Comportamiento de la corriente de cortocircuito en el tiempo

Aquí los significados de los símbolos son (Figura 12.1):

- a) Cortocircuito lejos del generador
- b) Cortocircuito cercano al generador
- I_k'' Corriente de cortocircuito simétrica inicial
- i_p Corriente máxima de cortocircuito
- I_k Corriente de cortocircuito en estado estacionario
- i_{DC} Componente de corriente CC en extinción
- A Valor inicial del componente de corriente continua i_{DC}

Los diferentes tipos de cortocircuitos (Figura 12.2) se calculan con el método de componentes simétricos.

- a) Cortocircuito tripolar
- b) Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra
- c) Cortocircuito bipolar con contacto a tierra
- d) Falla a tierra unipolar
- e) Doble falla de línea a tierra
- f) Corriente de falla a tierra capacitiva ICE, corriente de falla a tierra residual I_{Rest}

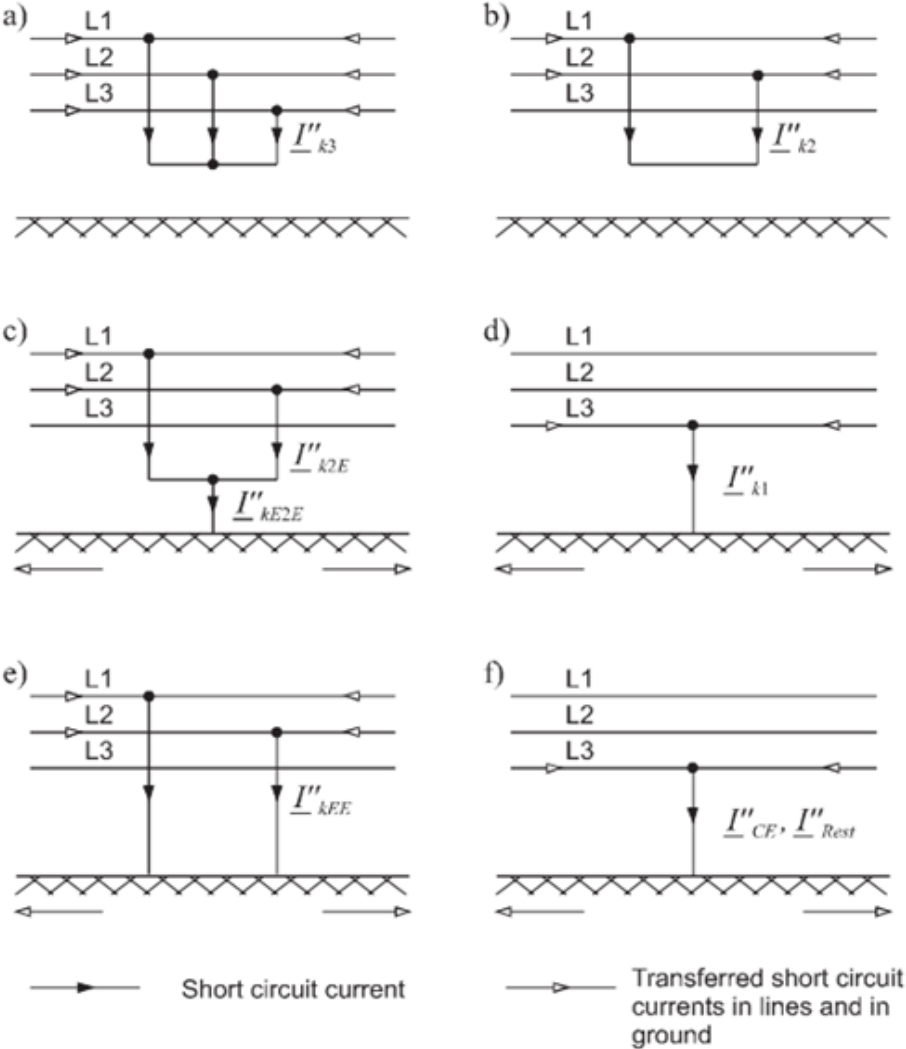


Figura 12.2 Tipos de fallas

12.1 El método de la fuente de voltaje equivalente

La corriente de cortocircuito en la ubicación de la falla F se calcula usando la fuente de voltaje equivalente (Figura 12.3). Este es el único voltaje que actúa en la red en la ubicación de falla F. Todos los demás voltajes para el equipo operativo se cortocircuitan detrás de sus impedancias internas [24]. El factor de tensión c se define exactamente en IEC 60 909 y se puede tomar de la Tabla 12.1.

Tabla 12.1: Factor de tensión c según IEC 60909		
Rated voltage U_n	Voltage factor c for calculation of the largest the smallest short circuit current	
	c_{max}	c_{min}
Low voltage		
100 V to 1000 V		
(IEC 60038, Table I)		
a) 230 V/400 V	1.00	0.95
b) Other voltages	1.05	1.00
Medium voltage		
> 1 kV to 35 kV		
(IEC 60038, Table III)		
High voltage		
> 35 kV to 230 kV		
(IEC 60038, Table IV)		
380 kV	1.10	1.00
(see explanations)		

Nota: $c U_n$ no debe exceder el voltaje más alto U_m para equipos operativos

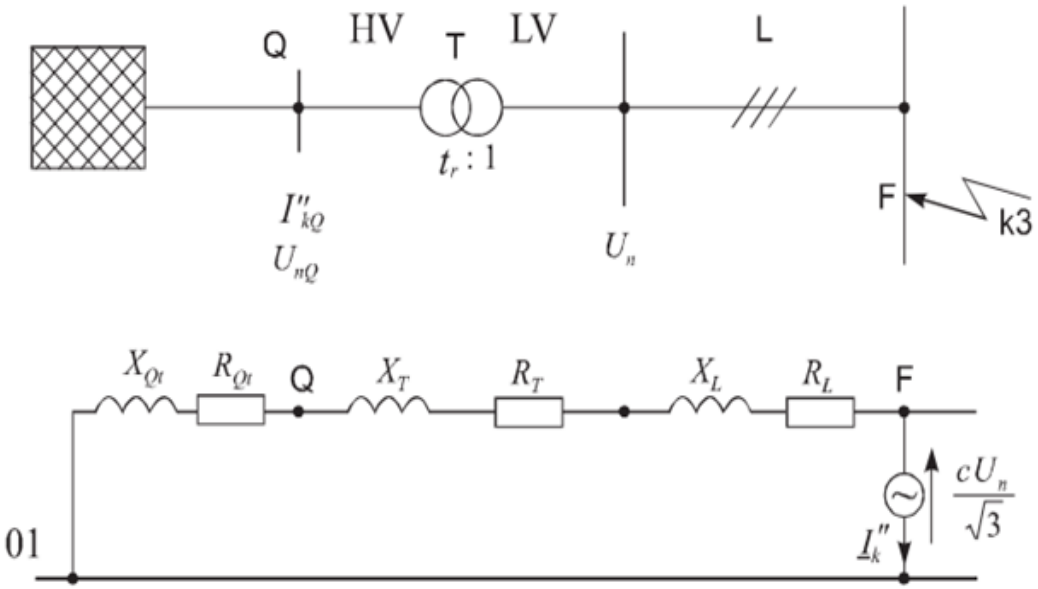


Figura 12.3 Fuente de tensión equivalente

La introducción del factor de tensión c es necesaria por las siguientes razones:

- ❑ Diferentes voltajes dentro de la red.
- ❑ Comportamiento subtransitorio de generadores, centrales eléctricas y motores
- ❑ Despreciar cargas y capacidades de línea
- ❑ Despreciar el estado de funcionamiento estacionario.

12.1.1 Cortocircuitos unipolares a 6 vueltas

Los cortocircuitos unipolares a 6 vueltas es una falta asimétrica, que se calcula sobre la base de componentes simétricos. Este tipo de falla involucra un conductor externo (PEN) o un conductor de protección a tierra (PE).

En la práctica, sin embargo, se utiliza un enfoque más simple, que implica un error de hasta el 20 %. Dado que el OPE y la sección transversal del conductor coinciden entre sí, el disparo se produce dentro de 0,2 segundos, 0,4 segundos o 5 segundos.

La corriente de cortocircuito simétrica inicial para un cortocircuito unipolar a tierra como en la Figura 4 se calcula a partir de $Z(1) + Z(0)$

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{|2 \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}|} \quad (12.1)$$

Aquí los símbolos tienen los significados:

- $Z(1)$ Impedancia de secuencia positiva
- $Z(0)$ Impedancia de secuencia negativa
- c Factor de voltaje

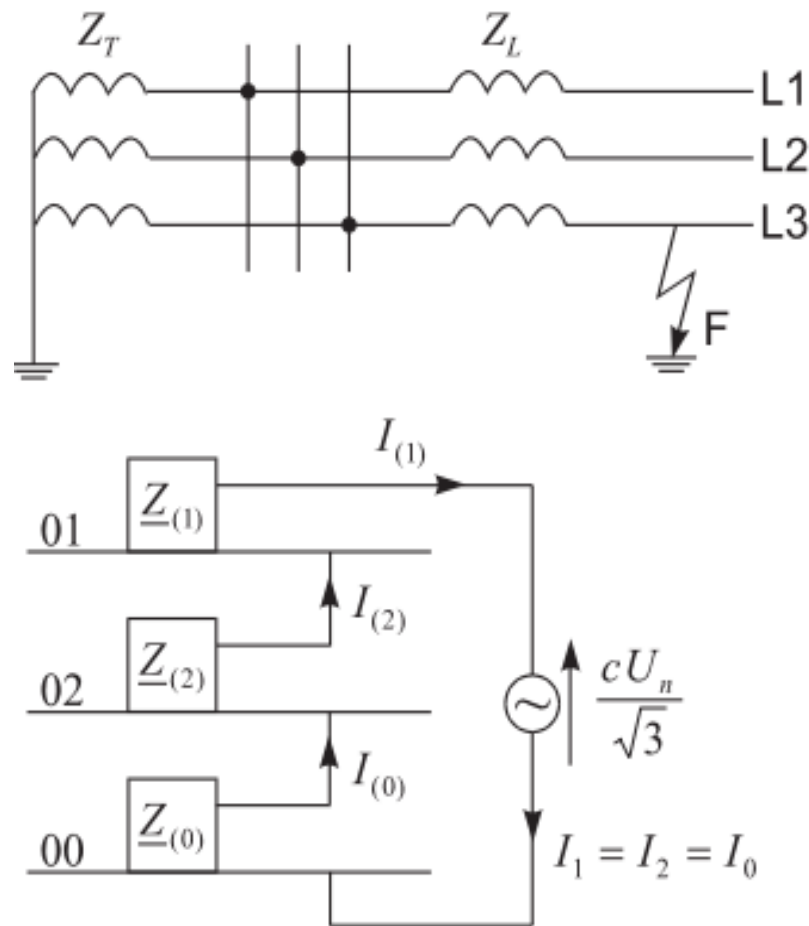


Figura 12.4 Red y circuito equivalente para una corriente de cortocircuito unipolar I''_{k1}

12.1.2 Cálculo de la impedancia de lazo

En las redes de baja tensión, la impedancia de lazo, que tiene en cuenta las resistencias efectivas y las reactancias desde el transformador hasta el lugar de la falta en las direcciones de ida y de retorno, es necesaria para determinar las condiciones de apertura de acuerdo con la IEC 60364, Partes 41 y 61.

Según la instalación del sistema, este valor se puede determinar muy fácilmente para el circuito asumido utilizando instrumentos de medición. Este valor no debe ser mayor que los valores enumerados en las Tablas F.1 y F.2 en IEC 60364, Parte 61.

La Figura 12.5 muestra la red, el circuito equivalente y la impedancia de lazo relacionada.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito unipolar se utiliza el método de las componentes simétricas [24]. Este método requiere la determinación de tres sistemas de componentes independientes (sistemas de secuencia positiva, secuencia cero y secuencia negativa).

Para las impedancias del equipo operativo de la Figura 12.5, se sigue para la ubicación de la falla que:

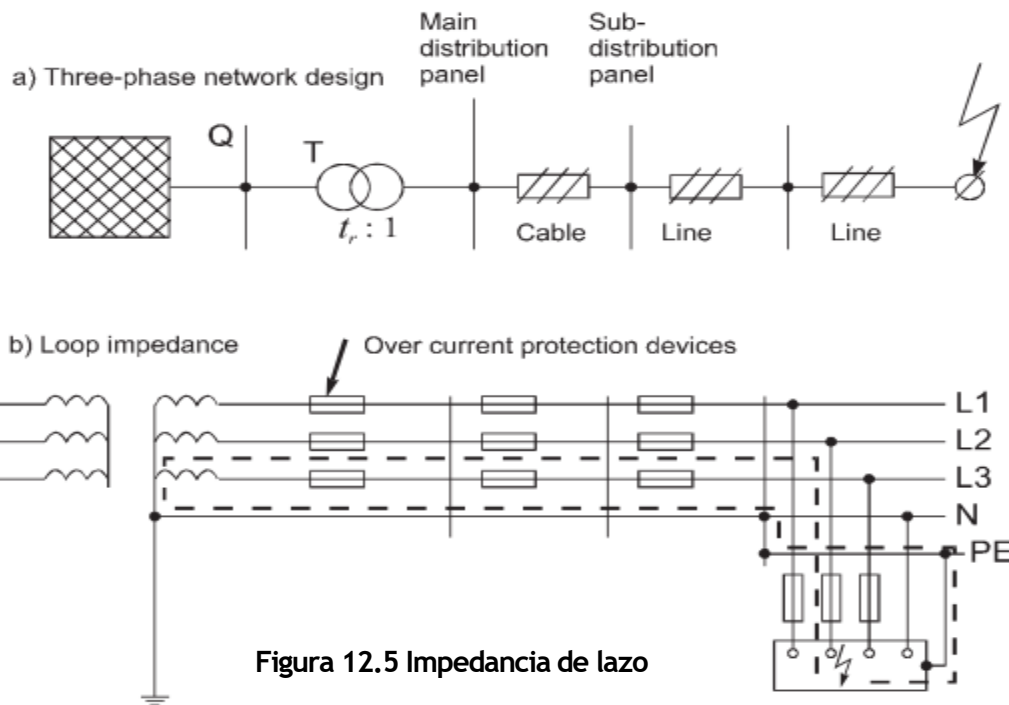


Figura 12.5 Impedancia de lazo

$$\sum R = (2R_Q + 2R_T + 2R_K + 2R_{L1} + 2R_{L2} + R_{0T} + R_{0K} + R_{0L1} + R_{0L2})$$

$$\sum X = (2X_Q + 2X_T + 2X_K + 2X_{L1} + 2X_{L2} + X_{0T} + X_{0K} + X_{0L1} + X_{0L2})$$

$$Z_k = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2} \quad (12.2)$$

$$I''_{k1} = \frac{c_{min} U_n}{\sqrt{3} Z_k} \quad (12.3)$$

La impedancia de cortocircuito Z_k (impedancia de lazo) incluye las impedancias de la red de alimentación, el transformador, el conductor externo, el conductor PEN y el conductor PE. El resultado es seguro, ya que la corriente de cortocircuito que circula actualmente es mayor que el valor calculado. La impedancia de la fuente o la corriente de cortocircuito unipolar a menudo se conoce en la conexión a la línea, de modo que luego se pueden determinar las longitudes de circuito máximas permisibles y las condiciones de apertura.

Aquí, los significados de los símbolos son:

- RQ, XQ** Resistencia y reactancia inductiva de alimentador de red
- RT, XT** Resistencia y reactancia inductiva de transformador
- Rk, Xk** Resistencia y reactancia inductiva de cable
- RL1, XL1** Resistencia y reactancia inductiva de línea 1
- RL2, XL2** Resistencia y reactancia inductiva de línea 2
- R0T, X0T** Resistencia homopolar y reactancia inductiva del transformador
- R0k, X0k** Resistencia homopolar y reactancia inductiva del cable
- R0L1, X0L1** Resistencia homopolar y reactancia inductiva de la línea 1
- R0L2, X0L2** Resistencia homopolar y reactancia inductiva de la línea 2

12.1.3 Cortocircuitos tripolares

En contraste con un cortocircuito unipolar, un cortocircuito tripolar es una falla simétrica, que se utiliza para evaluar la capacidad nominal de apertura del equipo de protección contra sobrecorriente (Figura 12.6).

$$I''_{k3} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k} \tag{12.4}$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \tag{12.5}$$

$$R_k = R_{Ql} + R_T + R_L \tag{12.6}$$

$$X_k = X_{Ql} + X_T + X_L \tag{12.7}$$

Aquí, los significados de los símbolos son:

- Rk** Suma de resistencias en serie
- Xk** Suma de reactancias en serie
- Zk** Impedancia de cortocircuito
- c** Factor de tensión

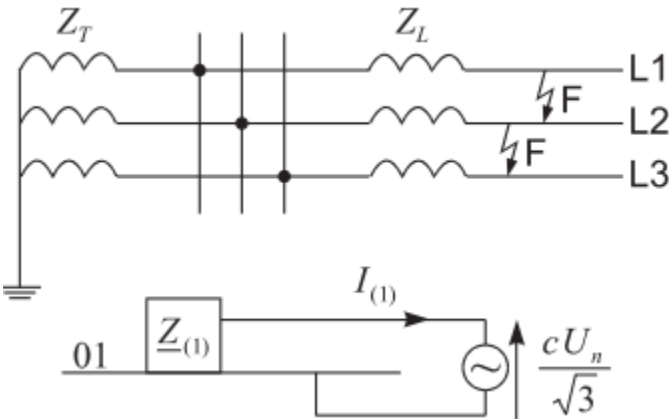


Figura 12.6 Red y circuito equivalente para un circuito tripolar corriente de cortocircuito I''_{k3}

12.2 Cálculo de valores de resistencia para equipos operativos

El potencia siempre comienza con la red externa. En general, la potencia de cortocircuito de la red es conocida y viene dada en MVA. El equipo que se encuentra en la red incluye generadores, transformadores, líneas y cables, motores y otras cargas. Para la determinación de las corrientes de cortocircuito, en esta sección analizaremos las impedancias y los diagramas de circuitos equivalentes para equipos trifásicos.

12.2.1 Alimentadores de red

La impedancia interna de la red Z_Q en el terminal Q se calcula a partir de la potencia de corriente de cortocircuito simétrica inicial I'' o la corriente de cortocircuito simétrica inicial I'' (Figura 12.7).

Power supply feeder

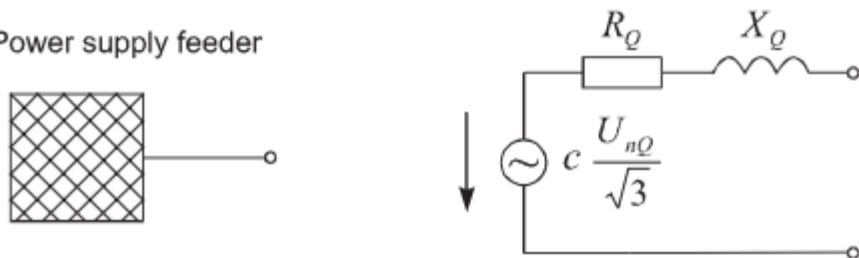


Figura 12. / Alimentador de suministro de potencia

$$S''_{kQ} = \sqrt{3} U_{nQ} I''_{kQ} \quad (12.8)$$

$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} = \frac{c U_{nQ}^2}{S''_{kQ}} \quad (12.9)$$

La conversión de la impedancia interna de la red al lado de menor tensión del transformador viene dada por:

$$Z_{Qt} = \frac{c U_{nQ}^2}{S''_{kQ}} \frac{1}{t_r^2} \quad (12.10)$$

Cuando no se conoce la resistencia de la línea de alimentación R_Q , podemos introducir en su lugar

$$X_Q = 0.995 Z_Q \quad (12.13)$$

$$R_Q = 0.1 X_Q \quad (12.14)$$

Aquí los símbolos tienen los significados:

- U_{nQ} Tensión nominal de la red en el terminal Q
- S''_{kQ} Potencia aparente inicial de cortocircuito simétrico
- I''_{kQ} Corriente inicial de cortocircuito simétrico
- t_r Relación de transformación nominal a la que el cambiador de tomas en la posición principal
- C Factor de tensión

12.2.2 Máquinas Síncronas

En general, para el cálculo de la corriente de cortocircito simétrica inicial I''_{kG} en los terminales del generador primero encontramos la parte subtransitoria del circuito equivalente E'' (Figura 12.8).

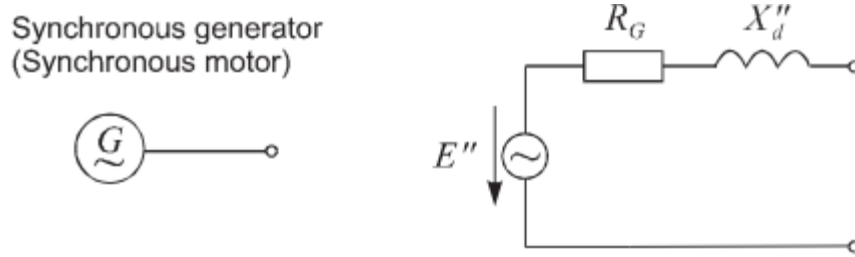


Figura 12.8 Máquina síncrona

Para generadores de bajo voltaje:

$$Z_G = R_G + jX_d'' \quad (12.13)$$

$$R_G = 0.15 X_d'' \quad (12.14)$$

Para generadores de alta tensión $U_{rG} > 1\text{kV}$ y $S_G \geq 100\text{ MVA}$:

$$R_G = 0.05 X_d'' \quad (12.15)$$

y con $S_G < 100\text{ MVA}$:

$$R_G = 0.07 X_d'' \quad (12.16)$$

$$X_d'' = \frac{x_d'' U_{rG}}{100\% S_{rG}} \quad (12.17)$$

Aquí los símbolos tienen los significados:

- X_d'' Reactancia subtransitoria
- X_d Reactancia inicial en %
- R_G Resistencia del generador
- Z_G Impedancia del generador

12.2.3 Consideración de motores

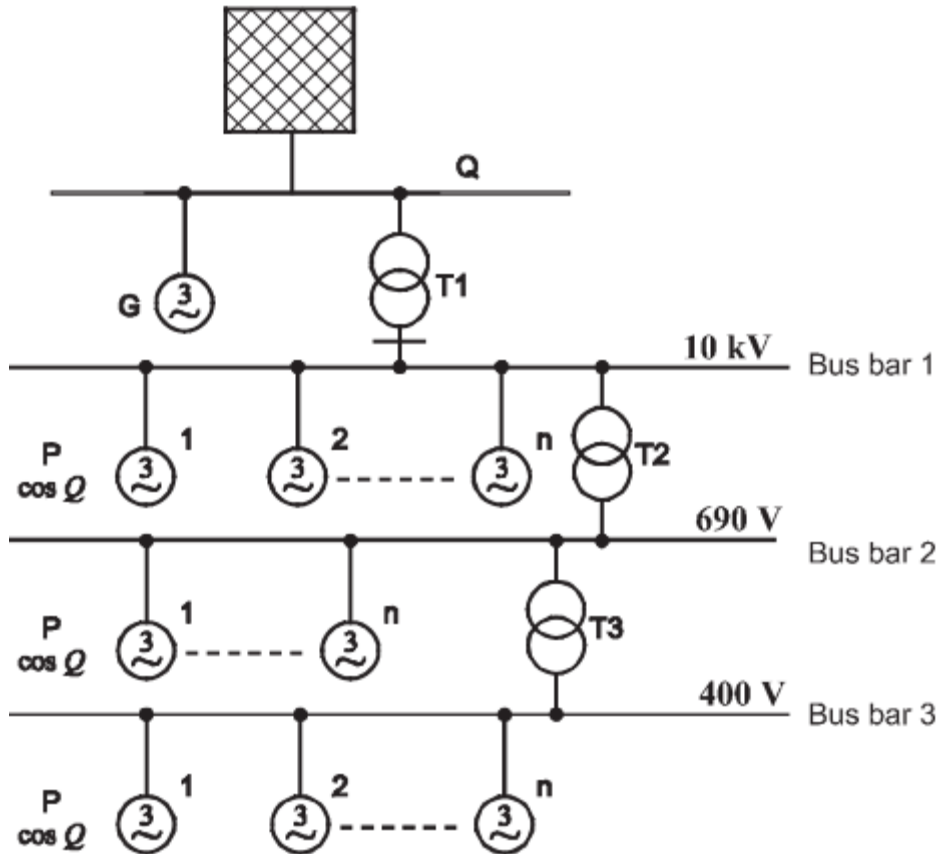


Figura 12.9 Ejemplo de conexión de diferentes motores en redes industriales

En la industria se utilizan principalmente motores asíncronos (Figura 12.9). Con la ocurrencia de una falla, estos contribuyen a la corriente de cortocircuito simétrica inicial,

la corriente máxima de cortocircuito, la corriente de apertura simétrica y, para un cortocircuito bipolar, también a la corriente de cortocircuito de estado estable, dependiendo de la ubicación de la falla. los motores y la falla [24], [59]. Debe tenerse en cuenta la componente de cortocircuito pico de los motores asíncronos. No hay diferencia en los cálculos para motores de rotor de jaula de ardilla y de rotor de anillos rozantes, ya que las resistencias de arranque de los motores de rotor de anillos rozantes se cortocircuitan durante el funcionamiento.

La impedancia Z_M de una máquina asíncrona en los sistemas de secuencia positiva y secuencia negativa se calcula a partir de:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \frac{U_{rM}}{\sqrt{3} I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad (12.18)$$

$$I''_{kM} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_M} \quad (12.19)$$

Los motores o grupos de motores en una barra colectora después de un cortocircuito tripolar pueden despreciarse, siempre que:

$$\sum I_{rM} \leq 0.01 I''_{kQ} \quad (12.20)$$

$$\frac{R_M}{X_M} = 0.42 \quad \text{and} \quad X_M = 0.922 Z_M \quad (12.21)$$

Los motores de alta y baja tensión alimentados por un cortocircuito en el terminal Q por medio de transformadores con dos devanados también se pueden

$$\frac{P_{rM}}{S_{rT}} \leq \frac{0.8}{\left| \frac{c \cdot 100 S_{rT}}{S''_{kQ}} - 0.3 \right|} \quad (12.22)$$

Los grupos de motores alimentados a través de transformadores con diferentes tensiones nominales se pueden calcular de la siguiente manera:

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \frac{\cos \varphi \eta_r}{\frac{I_{LR}}{I_{rM}}} \left(\frac{c \sum S_{rT}}{0.05 S''_{kQ}} - u_{kr} \right) \quad (12.23)$$

Aquí, los símbolos tienen los significados:

- ☐ **ILR** Corriente de arranque de ruptura
- ☐ **IrM** Corriente nominal de los motores de un grupo Tensión nominal del motor
- ☐ **UrM** Tension nominal del motor
- ☐ **ILR/IrM** Relación entre la corriente de arranque de arranque y la corriente nominal del motor (se encuentra entre 4 y 8)
- ☐ **ΣPrm** Suma de potencias nominales efectivas
- ☐ **ΣSrT** Suma de potencias nominales aparentes
- ☐ **S''kQ** Potencia aparente inicial de cortocircuito simétrico
- ☐ **Z''k** Impedancia de cortocircuito

Conclusión

Bajo las siguientes condiciones, los motores asíncronos pueden despreciarse para el cálculo del cortocircuito:

- Motores en redes públicas de baja tensión
- Contribuciones de motores o grupos de motores que representan menos del 5 % de la corriente de cortocircuito simétrica inicial sin motores
- Motores que por enclavamiento o por el tipo de ejecución del proceso no giran al mismo tiempo
- Motores alimentados en cortocircuito por medio de transformadores de dos devanados.

12.2.4 Líneas Terrestres, Cables y Líneas

La impedancia de cortocircuito en el sistema de secuencia positiva se puede calcular a partir de los datos de la línea, las tablas, las secciones transversales y el espacio mínimo entre las líneas.

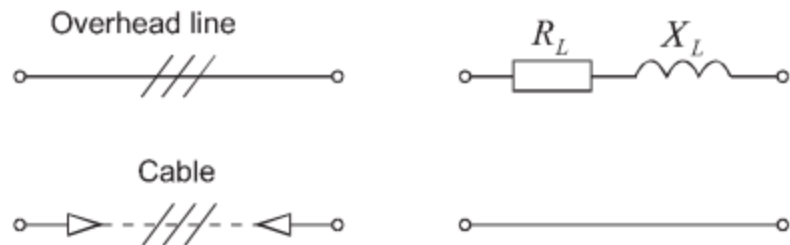


Figura 12.10 Cables y líneas

De la figura 12.10, la impedancia de cortocircuito es:

$$Z = R_L + jX_L \quad (12.24)$$

Resistencia ohmica

$$R_L = R'_L l \quad (11.25)$$

Reactancia inductiva:

$$X_L = X'_L l \quad (12.26)$$

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito unipolar, según IEC 60909, se supone un aumento de temperatura de 80 °C y 160 °C:

$$R_{80^\circ\text{C}} = 1.24 \frac{l}{\kappa S} \quad (12.27)$$

$$R_{160^\circ\text{C}} = 1.56 \frac{l}{\kappa S} \quad (12.28)$$

Resistencias de secuencia cero de las líneas:

$$R_{0L} = \text{Table value } R_L \quad (12.28)$$

$$X_{0L} = \text{Table value } X_L \quad (12.29)$$

La resistencia efectiva R'_L para líneas aéreas se puede calcular para una temperatura de línea de 20 °C a partir de:

$$R'_L = \frac{1}{\kappa S} \quad (12.30)$$

La reactancia por unidad de longitud X'_L para líneas aéreas se puede calcular a partir de:

$$X'_L = 2 \pi 10^{-2} \left(0.25 + \ln \frac{d}{r} \right) \quad (12.31)$$

Con:

$$d = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L2L3} \cdot d_{L3L1}}$$

Los símbolos tienen los significados:

- ✓ **d** Distancia media entre líneas en mm
- ✓ **r** Radio de líneas en mm
- ✓ **k** Conductividad en m/Ω mm²
- ✓ **R'_L** Resistencia de la línea a 20 °C

12.2.5 Transformadores

La tensión de cortocircuito es la tensión primaria a la que el transformador con devanado de salida cortocircuitado toma su corriente primaria. Es una medida del cambio de voltaje que ocurre bajo carga. La impedancia de secuencia positiva del transformador es como se muestra en la Figura 12.11:

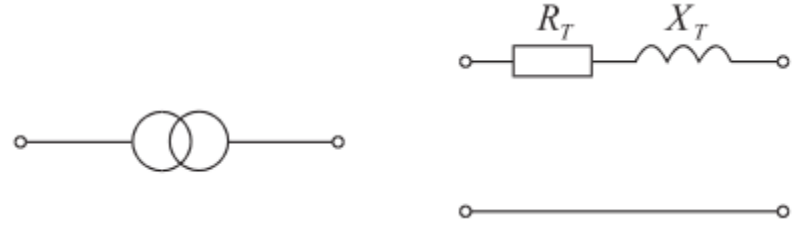


Figura 12.11: Transformador y su circuito equivalente

$Z_1 = Z_T = R_T + jX_T$ (11.32)

La impedancia de secuencia positiva es:

$Z_T = \frac{u_{kr} U_{rT}^2}{100 \% S_{rT}}$ (12.33)

$R_T = \frac{u_{Rr} U_{rT}^2}{100 \% S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3 I_{rT}^2}$ (12.34)

$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$ (12.35)

Los valores característicos de los transformadores de distribución trifásicos se encuentran en las normas DIN 42500, 42503 y 42511. Para el cálculo de las resistencias homopolares podemos utilizar la Tabla 12.2.

Zero-sequence resistances of transformers

Tabla 12.2

Zero-sequence resistances	Dy	Dz, Yy
R_{0T}	R_T	$0.4 R_T$
X_{0T}	$0.95 X_T$	$0.1 X_T$

12.2.6 Correcciones de impedancia

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica inicial tripolar en redes con generadores, con o sin transformadores generadores, se deben realizar correcciones de impedancia una vez (Figuras 12.12 y 12.13). El factor de corrección K da cuenta de una tensión superior a E'' .



Figura 12.12: Corrección de impedancia para generadores

1. Generadores Para generadores en redes industriales o en redes de baja tensión con conexión directa, podemos utilizar la siguiente ecuación en el sistema de secuencia positiva:

$$\underline{Z}_G = R_G + j_d'' \quad (12.36)$$

$$\underline{Z}_{(GK)} = K_G \underline{Z}_G = K_G (R_G + j_d'') \quad (12.37)$$

con el factor de corrección

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \frac{c_{max}}{(1 + x_d'' \sin \phi_{rG})} \quad (12.38)$$

Aquí los símbolos tienen los significados:

- ☐ **C** Factor de tensión máx.
- ☐ **Un** Tensión nominal de red
- ☐ **UrG** Voltaje nominal del generador
- ☐ **ZGK** Impedancia del generador corregida
- ☐ **ZG** Impedancia del generador
- ☐ **X”d** Reactancia subtransitoria del generador
- ☐ **ΦfG** Angulo de fase entre $U_{rg}/\sqrt{3}$ e I_{rG}

2. Corrección de impedancia para transformador de dos devanados.

La corrección de impedancia para transformadores de dos devanados se puede calcular con y sin cambiador de tomas de la siguiente manera:

Impedancia de cortocircuito del transformador:

$$Z_T = R_T + jX_T \quad (12.39)$$

Con el factor de corrección K_T :

$$\underline{Z}_{TK} = K_T \cdot \underline{Z}_T \quad (12.40)$$

$$K_T = 0,95 \frac{c_{max}}{1+0,6 x_T} \quad (12.41)$$

$$x_T = \frac{X_T}{(U_{rT}^2/S_{rT})} \quad (12.42)$$

Aquí los símbolos tienen los significados:

- **UrT** tensión nominal del transformador
- **IrT** corriente nominal del transformador
- **SrT** potencia aparente nominal del transformador
- **PkrT** pérdida total del transformador en los devanados a corriente nominal
- **Mkr** tensión nominal de cortocircuito en %
- **xT** Reactancia relacionada del transformador
- **μRr** tensión óhmica nominal del transformador en %.

3. Bloques de central eléctrica con cambiador de tomas

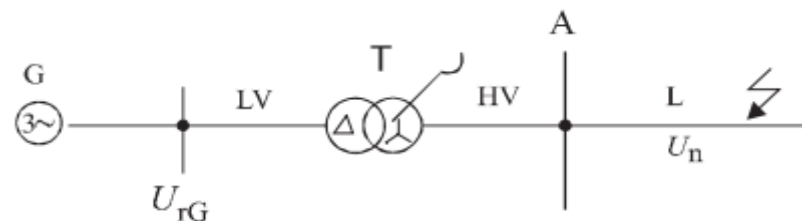


Figura 12.13: Corrección de impedancia para transformador de central eléctrica

$$\underline{Z}_S = K_S(t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad (12.43)$$

con el factor de corrección

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \frac{c_{max}}{(|1+x_d-x_T| \sin \varphi_{rG})} \quad (12.44)$$

4. Bloques de centrales eléctricas sin cambiador de tomas

La impedancia de cortocircuito de los bloques de fuente de alimentación en el lado de mayor voltaje del transformador de bloque es:

$$\underline{Z}_{SO} = K_S(t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad (12.45)$$

con el factor de corrección

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1+p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{(1+x_d'' \sin \varphi_{rG})} \quad (12.46)$$

Aquí los símbolos tienen los significados:

$\underline{Z}_S, \underline{Z}_{SO}$	Corrected impedance with and without tap-changer
$\underline{Z}_G$	Impedance of generator
t_r	rated transformation ratio at which the tap-changer at main position
$\underline{Z}_{TLV}$	Impedance of transformer (lower voltage side)
$\underline{Z}_{THV}$	Impedance of transformer (upper voltage side)
U_{nQ}	Nominal voltage of network
U_{rG}	Rated voltage of generator
x_d''	Subtransient reactance of generator
φ_{rG}	Phase angle between $U_{rG}/\sqrt{3}$ and I_{rG}

12.3 Corrientes de cortocircuito para cortocircuitos tripolares

12.3.1 Corriente máxima de cortocircuito

El cálculo de la corriente máxima de cortocircuito es importante para:

- ❑ el esfuerzo dinámico de los sistemas eléctricos
- ❑ la capacidad de cierre de la aparamenta.

Aplican las siguientes relaciones:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (12.47)$$

$$\kappa = f\left(\frac{R_k}{X_k}\right) \quad (12.48)$$

El factor se toma de la figura 12.14.

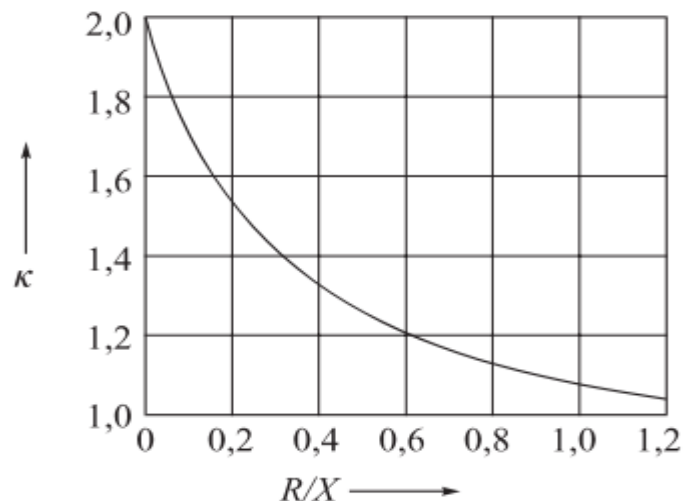


Figura 12.14: Factor para el cálculo de la corriente pico de cortocircuito i_p

12.3.2 Corriente de apertura simétrica

La corriente de apertura simétrica es el valor efectivo del componente CA simétrico de la corriente de cortocircuito esperada en el momento de la separación de los contactos del primer polo que se apaga en el dispositivo de protección contra sobrecorriente.

1. Para máquinas síncronas:

$$I_a = \mu I''_{kG} \tag{12.49}$$

Si $I_a = I_k''$, entonces $\mu = 1$, es decir un cortocircuito lejos del generador. Para máquinas síncronas:

$$\frac{I''_{k3}}{I_{rG}} \leq 2 \tag{12.50}$$

Si $I_a < I_k''$, es decir, un cortocircuito cercano al generador, entonces:

$$\frac{I''_{k3}}{I_{rG}} \geq 2 \tag{12.51}$$

En la práctica: El retardo de desconexión mínimo (para disparar un dispositivo de protección contra sobrecorriente) es de 0,1 segundos.

2. Para máquinas asíncronas:

y depende de la relación I_k''/I_{r6} para las fuentes de cortocircuito individuales y el mínimo retardo de conmutación t_{min} , y q depende de la potencia efectiva del par de polos (Figura 12.15).

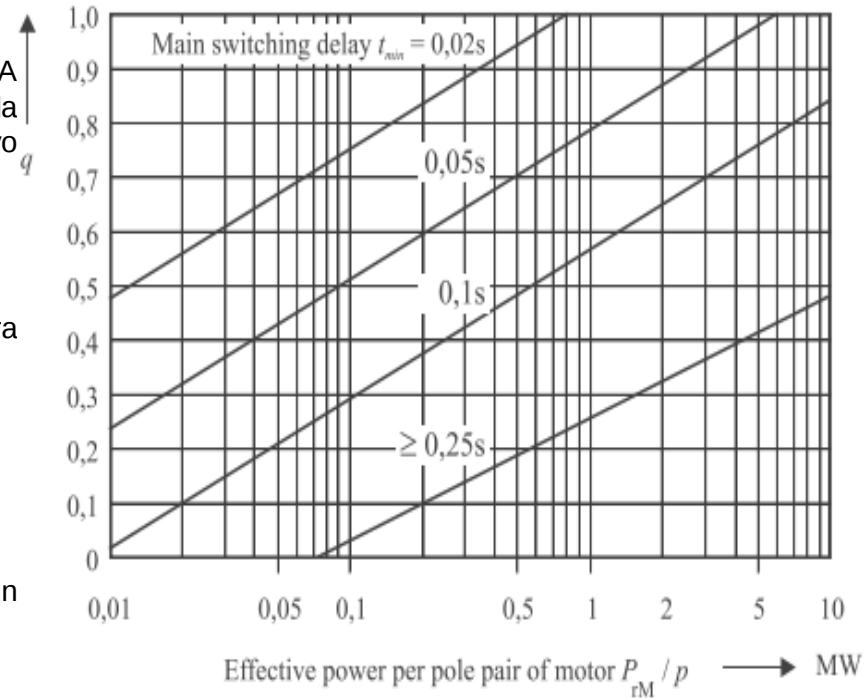


Figura 12.15: Factor q para el cálculo de la corriente de apertura simétrica de máquinas asíncronas

3. Para alimentadores de fuente de alimentación:

$$I_{aQ} = I''_{kQ} \tag{12.53}$$

El factor μ se puede tomar de la figura 12.16.

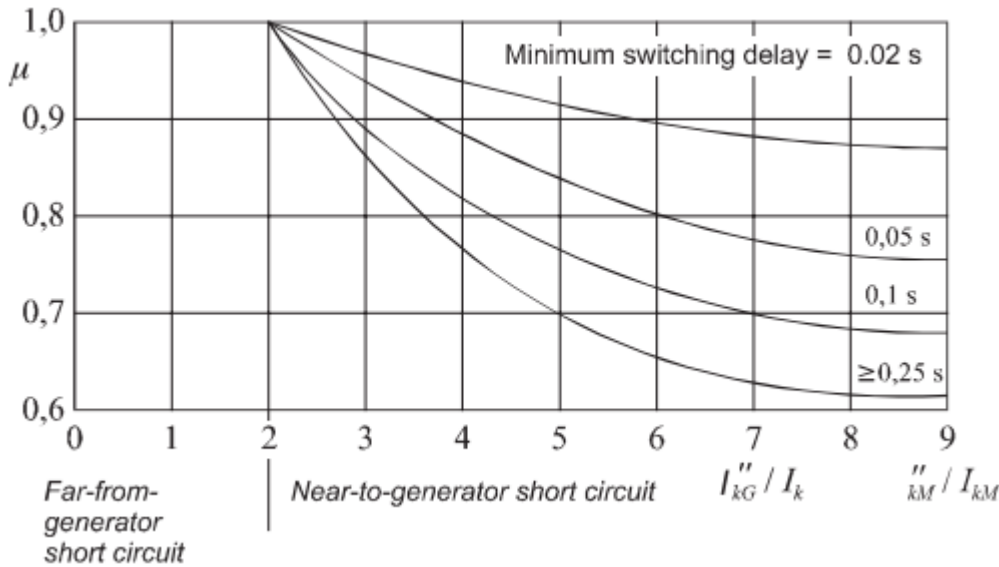


Figura 12.16: Factor μ para el cálculo de la corriente de apertura simétrica de máquinas asíncronas

12.3.3 Corriente de cortocircuito en estado estacionario

Distinguimos entre la corriente máxima de cortocircuito en estado estable $I_{k\max}$ y la corriente mínima $I_{k\min}$, que se aplica a la tensión máxima de excitación de la máquina síncrona y surge para una tensión constante sin carga no regulada.

El factor h depende de la relación $I_k''G/I_rG$, la excitación y el tipo de máquina síncrona (Figura 12.17). h puede tomarse de las cifras para los valores límite superior e inferior.

Además, también es necesario considerar las curvas h de los dos generadores para la tensión de excitación en funcionamiento nominal. Las siguientes relaciones son verdaderas:

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} I_rG \quad (12.54)$$

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} I_rG \quad (12.55)$$

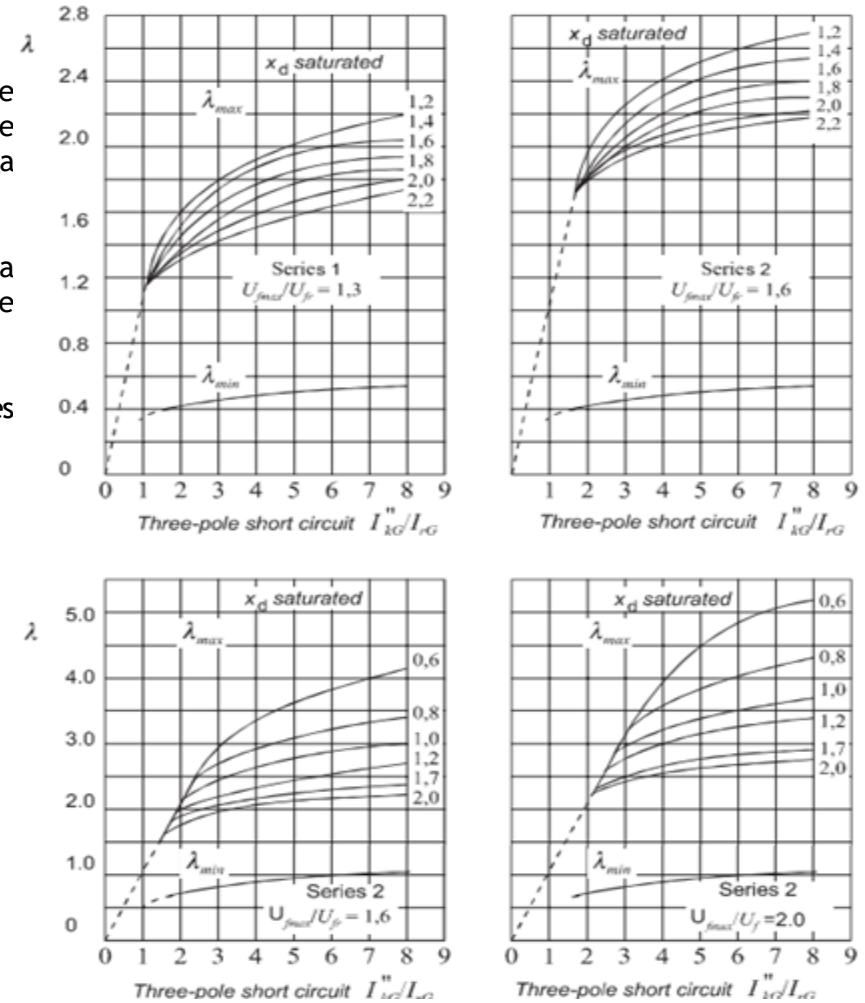


Figura 12.17: Factores $h_{\max}$ y $h_{\min}$ para el cálculo de la corriente de cortocircuito en régimen permanente I_k

12.4 Resistencia térmica y de cortocircuito dinámico

Los equipos operativos eléctricos, como barras colectoras, dispositivos de protección contra sobrecorriente, cables y líneas, se someten a una tensión térmica y mecánica muy fuerte en caso de falla (IEC 893). Para un cortocircuito de duración T_K , resulta la corriente de cortocircuito I_{th} , con el factor m para el aumento de temperatura resultante de la componente aperiódica de CC y el factor n para el aumento de temperatura resultante de la componente de CA:

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m + n} \quad (12.56)$$

Los factores m y n se pueden tomar de la figura 12.18. El estrés dinámico de los sistemas a través de las corrientes de cortocircuito da lugar a fuerzas que pueden destruir los sistemas y poner en peligro al personal operativo. La mayor fuerza posible entre las líneas principales de alimentación con longitud l y separación a es:

$$F = 0.2 I_p^2 \frac{l}{a} \quad (12.57)$$

Aquí los símbolos tienen los significados:

- M** Efecto térmico de la componente aperiódica DC para corriente AC trifásica y monofásica
- N** Efecto térmico del componente AC para un cortocircuito tripolar
- F** Fuerza electrodinámica entre líneas
- i_p** Corriente máxima de cortocircuito
- I_{th}** Corriente de corta duración
- I_k''** Corriente de cortocircuito simétrica inicial
- L** Longitud de la línea
- a** Espaciado entre líneas

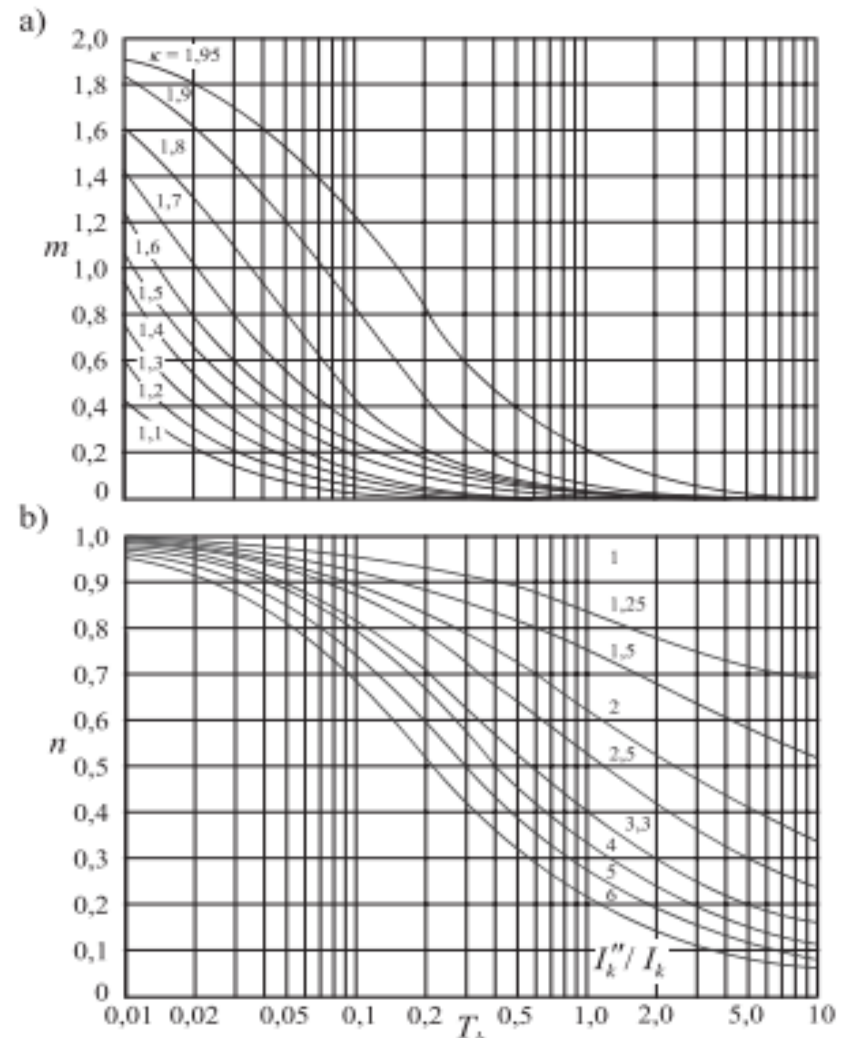


Figura 12.18: Factores m y n para el cálculo de la corriente de corta duración

12.5 Ejemplos para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito

12.5.1 Ejemplo I: Cálculo de la corriente de cortocircuito en un sistema de CC

Con la ocurrencia de una falla, el equipo operativo conectado no está protegido térmicamente. Los componentes sensibles conectados a la línea (p. ej., iniciadores o placas de circuito impreso) están sujetos a altos valores de calor Joule. Dado el sistema de la figura 12.19 con los siguientes datos:

Instalación: $l_1 = 20 \text{ m}$, $11 = 1,5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Iniciador: $l_2 = 2 \text{ m}$, $12 = 0,14 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Comprobar la resistencia térmica del aislamiento de la línea de Cu de $0,14 \text{ mm}^2$ en caso de avería.

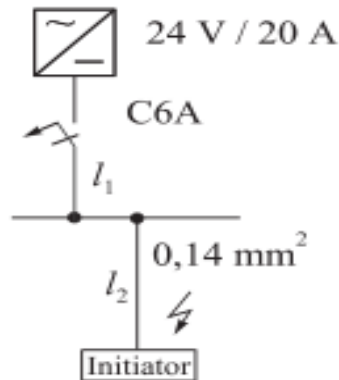


Figura 12.19: Diagrama de cableado

Cálculo de la resistencia de bucle con el uso de un C 6 A (las resistencias internas de la fuente de alimentación (aprox. $50 \text{ m}\Omega$) y el dispositivo de protección contra sobrecorriente ($55 \text{ m}\Omega$) pueden despreciarse) dispositivo de protección contra sobrecorriente:

$$R_{Total(20^\circ\text{C})} = 2(R_1 + R_2) = 2\left(\frac{l_1}{\kappa S_1} + \frac{l_2}{\kappa S_2}\right)$$

$$= 2\left(\frac{20 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 1,5 \text{ mm}^2} + \frac{2 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 0,14 \text{ mm}^2}\right)$$

$$= 0,986 \Omega \approx 1 \Omega$$

Para una temperatura de línea de 80°C (como lo requiere IEC 60909): $R_{Total(80^\circ\text{C})} = 1,24 R_{Total(20^\circ\text{C})} = 1,24 \cdot 1 \Omega = 1,24 \Omega$

Esto da como resultado una corriente de cortocircuito de

$$I''_{k1} = \frac{U_n}{R_{Total}} = \frac{24 \text{ V}}{1,24 \Omega} = 19,35 \text{ A}$$

$$t_{k\text{acceptable}} = \left(\frac{k \cdot S}{I''_{k1}}\right)^2 \text{ and } t_{k\text{acceptable}} > t_a$$

$$t_{k\text{acceptable}} = \left(\frac{115 \cdot \text{A} \cdot \sqrt{s} \cdot 0,14 \text{ mm}^2}{\text{mm}^2 \cdot 19,35 \text{ A}}\right)^2 = 0,69 \text{ s}$$

$$\text{Faktor } k = \frac{I''_{k1}}{I_n} = \frac{19,35 \text{ A}}{6 \text{ A}} = 3,2$$

De acuerdo con la Figura 7.12, $t_a = 18 \text{ s}$. Dado que $t_{k\text{acceptable}} < t_a$, la resistencia del aislamiento es inadecuada.

Solución: Reemplazar C6A por Z6A.

12.5.2 Ejemplo 2: Cálculo de corrientes de cortocircuito en un sistema eléctrico de edificios

En la instalación eléctrica de un edificio se conocen los siguientes datos (Figura 12.20). Calcule todas las corrientes de cortocircuito requeridas y verifique las condiciones de apertura.

1. Cálculo de la corriente de cortocircuito unipolar

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k} \Rightarrow Z_k = \frac{c U_n}{\sqrt{3} I''_{k1}} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 250 \text{ A}} = 0.8775 \Omega$$

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_{L2}} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 1.451 \Omega} = 151.2 \text{ A}$$

$$Z_{L3} = Z_{L2} + 1.24 \frac{2 l_3}{\kappa S}$$

$$Z_{L1} = 1.24 \frac{2 \cdot l_1}{\kappa S} = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 15 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 16 \text{ mm}^2} = 0.0415 \Omega$$

$$Z_{L3} = 1.451 \Omega + 1.24 \frac{2 \cdot 45 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2} = 2.248 \Omega$$

$$Z_G = Z_k + Z_{L1} = 0.91907 \Omega$$

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_{L3}} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 2.248 \Omega} = 97.59 \text{ A}$$

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_G}$$

$$I''_{k1} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0.91907 \Omega} = 238.71 \text{ A}$$

$$Z_{L2} = Z_G + 1.24 \frac{2 l_2}{\kappa S}$$

$$Z_{L2} = 0.91907 \Omega + 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 30 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2} = 1.451 \Omega$$

Evaluación de las condiciones de apertura

a) Conexión con característica B

$$I_a = 5 I_n = 5 \cdot 16 \text{ A} = 80 \text{ A}$$

$$I''_{k1} = 151.2 \text{ A}$$

$I''_{k1} > I_a$ satisfecho

a) Conexión con característica C

$$I_a = 10 I_n = 10 \cdot 16 \text{ A} = 160 \text{ A}$$

$$I''_{k1} = 97.59 \text{ A}$$

No se produce el apertura, ya que $I''_{k1} < I_a$.

Las siguientes medidas son posibles:

- ☐ Aumento de la sección transversal
- ☐ Instalación de un RCD
- ☐ Limitación de la longitud de la línea.

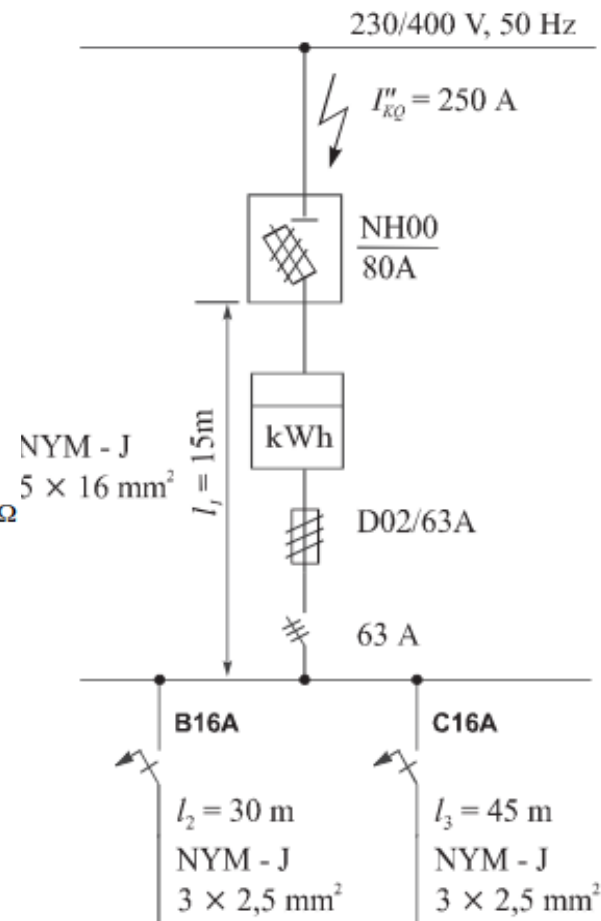


Figura 12.20: Instalación del edificio

12.5.3 Ejemplo 3: Dimensionamiento de un cable de salida

Una carga está conectada a través de una línea aérea que tiene los siguientes datos a un transformador:

Datos de la red:

$S_{rT} = 400 \text{ kVA}$

$\mu_{kr} = 4\%$

$S = 4 \times 50 \text{ mm}$ cobre

$l = 700 \text{ m}$

1. Calcule la corriente de cortocircuito unipolar:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \frac{U_n^2}{S_{rT}} = 0.016 \Omega, \quad Z_l = 0.565 \Omega/\text{km}$$

$$Z_G = Z_T + 2l Z_l = 0.807 \Omega$$

$$I''_{k1} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_G} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0.807 \Omega} = 271.86 \text{ A}$$

2. Seleccione el fusible según las condiciones de sobrecarga:

$$I_n \leq \frac{1.45 I_z}{1.6} = \frac{1.45 \cdot 250 \text{ A}}{1.6} = 226.5 \text{ A}$$

Se selecciona $I_n = 200 \text{ A}$.

3. Demostrar que se cumple la condición de apertura:

La corriente de apertura la para el fusible de 200 A en 0,4 s es: 2,1 kA (Figura 7.26). La siguiente relación siempre debe cumplirse:

En este caso práctico, sin embargo, se encuentra que $I''_{k1} > I_a$

$$I''_{k1} = 271.86 < I_a = 2.1 \text{ kA}$$

La corriente de apertura es mayor que la corriente de cortocircuito unipolar.

Por lo tanto, la condición de apertura no se cumple.

la figura 12.21.

12.5.4 Ejemplo 4: Cálculo de corrientes de cortocircuito con resistencias de secuencia cero

La corriente de cortocircuito monopolar se calculará al final de la línea, considerando las resistencias homopolares. Los datos se dan en la figura 12.21.

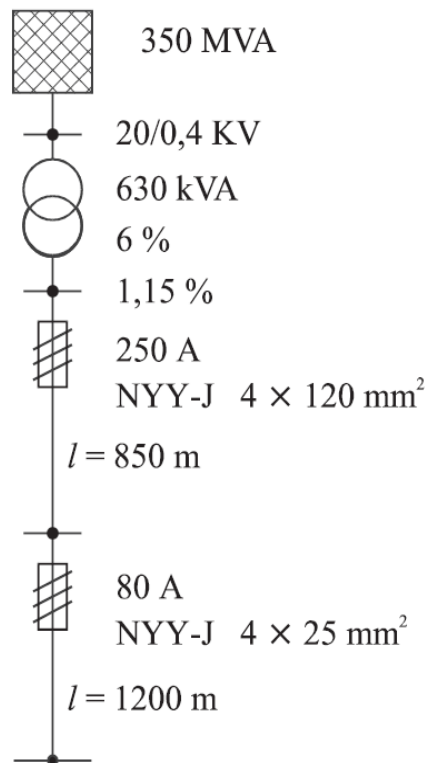


Figura 12.21: Alimentador de fuente de alimentación

Power supply feeder:

$$X_{Qf} = \frac{c U_{nQ}^2}{\sqrt{3} S_{kQ}} = \frac{1.1 \cdot (400 \text{ V})^2}{\sqrt{3} \cdot 350 \text{ MVA}} = 0.290 \text{ m}\Omega$$

$$R_{Qf} = 0.1 \cdot X_{Qf} = 0.1 \cdot 0.290 \text{ m}\Omega = 0.0290 \text{ m}\Omega$$

Transformer:

$$R_{TLV} = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{1.15\%}{100\%} \cdot \frac{(0.4 \text{ kV})^2}{630 \text{ kVA}} = 2.92 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{TLV} = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{6\%}{100\%} \cdot \frac{(0.4 \text{ kV})^2}{630 \text{ kVA}} = 15 \text{ m}\Omega$$

$$X_{TLV} = \sqrt{Z_{TLV}^2 - R_{TLV}^2} = \sqrt{15^2 - 2.92^2} \text{ m}\Omega = 14.71 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R_{THV}}{R_{TLV}} = 1 \Rightarrow R_{THV} = 1 \cdot 2.92 \text{ m}\Omega = 2.92 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{X_{THV}}{X_{TLV}} = 0.96 \Rightarrow X_{THV} = 0.96 \cdot 14.71 \text{ m}\Omega = 14.12 \text{ m}\Omega$$

Cable:

$$R_i = R'_i l = 0.195 \Omega / \text{km} \cdot 0.850 \text{ km} = 165.75 \text{ m}\Omega$$

$$X_i = X'_i l = 0.080 \Omega / \text{km} \cdot 0.850 \text{ km} = 68 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R_{OL}}{R_i} = 4 \Rightarrow R_{OL} = 4 \cdot 165.75 \text{ m}\Omega = 663 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{X_{OL}}{X_i} = 3.65 \Rightarrow X_{OL} = 3.65 \cdot 68 \text{ m}\Omega = 248.2 \text{ m}\Omega$$

Line:

$$R_i = R'_i l = 0.898 \Omega / \text{km} \cdot 1.2 \text{ km} = 1077.6 \text{ m}\Omega$$

$$X_i = X'_i l = 0.086 \Omega / \text{km} \cdot 1.2 \text{ km} = 103.2 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{R_{OL}}{R_i} = 4 \Rightarrow R_{OL} = 4 \cdot 1077.6 \text{ m}\Omega = 4310.4 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{X_{OL}}{X_i} = 4.13 \Rightarrow X_{OL} = 4.13 \cdot 103.2 \text{ m}\Omega = 426.21 \text{ m}\Omega \quad (12.)$$

Calculation of the single-pole short circuit current:

$$\sum R = (2R_{Qf} + 2R_T + 2R_K + 2R_i + R_{0T} + R_{0K} + R_{0L})$$

$$\sum X = (2X_{Qf} + 2X_T + 2X_K + 2X_i + X_{0T} + X_{0K} + X_{0L})$$

$$\sum R = (2 \cdot 0.0290 + 2 \cdot 2.92 + 2 \cdot 165.75 + 2 \cdot 1077.6 + 2.92 + 663 + 4310.4) \text{ m}\Omega = 7.46 \Omega$$

$$\sum X = (2 \cdot 0.290 + 2 \cdot 14.71 + 2 \cdot 14.12 + 2 \cdot 68 + 248.2 + 103.2 + 426.216) \text{ m}\Omega = 0.971 \Omega$$

$$I_{H1} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{\sqrt{R^2 + X^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{(7.46 \Omega)^2 + (0.971 \Omega)^2}} = 87.48 \text{ A}$$

12.5.5 Ejemplo 5: Cálculo complejo de corrientes de cortocircuito

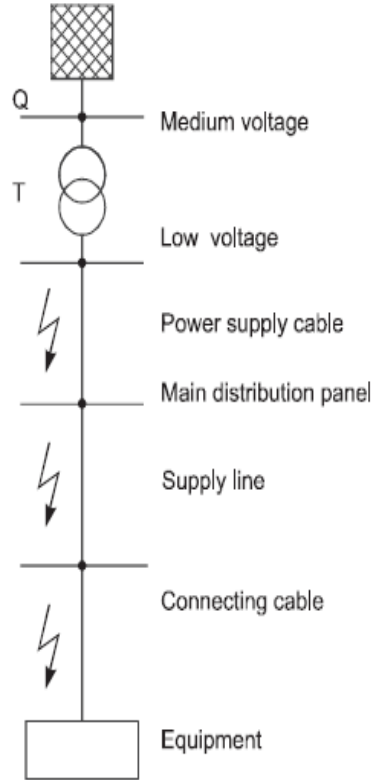


Figura 12.22: Cálculo complejo

El cálculo complejo es mostrado en este ejemplo

a) Calculation of primary distribution voltage

$$S_{kQ}'' = 500 \text{ MVA}$$

$$Z_Q = \frac{c U_n^2}{S_{kQ}''} = \frac{1.1 \cdot (400 \text{ V})^2}{500 \text{ MVA}} = 0.352 \text{ m}\Omega$$

$$X_Q = 0.995 Z_Q$$

$$X_Q = 0.995 \cdot 0.352 \text{ m}\Omega = 0.35 \text{ m}\Omega$$

$$R_Q = 0.1 X_Q$$

$$R_Q = 0.1 \cdot 0.35 \text{ m}\Omega = 0.035 \text{ m}\Omega$$

b) Transformer

$$U_n = 400$$

$$S_{rT} = 316 \text{ kVA}$$

$$u_{kr} = 6\%$$

$$u_{Rr} = 1\%$$

$$u_{xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = \sqrt{6^2 - 1^2} = 5.92\%$$

$$X_T = \frac{u_{xr}}{100\%} \cdot \frac{U_n^2}{S_{rT}} = \frac{5.92\%}{100\%} \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{316 \text{ kVA}} = 29.9 \text{ m}\Omega$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_n^2}{S_{rT}} = \frac{1\%}{100\%} \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{316 \text{ kVA}} = 5.06 \text{ m}\Omega$$

c) Supply cable $3 \times 185/95 \text{ mm}^2$

$$R_1' = 0.105 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$X_1' = 0.072 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$l_1 = 30 \text{ m}$$

$$R_{L1} = R_1 l = 0.105 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 30 \text{ m} = 3.15 \text{ m}\Omega$$

$$X_{L1} = X_1 l = 0.072 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 30 \text{ m} = 2.16 \text{ m}\Omega$$

d) Main low-voltage distribution

Three-pole short circuit:

$$Z_G = |(R_Q + R_T + R_{L1}) + j(X_Q + X_T + X_{L1})|$$

$$= |(0.035 + 5.06 + 3.15) \text{ m}\Omega + j(0.35 + 29.9 + 2.16) \text{ m}\Omega| = 33.44 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_G} = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 33.44 \text{ m}\Omega} = 6.9 \text{ kA}$$

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_{k3}' = 1.2 \cdot \sqrt{2} \cdot 6.9 \text{ kA} = 11.72 \text{ kA}$$

e) Supply line

Cable or line: $4 \times 35 \text{ mm}^2$

$$R_2 = 0.627 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$X_2 = 0.083 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$l_2 = 250 \text{ m}$$

$$R_{L2} = R_2' l_2 = 0.627 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 250 \text{ m} = 156.75 \text{ m}\Omega$$

$$X_{L2} = X_2' l_2 = 0.083 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 250 \text{ m} = 22.25 \text{ m}\Omega$$

f) Sub-distribution

Three-pole short circuit:

$$Z_G = |(R_Q + R_T + R_{L1} + R_{L2}) \text{ m}\Omega + j(X_Q + X_T + X_{L1} + X_{L2}) \text{ m}\Omega|$$

$$Z_G = |(0.035 + 5.06 + 3.15 + 156.75) \text{ m}\Omega + j(0.35 + 29.9 + 2.16 + 22.25) \text{ m}\Omega|$$

$$Z_G = 173.81 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}' = \frac{U_n}{Z_G \sqrt{3}} = \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 173.81 \text{ m}\Omega} = 1.33 \text{ kA}$$

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_{k3}' = 2.26 \text{ kA}$$

g) Connection cable

Cable or line: $5 \times 2.5 \text{ mm}^2$

$$R_3' = 8.71 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$X_3' = 0.11 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$l_3 = 25 \text{ m}$$

$$R_{L3} = R_3' l_3 = 8.71 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 25 \text{ m} = 217.75 \text{ m}\Omega$$

$$X_{L3} = X_3' l_3 = 0.11 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 25 \text{ m} = 2.75 \text{ m}\Omega$$

h) Equipment

Three-pole short circuit

$$Z_G = |(R_Q + R_T + R_{L1} + R_{L2} + R_{L3}) + j(X_Q + X_T + X_{L1} + X_{L2} + X_{L3})|$$

$$Z_G = |(0.035 + 5.06 + 3.15 + 156.75 + 217.75) \text{ m}\Omega + j(0.35 + 29.9 + 2.16 + 22.25 + 2.75) \text{ m}\Omega|$$

$$Z_G = 387.03 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_G} = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 387.03 \text{ m}\Omega} = 0.597 \text{ kA}$$

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_{k3}'' = 1.41 \cdot \sqrt{2} \cdot 0.597 \text{ kA} = 1.19 \text{ kA}$$

12.5.6 Ejemplo 6: Cálculo con potencia efectiva y potencia reactiva

Encuentre lo siguiente para el sistema eléctrico que se muestra en la figura 12.23:

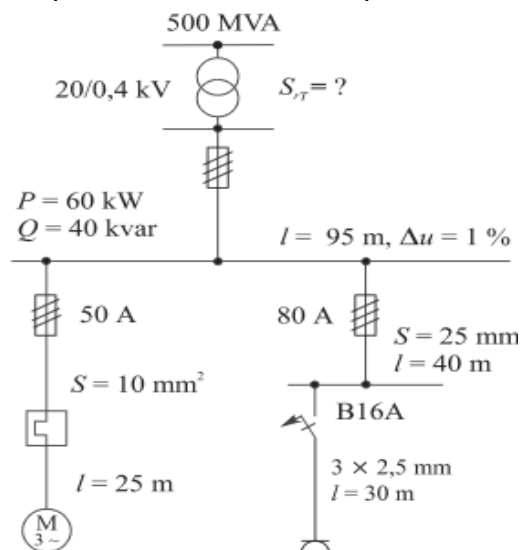


Figura 12.23 Cálculo con potencia efectiva y reactiva

1. Calcule el valor $\cos \varphi$ para el sistema.
 2. Seleccione los dispositivos de protección contra sobrecorriente.
 3. Calcular las caídas de tensión.
 4. Dimensione el transformador.
 5. Diseñar la compensación de corriente reactiva para un valor $\cos \varphi = 0,95$
 6. Calcule las corrientes de cortocircuito unipolares y tripolares.
 7. Calcule las corrientes de cortocircuito unipolares y tripolares con el método simplificado.
1. Determine las longitudes permitidas.

1. $\cos \varphi$ para el sistema

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{40}{60 \text{ kW}} = 0.66 \Rightarrow \cos \varphi = 0.83$$

2. elección del equipo de protección contra sobrecorriente

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi} = \frac{60 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.83} = 104.46 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$104.4 \text{ A} \leq 125 \text{ A} \leq 128 \text{ A}$$

$$I_n = 125 \text{ A} \quad \text{for } 25 \text{ mm}^2$$

NYN – J 4 x 25 mm² underground installation,
from Table 11.16 we obtain $I_z = 133 \text{ A}$

$$I_r = \frac{104.46 \text{ A}}{0.91} = 115 \text{ A},$$

$$f_1 = 0.91$$

$$I'_z = I_z f_1 = 133 \text{ A} \cdot 0.91 = 121.03 \text{ A}$$

$$S = 35 \text{ mm}^2 \Rightarrow I_z = 159 \text{ A} \cdot 0.91 = 144.69 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$104.5 \text{ A} \leq 125 \text{ A} \leq 144.69 \text{ A}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 125 \text{ A} \cdot 95 \text{ m} \cdot 0.83}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 4 \text{ V}} = 76 \text{ mm}^2$$

$$\text{Selected : } 4 \times 95 \text{ mm}^2$$

$$I'_z = 280 \text{ A} \cdot 0.91 = 254.8 \text{ A} \Rightarrow I_n = 160 \text{ A}$$

3. Caída real de voltaje

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_n \cos \varphi}{\kappa S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 95 \text{ m} \cdot 160 \text{ A} \cdot 0.83}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} = 4.1 \text{ V}$$

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \% = \frac{4.1 \text{ V}}{400 \text{ V}} \cdot 100 \% = 1 \%$$

Voltage drop calculation for the main line

$$\Delta U = \frac{\Delta u}{100 \%} U_n = \frac{1 \%}{100 \%} \cdot 400 \text{ V} = 4 \text{ V}$$

$$R'_L \cos \varphi + X'_L \sin \varphi = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} I_b}$$

$$R'_L \cos \varphi + X'_L \sin \varphi = \frac{4 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0.095 \text{ km} \cdot 104.46 \text{ A}} = 0.233 \Omega / \text{km}$$

From Table 13.4, the effective resistance per unit length for $4 \times 95 \text{ mm}^2$ $0.232 \Omega / \text{km}$. The actual voltage drop is therefore:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R'_L \cos \varphi + X'_L \sin \varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0.095 \text{ km} \cdot 104.46 \text{ A} \cdot 0.232 \Omega / \text{km} = 4 \text{ V}$$

This corresponds to

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \% = \frac{4 \text{ V}}{400 \text{ V}} \cdot 100 \% = 1 \%$$

Motor
$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} I_r \cos \varphi \cdot 100 \%}{\kappa S U_n}$$

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} \cdot 25 \text{ m} \cdot 50 \text{ A} \cdot 0.8 \cdot 100 \%}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 10 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V}} = 0.77 \%$$

Sub-distribution:
$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 40 \text{ m} \cdot 80 \text{ A} \cdot 0.8 \cdot 100 \%}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 25 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V}} = 0.79 \%$$

Electrical outlet:
$$\Delta U = \frac{2 \cdot 30 \text{ m} \cdot 16 \text{ A} \cdot 1 \cdot 100 \%}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2 \cdot 230 \text{ V}} = 2.98 \%$$

4. Dimensionamiento del transformador

$$S_{rT} = \frac{P_{Total}}{\cos \varphi} = \frac{60 \text{ kW}}{0.83} = 72.28 \text{ kVA} \quad \text{or}$$

$$S_{rT} = \sqrt{3} U_n I_n = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 160 \text{ A} = 110.89 \text{ kVA}$$

Selected: 100 kVA with $I_{rT} = 144 \text{ A}$, $u_{Rr} = 1.75 \%$, $u_{kr} = 3.6 \%$ (4 %)

$$R_T = \frac{u_{Rr} U_n^2}{100 \% S_{rT}} = \frac{1.75 \% \cdot (400 \text{ V})^2}{100 \% \cdot 100 \text{ kVA}} = 28 \text{ m}\Omega$$

$$Z_T = \frac{u_{kr} U_n^2}{100 \% S_{rT}} = \frac{4 \% \cdot (400 \text{ V})^2}{100 \% \cdot 100 \text{ kVA}} = 64 \text{ m}\Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 57.55 \text{ m}\Omega$$

5. Compensación de corriente reactiva

$$Q_G = P_{Total} (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

$$Q_G = 60 \text{ kW} \cdot (0.672 - 0.2029) = 28.146$$

$$C_{Total} = \frac{Q_G}{w U_n^2} = \frac{28.146 \text{ kvar}}{314 \text{ s}^{-1} \cdot (400 \text{ V})^2} = 560.23 \mu\text{F}$$

6. Calculo de la corriente de falla monofásica

Impedance in the main distribution system

$$Z_{MDP} = 64 \text{ m}\Omega + \frac{1.24 \cdot 2 \cdot 95 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} = 108.28 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_{MDP}} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 108.28 \text{ m}\Omega} = 2 \text{ kA}$$

With $I_n = 160 \text{ A}$, $I_a = 1 \text{ kA}$, read at 5 s

$I_{k1}'' > I_a$, so that the cut-off condition is satisfied.

Main distribution: $I_{k1}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_T} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 64 \text{ m}\Omega} = 3.43 \text{ kA}$

Motor: $Z_L = \frac{1.24 \cdot 2 \cdot l}{\kappa S} = \frac{1.24 \cdot 2 \cdot 25 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 10 \text{ mm}^2} = 0.11 \Omega$

$$Z_G = Z_{MDP} + Z_L = 108.28 + 110 \text{ m}\Omega = 218.28 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 218.28 \text{ m}\Omega} = 1005.1 \text{ A}$$

Sub-distribution: $Z_l = \frac{1.24 \cdot 2 \cdot l}{\kappa S} = \frac{1.24 \cdot 2 \cdot 40 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 25 \text{ mm}^2} = 70.85 \text{ m}\Omega$

$$Z_G = Z_{MDP} + Z_l = 108.28 \text{ m}\Omega + 70.85 \text{ m}\Omega$$

$$= 179.13 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 179.13 \text{ m}\Omega} = 1.22 \text{ kA}$$

Electrical outlet: $Z_L = \frac{1.24 \cdot 2 \cdot l}{\kappa S} = \frac{1.24 \cdot 2 \cdot 30 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2} = 531.42 \text{ m}\Omega$

$$Z_G = Z_{MDP} + Z_L = 108.28 \text{ m}\Omega + 531.42 \text{ m}\Omega$$

$$= 639.7 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 639.7 \text{ m}\Omega} = 342.96 \text{ A}$$

7. Metodo simplificado con valores de impedancias especificados

Transformer $Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \frac{(U_n)^2}{S_{rT}} = \frac{4\%}{100\%} \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{100 \text{ kVA}} = 64 \text{ m}\Omega$

Main distribution feeder

$$Z_l = 2 z l = 2 \cdot 0.257 \Omega / \text{km} \cdot 0.095 \text{ km} = 48.83 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_G} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot (64 + 48.83) \text{ m}\Omega} = 1.944 \text{ kA}$$

Motor feeder

$$Z_{LM} = 2 z l = 2 \cdot 2.246 \Omega / \text{km} \cdot 0.025 \text{ km} = 112.3 \text{ m}\Omega$$

$$Z_G = Z_T + Z_l + Z_{LM} = 225.13 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} Z_G} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 225.13 \text{ m}\Omega} = 974 \text{ A}$$

Sub-distribution feeder

$$Z_{UV} = 2 z l = 2 \cdot 0.902 \Omega / \text{km} \cdot 0.040 \text{ km} = 72.16 \text{ m}\Omega$$

$$Z_G = Z_T + Z_l + Z_{UV} = 184.99 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 184.99 \text{ m}\Omega} = 1.185 \text{ kA}$$

Electrical outlet

$$Z_{SD} = 2 z l = 2 \cdot 8.77 \text{ m}\Omega / \text{m} \cdot 0.030 \text{ km} = 526.2 \text{ m}\Omega$$

$$Z_G = Z_T + Z_l + Z_{UV} + Z_{LM} + Z_{SD} = 823.49 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}'' = 266.42 \text{ A}$$

8. Calculo de la corriente de falla trifásica

Impedances for I_{k3}''

($S_{rT} = 100 \text{ kVA}$, $R_T = 28 \text{ m}\Omega$, $X_T = 57.55 \text{ m}\Omega$)

1. Main distribution feeder

$$R_L = \frac{l}{\kappa S} = \frac{95 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} = 17.85 \text{ m}\Omega$$

$$X_L = X'_l l = 0.082 \Omega / \text{km} \cdot 0.095 \text{ km} = 7.79 \text{ m}\Omega$$

2. Motor feeder

$$R_L = R'_l l = \frac{25 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 10 \text{ mm}^2} = 44.64 \text{ m}\Omega$$

$$X_L = X'_l l = 0.094 \Omega / \text{km} \cdot 0.025 \text{ km} = 2.35 \text{ m}\Omega$$

3. Sub-distribution feeder

$$R_L = R'_l l = \frac{40 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 25 \text{ mm}^2} = 28.57 \text{ m}\Omega$$

$$X_L = X'_l l = 0.086 \Omega / \text{km} \cdot 0.04 \text{ km} = 3.44 \text{ m}\Omega$$

1. Main distribution

$$\begin{aligned} Z_{MDP} &= \sqrt{(R_T + R_L)^2 + (X_T + X_L)^2} \\ &= \sqrt{(28 \text{ m}\Omega + 17.85 \text{ m}\Omega)^2 + (57.55 \text{ m}\Omega + 7.79 \text{ m}\Omega)^2} \\ &= 79.822 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{k3}'' &= \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_{MDP}} = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 79.82 \text{ m}\Omega} \\ &= 2.893 \text{ kA} \end{aligned}$$

2. Motor

$$Z_M = \sqrt{(90.49^2 + 67.69^2)} \text{ m}\Omega = 113 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}'' = \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 113 \text{ m}\Omega} = 2.043 \text{ kA}$$

3. Sub-distribution

$$Z_{SD} = \sqrt{(74.42^2 + 68.78^2)} \text{ m}\Omega = 101.34 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}'' = 2.28 \text{ kA}$$

9. Determinación del largo máximo

The permissible lengths are [23]:

$$l = \frac{\frac{c U_n}{\sqrt{3} I_k} - Z_V}{2 z}$$

$$\text{Main distribution } l = \frac{\frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 950 \text{ A}} - 64 \text{ m}\Omega}{2 \cdot 0.257 \Omega / \text{km}} = 324 \text{ m} > 95 \text{ m}$$

$$\text{Motor } l = \frac{\frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 250 \text{ A}} - 79.82 \text{ m}\Omega}{2 \cdot 2.246 \Omega / \text{km}} = 177.6 \text{ m} > 25 \text{ m}$$

$$\text{Sub-distribution } l = \frac{\frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 450 \text{ A}} - 79.82 \text{ m}\Omega}{2 \cdot 0.902 \Omega / \text{km}} = 226 \text{ m} > 40 \text{ m}$$

$$\text{Electrical outlet } l = \frac{\frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 80 \text{ A}} - 102.94 \text{ m}\Omega}{2 \cdot 8.770 \Omega / \text{km}} = 150 \text{ m} > 30 \text{ m}$$

The circuits are now correctly dimensioned.

12.5.7 Ejemplo 7: Cálculo completo para un sistema

Los siguientes cálculos son para un sistema eléctrico como se muestra en la Figura 12.24:

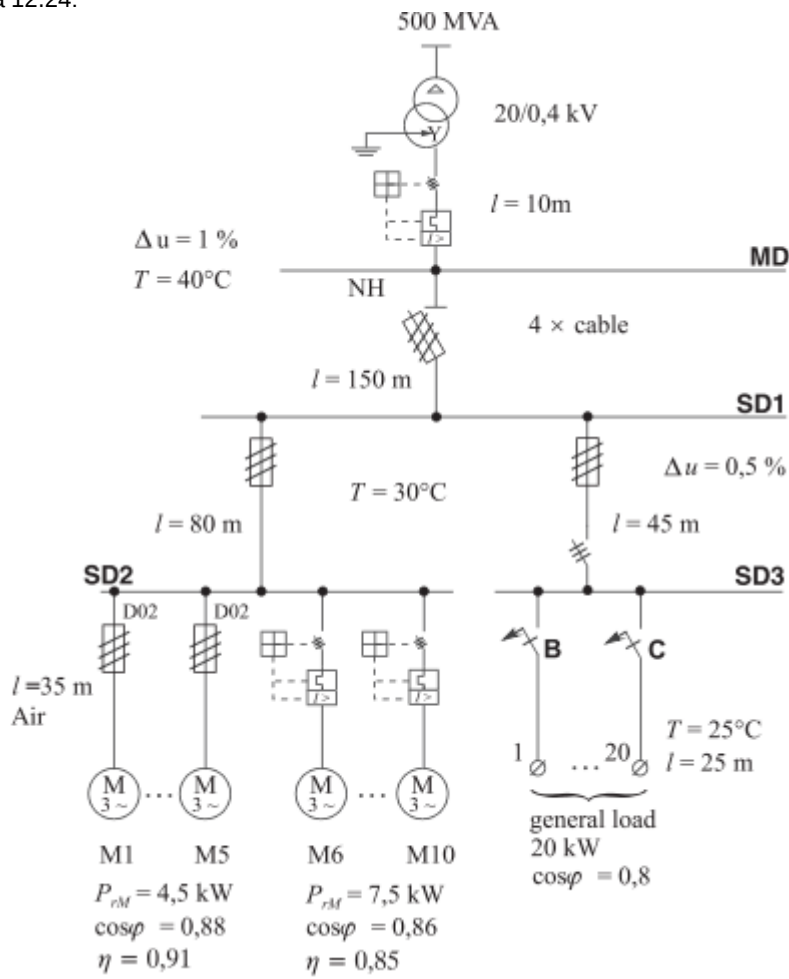


Figura 24 Cálculo del sistema

1. Determine los alimentadores, fusibles y disyuntores de motor para todos los motores para:
 - a) Arranque directo
 - b) Arranque Y/Δ.
2. Determinar I'k1 e I'k3 para:
 - a) Distribución principal 1
 - b) Subdistribución 1
 - c) Subdistribución 2
 - d) Motor 1
 - e) Número de circuito 20
3. Determine las caídas de voltaje para:
 - a) Distribución principal 1
 - b) Subdistribución 1
 - c) Subdistribución 2
 - d) Número de circuito 20, conectado a la subdistribución 3, con Ib = 8 A.
4. Seleccione todos los disyuntores y fusibles.
5. Demostrar la selectividad.
6. Determinar los datos del transformador.
7. Determine el poder de compensación.
8. Determine las condiciones de apertura para todos los circuitos.

La tensión de red es de 400/230 V, 50 Hz. Como medida de protección, se requiere el sistema TN.

Solución:

1. Equilibrio de potencia para el sistema.

a) Subdistribución 3 Given: $P_{SD3} = 20\text{ kW}$, $\cos\varphi = 0,8$, $U_n = 400\text{ V}$

$$I_{SD3} = \frac{P_{SD3}}{\sqrt{3} U_n \cos\varphi} = \frac{20\text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400\text{ V} \cdot 0,8} = 36,12\text{ A}$$

$$S_{SD3} = \frac{P_{SD3}}{\cos\varphi} = \frac{20\text{ kW}}{0,8} = 25\text{ kVA}$$

b) Sub-distribution 2

Dcb

Motors 1 to 5 Motors 6 to 10

$P = 4.5 \text{ kW}$ $P = 7.5 \text{ kW}$

$\eta = 0.91$ $\eta_6 = 0.85$

$\cos \varphi_1 = 0.88$ $\cos \varphi_6 = 0.86$

$$I_{1-5} = \frac{4500 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0.91 \cdot 0.88} = 8.11 \text{ A}$$

$$I_{6-10} = \frac{7500 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0.85 \cdot 0.86} = 14.82 \text{ A}$$

$$P_1 = \frac{P_1}{\eta} = \frac{4.5 \text{ kW}}{0.91} = 4.95 \text{ kW}$$

$$S_{1-5} = \frac{5 P_1}{\cos \varphi_1} = 28.125 \text{ kVA}$$

$$P_6 = \frac{P_6}{\eta} = \frac{7.5 \text{ kW}}{0.85} = 8.82 \text{ kW}$$

$$S_{6-10} = \frac{5 P_6}{\cos \varphi_6} = 51.28 \text{ kW}$$

$$P_{SD2} = 5 P_1 + 5 P_6 = 5 \cdot 4.95 \text{ kW} + 5 \cdot 8.82 \text{ kW} = 68.85 \text{ kW}$$

$$S_{SD2} = S_{1-5} + S_{6-10} = 79.4 \text{ kVA}$$

$$I_{SD2} = \frac{S_{SD2}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{79.4 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 114.6 \text{ A}$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{SD2}}{S_{SD2}} = \frac{68.86 \text{ kW}}{79.4 \text{ kVA}} = 0.867$$

c) Sub-distribution 1

$$P_{SD1} = P_{SD3} + P_{SD2} = 20 \text{ kW} + 68.86 \text{ kW} = 88.86 \text{ kW}$$

$$S_{SD1} = S_{SD3} + S_{SD2} = 25 \text{ kVA} + 79.4 \text{ kVA} = 104.4 \text{ kVA}$$

$$\cos \varphi_{SD1} = \frac{P_{SD1}}{S_{SD1}} = \frac{88.86 \text{ kW}}{104.4 \text{ kVA}} = 0.85$$

$$I_{SD1} = \frac{S_{SD1}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{104.4 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 150.7 \text{ A}$$

For $I_n = 35 \text{ A}$ the cross-section is chosen: NYY $5 \times 4 \text{ mm}^2$.

From Table 11.17, the current carrying capacity is 34 A .

$$I_z = f_1 I_{zTab} = 1.07 \cdot 34 \text{ A} = 36.38 \text{ A}$$

From the rule for nominal currents:

$$14.81 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq 36.38 \text{ A}$$

d) La protección del motor se coloca antes que la protección de la red.

$$I_n = 16 \text{ A}, I_r = 18.5 \text{ A}, \text{ from Table 11.17} \rightarrow \text{NYY} 5 \times 4 \text{ mm}^2$$

$$I_z = I_r f_1 = 19.5 \text{ A} \cdot 1.07 = 20.865 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 14.81 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq 20.865 \text{ A}$$

2. Selección de líneas (excepto motores)

a) Alimentador a distribución principal 1 → disyuntor de potencia en estación transformadora

$I_b = 150,7 \text{ A}$, $I_n = 250 \text{ A}$, temperatura ambiente $T = 30 \text{ °C}$, instalación subterránea.

$I_z = 280 \text{ A}$, de la Tabla 11.16

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$150,7 \text{ A} \leq 250 \text{ A} \leq 280 \text{ A}$$

Seleccionado: NYCWY 4 × 95 mm²

b) Alimentador a subdistribución 1

$I_b = 150,7 \text{ A}$, $I_n = 160 \text{ A}$, temperatura ambiente $T = 40 \text{ °C}$

Instalación libre, rack de cable perforado, agrupación $f_2 = 4$ líneas.

$I_z = 202 \text{ A}$ de la Tabla 11.17

$f_1 = 0,87$ de la Tabla 11.21 a 40 °C

$f_2 = 0,95$ de la Tabla 11.20

$$I_z = I_r f_1 f_2$$

$$= 202 \text{ A} \cdot 0,87 \cdot 0,95 = 166,9 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 150,7 \text{ A} \leq 160 \text{ A} \leq 166,9 \text{ A} \text{ de la tabla 11.16}$$

Seleccionado: NYY 4 × 50 mm²

3. Selección de equipos de protección (fusibles de respaldo para distribución)

a) Fusible de respaldo para subdistribución 3

$$I_b = 36,12 \text{ A} \Rightarrow I_n = 50 \text{ A (D02)}$$

$$\text{RCD} = 63 \text{ A}/0,5 \text{ A (269)}$$

b) Fusible de respaldo para la distribución secundaria 2

$$I_b = 114,68 \text{ A} \Rightarrow I_n = 125 \text{ A (NH1)}$$

$$\text{RCD} = 125 \text{ A}/0,3 \text{ A}$$

c) Fusible de respaldo para subdistribución 1

$$I_b = 150,7 \text{ A} \Rightarrow I_n = 160 \text{ A (NH1)}$$

Debido a la selectividad:

$$125 \text{ A (distribución secundaria 2)} \cdot 1,6 = 200 \text{ A (NH1)}$$

Alimentadores, fusibles para todos los motores M1-M10

d) Directamente conectado

$$\text{Dado: M1-M5 } P = 4,5 \text{ kW, } I = 8,11 \text{ A}$$

El fusible se elige con $I_n = 20 \text{ A}$

La sección transversal de la línea sigue de la Tabla 11.17

$$I_r = 25 \text{ A, } f_1 = 1,06 \text{ (25 °C) de la Tabla 11.21}$$

$$I_z = f_1 I_r = 1,06 \cdot 25 \text{ A} = 26,5 \text{ A} \Rightarrow \text{NYY } 4 \times 2,5 \text{ mm}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$8,11 \text{ A} \leq 20 \text{ A} \leq 26,5 \text{ A} \Rightarrow \text{Se cumple el requisito.}$$

e) en $Y/\Delta = 10 \text{ A}$

Protección de motor instalada antes de la protección de red $I_e = 1 \cdot I_b$

Sección transversal de la línea, de la Tabla 11.17:

$$I_r = 19,5 \text{ A, } f_1 = 1,06 \text{ (25 °C) de la Tabla 11.21}$$

$$I_z = I_r f_1 = 1,06 \cdot 19,5 \text{ A} = 20,67 \text{ A} \Rightarrow \text{NYY } 4 \times 1,5 \text{ mm}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$8,11 \text{ A} \leq 10 \text{ A} \leq 20,67 \text{ A} \Rightarrow \text{Se cumple el requisito.}$$

II) Protección de motor instalada después de protección de red $I_e = 0,58 \cdot I_b =$

$$4,7 \text{ A } I_r = 19,5 \text{ A, } f_1 = 1,06, f_2 = 0,65 \text{ de la Tabla 11.22}$$

$$I_z = f_1 f_2 I_r = 1,06 \cdot 0,65 \cdot 19,5 \text{ A} = 13,43 \text{ A} \Rightarrow \text{NYY } 7 \times 1,5 \text{ mm}$$

f) Alimentador a subdistribución 2

$I_b = 114,68 \text{ A}$, $I_n = 125 \text{ A}$,
temperatura ambiente $T = 30^\circ \text{C}$, $\Rightarrow f_1 = 1$, instalación libre, portacables,
sin perforar, sin agrupar
 $I_r = 129 \text{ A}$ de la Tabla 11.17
 $f_2 = 0,97$ de la Tabla 11.20
 $I_z = f_2 I_r = 0,97 \cdot 129 \text{ A} = 125,13 \text{ A} \Rightarrow$ Valor de I_z demasiado pequeño,
aumentar la sección transversal.
 $I_r = 157 \text{ A}$ de la Tabla 11.17
 $I_2 = f_2 I_r = 0,97 \cdot 157 \text{ A} = 152,29 \text{ A}$
 $I_b \leq I_r \leq I_z$
 $114,6 \text{ A} \leq 125 \text{ A} \leq 152,29 \text{ A} \Rightarrow$ Se cumple el requisito.
Seleccionado: NYY 4 $\times$ 50 mm²

g) Alimentador a subdistribución 3

$I_b = 36,12 \text{ A}$, $I_n = 50 \text{ A}$
temperatura ambiente $T = 25^\circ \text{C}$, instalación gratuita, portacables,
sin perforar, sin agrupar
 $I_r = 59 \text{ A}$ de la Tabla 11.17
 $f_1 = 1,06$ de la Tabla 11.21 a 25°C
 $f_2 = 0,97$ de la Tabla 11.20, para una bandeja portacables = 1
 $I_z = f_1 f_2 I_r = 1,06 \cdot 0,97 \cdot 59 \text{ A} = 60,66 \text{ A}$
 $I_b \leq I_r \leq I_z$
 $36,1 \text{ A} \leq 50 \text{ A} \leq 60,66 \text{ A} \Rightarrow$ Se cumple el requisito.
Seleccionado: NYY 4 $\times$ 10 mm

h) Alimentador al circuito no. 20

$I_b = 8 \text{ A}$, $I_n = 16 \text{ A}$
temperatura ambiente $T = 25^\circ \text{C}$ tipo de instalación B2,
sin agrupación $I_z = 16,5 \text{ A}$ de la Tabla 11.8
 $I_b \leq I_n \leq I_z$
 $8 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq 16,5 \text{ A} \Rightarrow$ Se cumple el requisito.
Seleccionado: NYY 3 $\times$ 1,5 mm²

2

2

2

4. Determinación de las caídas de tensión según IEC J0 3J4, con la corriente de funcionamiento Ib

Determinación de cable o línea

a) Distribución principal 1

$$\begin{aligned}\Delta u &= \frac{\sqrt{3} I_b l 100\%}{U_n} \left(\frac{1}{\kappa S} \cos \varphi + X'_l \sin \varphi \right) \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 150.7 \text{ A} \cdot 10 \text{ m} \cdot 100\%}{400 \text{ V}} \\ &\quad \cdot \left(\frac{1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} \cdot 0.9787 + 0.08 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 0.199 \right)\end{aligned}$$

$\Delta u = 0,13\%$, por lo que se cumple el requisito.

Seleccionado: NYCWY 4 x 95 mm²

b) Subdistribución 1

Given: $I_b = 150.7 \text{ A}$, $S = 150 \text{ mm}^2$, $l = 150 \text{ m}$, $\Delta u_{\max} = 1\%$

$$\begin{aligned}\Delta u &= \frac{\sqrt{3} I_b l 100\%}{U_n} \left(\frac{1}{\kappa S} \cos \varphi + X'_l \sin \varphi \right) \\ \Delta u &= \frac{\sqrt{3} \cdot 150.7 \text{ A} \cdot 150 \text{ m} \cdot 100\%}{400 \text{ V}} \\ &\quad \cdot \left(\frac{1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 150 \text{ mm}^2} \cdot 0.98 + 0.08 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 0.199 \right)\end{aligned}$$

$\Delta u = 1.3\%$

⇒ The value is too high, increase S

$$\begin{aligned}S &= \frac{l \cos \varphi}{\kappa \left(\frac{\Delta U_{\max}}{\sqrt{3} I_b} - X'_l \sin \varphi \right)} \\ &= \frac{150 \text{ m} \cdot 0.98}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot \left(\frac{4 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 150.7 \text{ A}} - 0.08 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 150 \text{ m} \cdot 0.199 \right)} \\ S &= 202.9 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{next standard cross section will be taken: } 240 \text{ mm}^2\end{aligned}$$

$\Delta u = 0.87\%$

Selected: NYY 4 x 240 mm²

c) Subdistribución 2

Given: $I_b = 114.6 \text{ A}$, $S = 50 \text{ mm}^2$, $l = 80 \text{ m}$, $\Delta u_{\max} = 0.5\%$, $\cos \varphi = 0.867$

$$\begin{aligned}\Delta u &= \frac{\sqrt{3} \cdot 114.6 \text{ A} \cdot 80 \text{ m} \cdot 100\%}{400 \text{ V}} \\ &\quad \cdot \left(\frac{1}{56 \frac{\Omega}{\text{m mm}^2} \cdot 50 \text{ mm}^2 \cdot 0.867 + 0.08 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 0.489} \right)\end{aligned}$$

$\Delta u = 1.4\%$

⇒ The value is too high, increase S.

$$S = \frac{80 \text{ m} \cdot 0.867}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot \left(\frac{2 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 114.6 \text{ A}} - 0.08 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 80 \text{ m} \cdot 0.498 \right)}$$

$S = 179.8 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{next standard cross section will be taken} = 185 \text{ mm}^2$

$\Delta u = 0.42\%$

Selected: NYY 4 x 185 mm²

d) Subdistribución 3

Given: $I_b = 36.1 \text{ A}$, $S = 10 \text{ mm}^2$, $l = 45 \text{ m}$, $\Delta u_{\max} = 0.5 \%$, $\cos \varphi = 0.8$

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} l I_b \cos \varphi 100 \%}{\kappa S U_n} = \frac{\sqrt{3} \cdot 45 \text{ m} \cdot 36.12 \text{ A} \cdot 0.8 \cdot 100 \%}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 10 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V}} = 1 \%$$

The value is too high, increase S .

$$S = \frac{45 \text{ m} \cdot 0.8}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \left(\frac{2 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 36.1 \text{ A}} - 0.08 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{\text{m}} \cdot 45 \text{ m} \cdot 0.6 \right)} = 21.6 \text{ mm}^2$$

The next standard cross-section $S = 25 \text{ mm}^2 \Rightarrow \Delta u = 0.44 \%$

Selected: NYY 4 x 25 mm²

e) Circuito n. 20

De acuerdo con IEC 60364, parte 52, la caída de tensión máxima permitida en el sistema es del 4 %.

Distribución principal = 0,13 %, Subdistribución 1 = 0,87 %, Subdistribución 3 = 0,44 %

La caída de tensión máxima calculada de la distribución principal, la subdistribución 1 y la subdistribución 3 es del 1,44 %.

$\Rightarrow u_{\max} = 4 \% - 1,44 \% = 2,56 \%$

$I_b = 8 \text{ A}$, $S = 1.5 \text{ mm}^2$, $l = 25 \text{ m}$, $\Delta u_{\max} = 2.54 \%$, $\cos \varphi = 0.8$,
 $U = 230 \text{ V}$

$$\Delta u = \frac{2 l I_b \cos \varphi 100 \%}{\kappa S U_n} = \frac{2 \cdot 25 \text{ m} \cdot 8 \text{ A} \cdot 0.8 \cdot 100 \%}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 1.5 \text{ mm}^2 \cdot 230 \text{ V}} = 1.65 \%$$

$\Rightarrow$ The requirement is satisfied.

Selected: NYM 3 x 1.5 mm²

5. Determinación de los datos del transformador

Given: $u_{kr} = 4 \%$, $U_{THV}/U_{TLV} = 20 \text{ kV}/0.4 \text{ kV}$, $S'_{kQ} = 500 \text{ MVA}$

Balance de potencia del sistema: SG = 104,4 kVA

Se selecciona la potencia nominal del transformador: SrT $\Rightarrow$ 160 kVA

6. Cálculo de corriente de cortocircuito

$$Z_{QT} = \frac{c U_n^2}{S'_k} = \frac{1.1 \cdot (0.4 \text{ kV})^2}{500 \text{ MVA}} = 0.352 \text{ m}\Omega$$

$$X_{QT} = 0.995 Z_{QT} = 0.35 \text{ m}\Omega$$

$$R_{QT} = 0.1 X_{QT} = 0.035 \text{ m}\Omega$$

$$R_T = 15 \text{ m}\Omega$$

$$X_T = 37 \text{ m}\Omega$$

$$Z_T = \frac{u_{kr} U_{LT}^2}{100 \% S_{rT}} = \frac{4 \% \cdot (400 \text{ V})^2}{100 \% \cdot 160 \text{ kVA}} = 40 \text{ m}\Omega$$

a) Distribución principal 1 - I''k3

$$R_{LHV} = \frac{l}{\kappa S} = \frac{10 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} = 1.88 \text{ m}\Omega$$

$$X_{LHV} = l X'_l = 10 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 0.8 \text{ m}\Omega$$

Resumen de resistencias y reactancias

	R	X
Network	0.035 mΩ	0.35 mΩ
Transformer	15 mΩ	37 mΩ
R_{LHV}	1.88 mΩ	0.80 mΩ
R_{MDP}	16.92 mΩ,	$X_{MDP} = 38.15 \text{ m}\Omega$

$$Z_{MDP} = \sqrt{R_{MDP}^2 + X_{MDP}^2}$$

$$Z_{MDP} = \sqrt{(16.92 \text{ m}\Omega)^2 + (38.15 \text{ m}\Omega)^2} = 41.73 \text{ m}\Omega$$

$$I''_{k3} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_{MDP}} = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 41.73 \text{ m}\Omega} = 5.53 \text{ kA}$$

b) Main distribution 1 – I_{k1}^r

$$R_{LHV} = 1.24 \frac{2l}{K'S} = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 10 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2} = 4.66 \text{ m}\Omega$$

$$X_{LHV} = 2lX_L = 2 \cdot 10 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 1.6 \text{ m}\Omega$$

Summary of resistances and reactances

	R	X
Network	0.035 mΩ	0.35 mΩ
Transformer	15 mΩ	37 mΩ
R_{LHV}	4.66 mΩ	1.6 mΩ
R_{MDP}	19.695 mΩ	$X_{MDP} = 39.95 \text{ m}\Omega$

$$Z_{MDP} = \sqrt{(19.695 \text{ m}\Omega)^2 + (39.95 \text{ m}\Omega)^2} = 43.64 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}^r = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_{MDP}} = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 43.64 \text{ m}\Omega} = 5.02 \text{ kA}$$

c) Main distribution 1 – I_{k1}^r

$$R_{LSD1} = \frac{150 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 240 \text{ mm}^2} = 11.16 \text{ m}\Omega$$

$$X_{SD1} = 2 \cdot 150 \text{ m} \cdot 0.08 \text{ m}\Omega/\text{m} = 24 \text{ m}\Omega$$

$$R_{SD1} = R_{LSD1} + R_{MDP} = 11.16 \text{ m}\Omega + 16.97 \text{ m}\Omega = 28.13 \text{ m}\Omega$$

$$X_{SD1} = X_{LSD1} + X_{MDP} = 24 \text{ m}\Omega + 38.76 \text{ m}\Omega = 62.76 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{SD1} = \sqrt{R_{SD1}^2 + X_{SD1}^2} = \sqrt{(28.13 \text{ m}\Omega)^2 + (62.76 \text{ m}\Omega)^2} = 68.77 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}^r = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 68.77 \text{ m}\Omega} = 3.36 \text{ kA}$$

d) Sub-distribution 1 – I_{k1}^r

$$R_{LSD1} = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 150 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 240 \text{ mm}^2} = 27.68 \text{ m}\Omega$$

$$X_{LSD1} = 2 \cdot 150 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 24 \text{ m}\Omega$$

$$R_{SD1} = R_{LSD1} + R_{LHV} = 27.68 \text{ m}\Omega + 20.54 \text{ m}\Omega = 48.22 \text{ m}\Omega$$

$$X_{SD1} = X_{LSD1} + R_{LHV} = 24 \text{ m}\Omega + 39.476 \text{ m}\Omega = 63.476 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{SD1} = \sqrt{(48.22 \text{ m}\Omega)^2 + (63.476 \text{ m}\Omega)^2} = 79.71 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}^r = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 79.71 \text{ m}\Omega} = 2.755 \text{ kA}$$

e) Sub-distribution 2 – I_{k3}^r

$$R_{LSD2} = \frac{80 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 185 \text{ mm}^2} = 7.72 \text{ m}\Omega$$

$$X_{LSD2} = 80 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 6.4 \text{ m}\Omega$$

$$R_{SD2} = R_{LSD1} + R_{SD1} = 7.72 \text{ m}\Omega + 28.13 \text{ m}\Omega = 35.85 \text{ m}\Omega$$

$$X_{SD2} = X_{LSD2} + X_{SD1} = 6.4 \text{ m}\Omega + 62.68 \text{ m}\Omega = 69 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{SD2} = \sqrt{(35.85 \text{ m}\Omega)^2 + (69 \text{ m}\Omega)^2} = 77.75 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}^r = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 77.75 \text{ m}\Omega} = 2.97 \text{ kA}$$

f) Sub-distribution 2 – I_{k1}^r

$$R_{LSD2} = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 80 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 185 \text{ mm}^2} = 19.15 \text{ m}\Omega$$

$$X_{LSD2} = 2 \cdot 80 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 12.8 \text{ m}\Omega$$

$$R_{LSD2} = R_{LSD2} + R_{SD1} = 19.15 \text{ m}\Omega + 48.22 \text{ m}\Omega = 67.37 \text{ m}\Omega$$

$$X_{SD2} = X_{LSD2} + X_{SD1} = 12.8 \text{ m}\Omega + 63.48 \text{ m}\Omega = 76.28 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{SD2} = \sqrt{(67.37 \text{ m}\Omega)^2 + (76.28 \text{ m}\Omega)^2} = 101.77 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}^r = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 101.77 \text{ m}\Omega} = 2.27 \text{ kA}$$

g) Motor 1 – I_{k3}^r

$$R_{LM1} = \frac{35 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 1.5 \text{ mm}^2} = 416.7 \text{ m}\Omega$$

$$R_{M1} = Z_{M1} = R_{LM1} + R_{SD2} = 416.7 \text{ m}\Omega + 35.85 \text{ m}\Omega = 452.5 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}^r = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 452.5 \text{ m}\Omega} = 510.4 \text{ A}$$

h) Motor 1 – I_{k1}^r

$$R_{LM1} = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 35 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 1.5 \text{ mm}^2} = 1033 \text{ m}\Omega$$

$$R_{M1} = R_{LM1} + R_{SD2} = 1033 \text{ m}\Omega + 67.33 \text{ m}\Omega = 1100.33 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}^r = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 1100.33 \text{ m}\Omega} = 209.9 \text{ A}$$

i) Circuit no. 20 – I_{k3}^r

$$R_{L20} = \frac{25 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 1.5 \text{ mm}^2} = 297.6 \text{ m}\Omega$$

$$R_{LSD3} = \frac{45 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 25 \text{ mm}^2} = 32.14 \text{ m}\Omega$$

$$X_{LSD3} = 45 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 3.6 \text{ m}\Omega$$

$$R_{20} = R_{L20} + R_{LSD3} + R_{SD1} = 297.6 \text{ m}\Omega + 32.14 \text{ m}\Omega + 28.13 \text{ m}\Omega = 357.8 \text{ m}\Omega$$

$$X_{20} = X_{LSD3} + X_{SD1} = 3.6 \text{ m}\Omega + 62.68 \text{ m}\Omega = 66.28 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{20} = \sqrt{(357.87 \text{ m}\Omega)^2 + (66.28 \text{ m}\Omega)^2} = 364 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k3}^r = \frac{1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0.364 \Omega} = 635 \text{ A}$$

j) Circuit no. 20 – I_{k1}^r

$$R_{L20} = 1.24 \cdot \frac{2 \cdot 25 \text{ m} \cdot 1000}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 1.5 \text{ mm}^2} = 738.1 \text{ m}\Omega$$

$$R_{LSD3} = 1.24 \cdot 2 \cdot R_{LSD3} = 1.24 \cdot 2 \cdot 32.14 \text{ m}\Omega = 79.71 \text{ m}\Omega$$

$$X_{LSD3} = 2 \cdot 45 \text{ m} \cdot 0.08 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 7.2 \text{ m}\Omega$$

$$R_{20} = R_{L20} + R_{LSD3} + R_{SD1} = 738.1 \text{ m}\Omega + 79.71 \text{ m}\Omega + 48.22 \text{ m}\Omega = 866.03 \text{ m}\Omega$$

$$X_{20} = X_{SD1} + X_{SD1} = 7.2 \text{ m}\Omega + 63.48 \text{ m}\Omega = 70.68 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{20} = \sqrt{(866.03 \text{ m}\Omega)^2 + (70.68 \text{ m}\Omega)^2} = 869 \text{ m}\Omega$$

$$I_{k1}^r = \frac{0.95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0.869 \Omega} = 252.5 \text{ A}$$

7. Cálculo del sistema de compensación:

Dado: $\cos \varphi_1 = 0,85$, $\cos \varphi_2 = 0,95$, $P = 88,86 \text{ kW}$

$$Q_c = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) = 88.86 \text{ kW} \cdot (0.62 - 0.32) = 26.65 \text{ kvar}$$

$$C = \frac{Q_c}{U_n^2 2 \pi f} = \frac{26.65 \text{ kvar}}{(400 \text{ V})^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ s}^{-1}} = 530.34 \mu\text{F}$$

$$I_{nar} = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi^2} = \frac{88.86 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0.95} = 135 \text{ A}$$

8. Prueba: Protección por apertura

- a) Main distribution 1 $\Rightarrow I_r = 250 \text{ A}$, $I'_{k1} = 5 \text{ A}$, $t_a = 0.015 \text{ s}$
- b) Sub-distribution 1 $\Rightarrow I_r = 200 \text{ A}$, $I'_{k1} = 2.75 \text{ kA}$, $t_a = 0.3 \text{ s}$ (this satisfies the requirement of maximum 5 seconds)
- c) Sub-distribution 2 $\Rightarrow I_r = 125 \text{ A}$, $I'_{k1} = 2.25 \text{ kA}$, $t_a = 0.06 \text{ s}$
- d) Circuit no. 20 $\Rightarrow I_r = 16 \text{ A}$, $I'_{k1} = 252.5 \text{ A}$, $t_a = 0.01 \text{ s}$
(maximum 0.2 seconds)

9. Consideraciones de electividad

- a) Sin selectividad entre interruptor automático y NH1
- b) Sin selectividad entre la distribución principal 1 y la subdistribución 2
- c) Selectividad entre la distribución principal 1 y la distribución secundaria 3
- d) Selectividad entre subdistribución 1 y subdistribución 2
- e) Selectividad entre subdistribución 1 y subdistribución 3

Posibilidades de optimización del sistema:

- Uso de interruptores automáticos de potencia con selectividad de tiempo escalonada
- Cableado en forma de estrella de la distribución principal 1

12.5.8 Ejemplo 8: Cálculo de corrientes de cortocircuito con correcciones de impedancia

Dada una red de 220 kV con los datos de operación de la figura 12.25, calcule las corrientes de cortocircuito en Q y A con correcciones de impedancia:

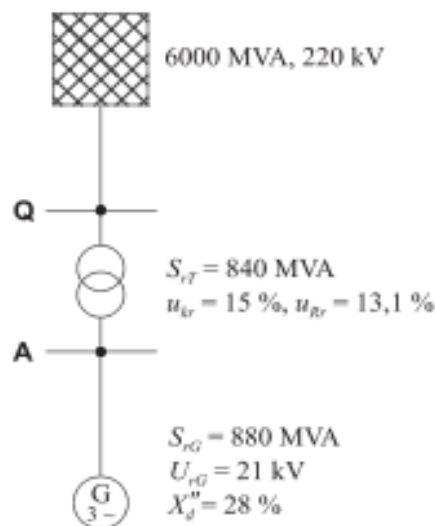


Figura 25 Corrientes de cortocircuito con correcciones de impedancia

Network:

$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}^2}{S_{kQ}} = \frac{1.1 \cdot (220 \text{ kV})^2}{6000 \text{ MVA}} = 8.873 \Omega$$

Generator:

$$Z_G = \frac{x_d'' U_{rG}^2}{100 \% S_{rG}} = \frac{28 \% \cdot (21 \text{ kV})^2}{100 \% \cdot 880 \text{ MVA}} = 0.14 \Omega$$

Correction factor:

$$K_{G,KW} = \frac{c}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} = \frac{1.1}{1 + 0.28 \cdot 0.557} = 0.951$$

Corrected generator impedance:

$$Z_{G,KW} = K_{G,KW} Z_G = 0.951 \cdot 0.14 \Omega = 0.133 \Omega$$

Block transformer:

$$Z_{THV} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}} = \frac{15 \%}{100 \%} \cdot \frac{(220 \text{ kV})^2}{840 \text{ MVA}} = 8.64 \Omega$$

$$Z_{TLV} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{S_{rT}} = \frac{13.1 \%}{100 \%} \cdot \frac{(21 \text{ kV})^2}{840 \text{ MVA}} = 0.06877 \Omega$$

$$Z_{T,KW} = c Z_{TLV} = 1.1 \cdot 0.06877 \Omega = 0.0756 \Omega$$

Calculation of the short circuit currents at the network power supply feeder Q:

$$I_k^r = I_{kQ}^r + I_{kKW}^r$$

$$I_{kQ}^r = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} Z_Q} = \frac{1.1 \cdot 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 8.873 \Omega} = 15.76 \text{ kA}$$

$$\begin{aligned} K_{KW} &= \left(\frac{\hat{u}_f}{\hat{u}_r} \right)^2 \cdot \frac{c}{1 + (x_d - x_T) \sin \varphi_{rG}} \\ &= \left(\frac{220 \text{ kV}}{21 \text{ kV}} \right)^2 \cdot \left(\frac{21 \text{ kV}}{233 \text{ kV}} \right)^2 \cdot \frac{1.1}{1 + (0.28 - 0.131) \cdot 0.63} \\ &= 0.8965 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{KW} &= K_{KW} (\hat{u}_r^2 Z_G + Z_{TOS}) \\ &= 0.8965 \left[\left(\frac{220 \text{ kV}}{21 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0.14 + 8.64 \Omega \right] = 21.52 \Omega \end{aligned}$$

$$I_{kKW}^r = \frac{1.1 \cdot 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 21.52 \Omega} = 6.49 \text{ kA}$$

$$I_k^r = 15.76 \text{ kA} + 6.49 \text{ kA} = 22.25 \text{ kA}$$

Calculation of the short circuit currents in A:

$$I_k^r = I_{kG}^r + I_{kT}^r$$

$$I_{kG}^r = \frac{c U_{rG}}{\sqrt{3} Z_{G,KW}} = \frac{1.1 \cdot 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 0.133 \Omega} = 100.4 \text{ kA}$$

$$I_{kT}^r = \frac{1.1 U_{rG}}{\sqrt{3} (Z_{T,KW} + \frac{1}{\hat{u}_r^2} Z_Q)}$$

$$I_{kT}^r = \frac{1.1 \cdot 21 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot (0.0756 \Omega + (\frac{21 \text{ kV}}{220 \text{ kV}})^2 \cdot 8.873 \Omega)} = 85.24 \text{ kA}$$

$$I_k^r = 100.4 \text{ kA} + 85.24 \text{ kA} = 185.64 \text{ kA}$$

13

Cálculos de caída de voltaje

CEI 60364, Parte 52

Los cables y líneas son la parte más importante de un sistema durante la planificación y configuración. Deben poder soportar las tensiones mecánicas y térmicas, y transferir la energía de los equipos conectados con la menor pérdida posible. Esto requiere el cuidadoso dimensionamiento de las redes eléctricas. Los sistemas y electrodomésticos actuales se adaptan a la tensión nominal de la red. Esto puede fluctuar solo dentro de los límites establecidos, ya que de lo contrario no se puede garantizar una salida de potencia normal y el equipo puede destruirse. En esta sección se analiza la caída de tensión y la longitud máxima de línea para redes CA y trifásicas, sobre la base de las normas y estándares existentes.

13.1 Regulación de voltaje

Los cables y líneas son los medios de transferencia que permiten el transporte y distribución de energía eléctrica, predominantemente en corriente alterna y trifásica. Cuando una corriente eléctrica fluye a través de un cable o una línea, se genera calor y se define de acuerdo con $P = I^2 R$. La cantidad de calor generado durante un período de tiempo definido viene dada por $Q = I^2 R t$. Esta pérdida de calor debe disiparse antes de que se destruya el aislamiento.

Siempre se supone que la resistencia de línea en una red está a 20 °C. Para el cálculo de la caída de tensión, la temperatura de funcionamiento admisible es de 70 °C. En las redes de baja tensión, la corriente capacitiva es muy pequeña, por lo que en el circuito equivalente se pueden despreciar todas las capacidades de operación. Así, el cable o la línea se pueden representar con una resistencia efectiva y una reactancia. Las cargas son óhmico-inductivas.

Para líneas cortas, el calor Joule es decisivo, y para líneas largas, la caída de voltaje es decisiva. Surge un cambio de fase entre la corriente y el voltaje.

13.1.1 Caída de tensión admisible según las condiciones técnicas de conexión

Para un requisito de potencia de más de 100 kVA entre el punto de suministro de la compañía eléctrica y los instrumentos de medición, de acuerdo con la Tabla 13.1, se permite una caída de tensión superior al 0,5 %.

Power requirement kVA	Max. permissible voltage drop %
< 100	0.50
100 to 250	1.00
250 to 400	1.25
over 400	1.50

Tabla 13.1: Caída de tensión máxima admisible según Condiciones Técnicas de Conexión

13.1.2 Caída de tensión admisible de acuerdo con las instalaciones eléctricas de los edificios

La caída de tensión permisible en el sistema eléctrico antes del equipo de medición se puede tomar de las condiciones técnicas para la conexión de la compañía de suministro eléctrico. La caída de tensión en el sistema eléctrico detrás del equipo de medición no puede superar el 3 %, teniendo en cuenta la norma IEC 60 364 Parte 52. La base para el cálculo de la caída de tensión es la corriente nominal del equipo de protección contra sobrecorriente aguas arriba.

13.1.3 Caídas de tensión en sistemas de carga

IEC 60364 Parte 52

La caída de tensión desde la intersección entre la red de distribución y el sistema de carga hasta el punto de conexión del equipo consumidor (toma eléctrico o terminales del equipo) no podrá ser superior al 4 % de la tensión nominal de la red. De acuerdo con las condiciones técnicas de conexión, las líneas de la compañía eléctrica en redes de media y alta tensión tienen una caída de tensión de +10 % y –10 %.

El cálculo de la caída de tensión en redes eléctricas se puede realizar con las siguientes ecuaciones:

- For DC currents
1. Voltage drop in V

$$\Delta U = \frac{2 l I}{\kappa S}$$

(13.1)

2. Power in W

$$P = UI \quad (13.2)$$

- For single-phase AC currents

1. Voltage drop in V

$$\Delta U = \frac{2 l I \cos \varphi}{\kappa S} \quad (13.3)$$

2. Power in W

$$P = UI \cos \varphi \quad (13.4)$$

- For three-phase currents

1. Voltage drop in V

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} l I \cos \varphi}{\kappa S} \quad (13.5)$$

2. Power in W

$$P = \sqrt{3} U I \cos \varphi \quad (13.6)$$

- Percent voltage drop

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n 100 \%} \quad (13.7)$$

For a symmetrically loaded three-phase network:

$$\Delta U = \sqrt{3} l I (R'_L \cos \varphi + X'_L \sin \varphi) \quad (13.8)$$

With

$$R'_L = \frac{1}{\kappa S} \quad (13.9)$$

for the voltage drop in %:

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} I_n l \left(\frac{1}{\kappa S} \cos \varphi + X'_L \sin \varphi \right)}{U_n} 100 \% \quad (13.10)$$

13.1.4 Caídas de tensión según IEC 60364

Para la instalación de sistemas de alta intensidad hasta 1 kV es necesario tener en cuenta las longitudes máximas admisibles de cables y líneas. Sobre todo, protección contra descargas indirectas, protección en caso de cortocircuito y limitación de la caída de tensión deben tenerse en cuenta durante la planificación y configuración de sistemas eléctricos.

El suplemento 5 describe los siguientes parámetros para las longitudes de línea máximas permitidas, lo que conduce en cada caso a resultados diferentes.

13.1.5 Parámetros para la longitud máxima de línea

1. Protección contra golpes directos
2. Protección contra golpes indirectos
3. Protección contra cortocircuitos y sobrecarga
4. apertura con el uso de un dispositivo de protección contra sobrecorriente, como
 - fusibles
 - Rompedores de circuito
 - Disyuntores de potencia
 - Disyuntores de corriente de falla (RCDs)
5. Cumplimiento de la protección contra descargas eléctricas para el tiempo de desconexión t_a :
 - 0,4 s: en circuitos de hasta 35 A de corriente nominal con tomas eléctricas
 - 0,4 s: en circuitos de clase de protección I, para equipos accionados manualmente
 - 5 s: en todos los demás circuitos para equipos instalados permanentemente
6. I_a : Corriente de apertura (corriente de ruptura) para:
 - Fusibles: límite superior de la característica de tiempo-corriente
 - Interruptores automáticos: I_a = corriente de disparo (I_5) I_n , dentro de 0,1 s
 - Disyuntores de potencia: $I_a \geq 1.2$ es decir
 - RCDs: $I_a = I_{\Delta r}$ (corriente residual nominal)
7. Corriente de cortocircuito unipolar: I_{k1}'' , a 80 °C
8. Coordinación de la limitación de longitud
9. Capacidad de apertura del dispositivo de protección $I_{k1}''^3$

Para el cálculo de la longitud máxima de la línea, primero es necesario calcular la corriente de cortocircuito unipolar más pequeña de acuerdo con IEC 60 364, Suplemento 5 (Figura 13.1).

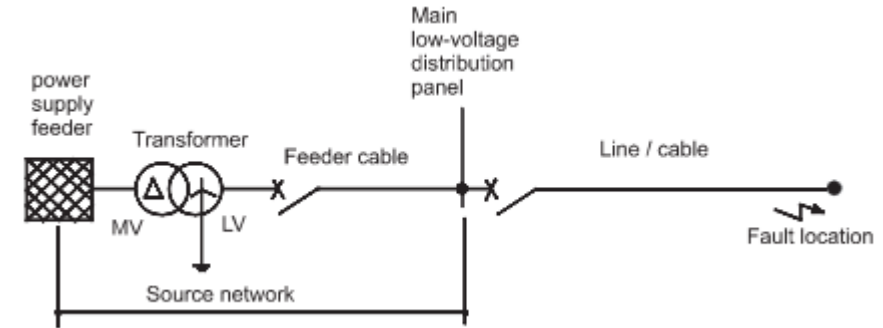


Figura 13.1 Esquema de red

$$I_{k1min}'' = \frac{\sqrt{3} c_{min} U_n}{3 \cdot \sqrt{(2l R'_l + R_v)^2 + (2l X'_l + X_v)^2}} \quad (13.11)$$

La impedancia de fuente Z_n de la red de fuente (red de alimentación de alimentación, transformador y cable de alimentación) viene dada por:

$$\underline{Z}_v = R_v + jX_v = \frac{2R_N + R_{0N}}{3} + j \frac{2X_N + X_{0N}}{3} \quad (13.12)$$

La resistencia en el sistema de secuencia positiva de la red fuente es:

$$R_N = R_Q + R_T + R_{LN}$$

La resistencia en el sistema de secuencia cero de la red fuente es:

$$R_{0N} = R_{0T} + R_{0LN}$$

La reactancia en el sistema de secuencia positiva de la red fuente es

$$X_N = X_Q + X_T + X_{LN}$$

La reactancia en el sistema de secuencia cero de la red fuente es:

$$X_{0N} = X_{0T} + X_{0LN}$$

La resistencia del transformador en el sistema homopolar es:

$$R_{0T} = \text{valor de la tabla} \cdot R_T$$

La reactancia del transformador en el sistema de secuencia cero es:

$$X_{0T} = \text{valor de la tabla} \cdot X_T$$

La resistencia en el sistema homopolar del cable alimentador es:

$$R_{0LN} = \text{valor de tabla} \cdot R_L$$

La reactancia en el sistema de secuencia cero del cable de alimentación es:

$$X_{0LN} = \text{valor de tabla} \cdot X_L$$

Para cables y líneas con secciones reducidas de PEN o conductor de protección:

Aquí se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- ☐ El factor $\gamma_{\min} = 0.95$ se toma de la Tabla 12.1.
- ☐ Se desprecian los motores.
- ☐ Se utilizan las resistencias efectivas de las líneas a 80 °C.
- ☐ El diseño de la red se elige de modo que circule la corriente de cortocircuito más pequeña.

En la práctica, la corriente de cortocircuito unipolar más pequeña se calcula con un método simplificado. El error de cálculo puede llegar al 20 %:

$$I''_{k1\min} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_k}$$

The meanings of the symbols are:

$c_{\min}$	Voltage factor
U_n	Nominal network voltage
R_Q, X_Q	Resistance, inductance of source network
R_T, X_T	Resistance, inductance of transformer
R_L, X_L	Resistance, inductance of line network
R_{0T}, X_{0T}	Zero-sequence resistance, inductance of transformer
R_{0L}, X_{0L}	Zero-sequence resistance, inductance of line network
R_v	Loop resistance of source network
X_v	Loop reactance of source network
R'_L	Resistance per unit length of cable
R'_{L1}	Resistance per unit length of external line
R'_{L2}	Resistance per unit length of PEN or protective conductor
X'_L	Reactance per unit length of cable
l	Line length

13.1.6 Resumen de parámetros característicos

- 1. Sección transversal de la línea
- 2. Aislamiento y tipo de cable o línea
- 3. Dispositivo de protección contra sobrecorriente
- 4. Ajuste de corriente o corriente nominal
- 5. Tiempo límite para la protección contra golpes
- 6. Impedancia de fuente
- 7. Limitación de caída de voltaje
- 8. Protección contra descargas indirectas en sistemas TN, TT e IT

En redes de CA y trifásicas, la reactancia inductiva puede despreciarse para cables y líneas de menos de 16 mm2. Aquí es suficiente calcular con la resistencia DC. En este punto, vale la pena mencionar otros cálculos para las longitudes máximas de línea [31]:

$$l = \frac{\frac{c U_n}{\sqrt{3} I_{kl}''} - Z_v}{2 z_l} \tag{13.15}$$

$$l = \frac{\kappa S \cdot 10^{-3} \left(\frac{U_0 10^3}{I_{kl}''} - Z_v \right)}{n} \tag{13.16}$$

Para n se puede usar:
n = 2 para secciones transversales idénticas
n = 3 para una línea de retorno de media sección.

Cálculo de la longitud máxima de transmisión, considerando la caída de tensión:

$$I_{max} = \frac{U_n \Delta u \cos \varphi}{P (R'_l \cos \varphi + X'_l \sin \varphi) \cdot 10^{-3}} \tag{13.17}$$

Aquí los significados de los símbolos son:

I	Current in A
U_0	Line-to-ground voltage in V
U_n	External line voltage in V
P	Power in kW
R'_l	Effective per unit line resistance in Ω/m
X'_l	Effective per unit line reactance in Ω/m
Z_v	Source impedance in $m\Omega/m$
S	Line cross-section in mm^2
κ	Conductivity in $\frac{A\sqrt{s}}{mm^2}$
Δu	Percent voltage drop in %
ΔU	Voltage drop in V
l	Line length in m
$\cos \varphi$	Power factor
$\sin \varphi$	Reactive factor

13.1.7 Longitudes de conductores con una impedancia de fuente

Las tablas 13.2 y 13.3 dan las longitudes de línea para las condiciones de corte de 0,4 segundos y 5 segundos, dispuestas de acuerdo con los dispositivos de protección de línea. Las impedancias de fuente en líneas aéreas son $Z_v = 300 \cdots 600 \text{ m}\Omega$, según la distancia al alimentador, y en redes de cable $Z_v = 100 \cdots 300 \text{ m}\Omega$ para comparación.

Tabla 13.2: Longitudes máximas de línea con impedancias de fuente hasta la placa de montaje del medidor para un tiempo de corte de $t_a = 0,4$ segundos

Cross-section mm^2	OPE A	l_{max} in m for		
		$Z_v = 200 \text{ m}\Omega$	$Z_v = 400 \text{ m}\Omega$	$Z_v = 600 \text{ m}\Omega$
1.5	B/C10	145/69	138/62	131/55
1.5	B/C13	108/50	101/44	94/37
1.5	B/C16	88/40	81/33	74/26
1.5	B/C20	69/31	62/24	55/17
2.5	B/C16	146/67	135/56	123/44
2.5	B/C25	115/51	103/40	91/28
2.5	B/C32	89/39	78/27	65/16
4	B/C20	182/82	165/64	146/45
4	B/C25	143/62	124/44	106/25
4	B/C32	108/45	89/26	71/3
6	B/C25	215/94	187/66	160/38
6	B/C32	162/67	134/39	107/12
10	B/C32	272/112	225/66	138/20

Tabla 13.3: Longitudes máximas de línea con impedancias de fuente hasta la placa de montaje del medidor para un tiempo de corte de $t_a = 5$ segundos

Cross-section mm^2	OPE A	l_{max} in m for		
		$Z_v = 200 \text{ m}\Omega$	$Z_v = 400 \text{ m}\Omega$	$Z_v = 600 \text{ m}\Omega$
1.5	B/C10	145	138	131
1.5	B/C13	108	101	94
1.5	B/C16	88	81	74
1.5	B/C20	69	62	55
2.5	B/C16	146	135	123
2.5	B/C25	115	103	91
2.5	B/C32	89	78	65
4	B/C20	182	165	146
4	B/C25	143	124	106
4	B/C32	108	89	71
6	B/C25	215	187	160
6	B/C32	162	134	107
10	B/C32	272	225	138

La tabla 13.4 da las resistencias efectivas por unidad de longitud.

Tabla 13.4: Resistencia por unidad de longitud para cable (Cu) con aislamiento plástico

Cross-section S mm^2	R'_L at 70 °C Ω/km	X'_L Ω/km	Z'_L		
			0.95 Ω/km	0.9 Ω/km	0.8 Ω/km
4 × 1.5	14.47	0.115	13.8	13.1	11.65
4 × 2.5	8.71	0.110	8.31	7.89	7.03
4 × 4	5.45	0.107	5.21	4.95	4.42
4 × 6	3.62	0.100	3.47	3.30	2.96
4 × 10	2.16	0.094	2.08	1.99	1.78
4 × 16	1.36	0.090	1.32	1.26	1.14
4 × 25	0.863	0.086	0.847	0.814	0.742
4 × 35	0.627	0.083	0.622	0.6	0.55
4 × 50	0.463	0.083	0.466	0.453	0.42
4 × 70	0.321	0.082	0.331	0.326	0.306
4 × 95	0.232	0.082	0.246	0.245	0.306
4 × 120	0.184	0.080	0.2	0.2	0.195
4 × 150	0.150	0.080	0.168	0.17	0.168
4 × 185	0.1202	0.080	0.139	0.143	0.144
4 × 240	0.0922	0.079	0.112	0.117	0.121
4 × 300	0.0745	0.079	0.0954	0.101	0.107

La sección transversal de la cabina del cable se tomará de la figura 13.2, teniendo en cuenta el valor $\cos \varphi$, la temperatura de la línea (70 °C) y la caída de tensión (5 %).

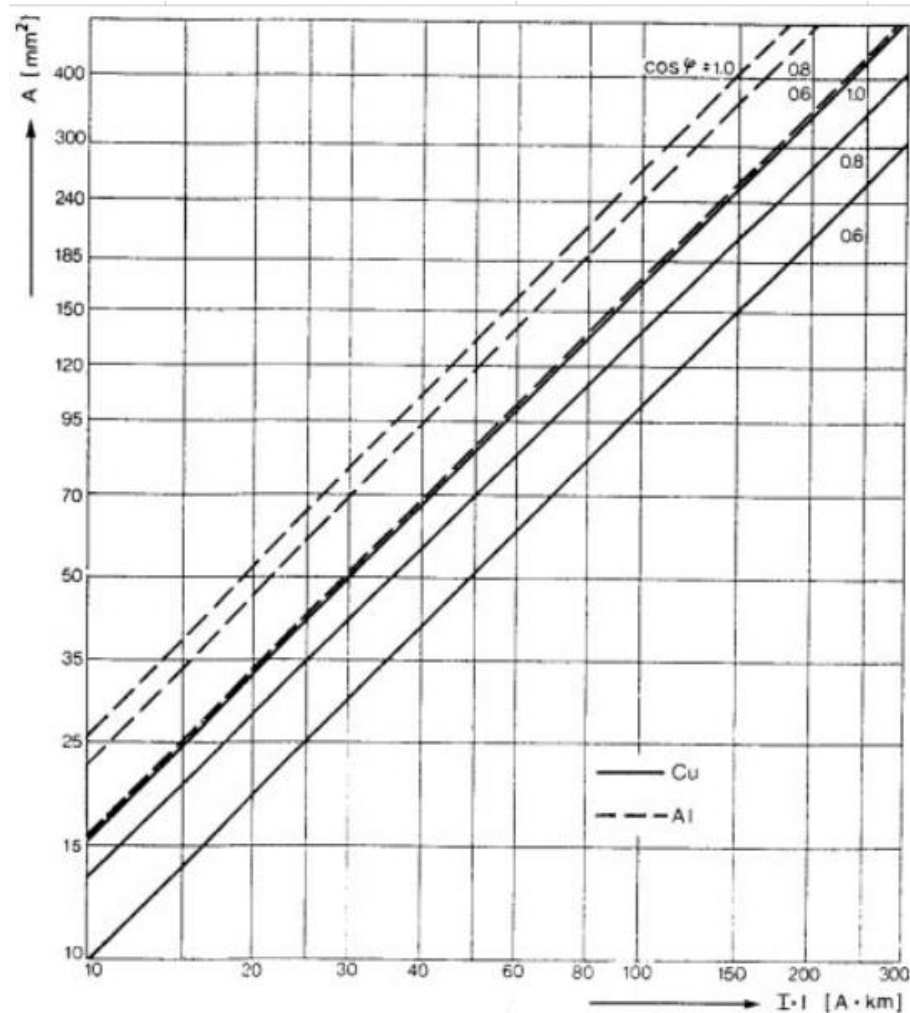


Figura 13.2 Caída de tensión para cables de baja tensión [35]

13.2 Ejemplos para el Cálculo de Caídas de Tensión

13.2.1 Ejemplo 1: Cálculo de la caída de voltaje para un sistema de CC

Dado el sistema de CC que se muestra en la Figura 13.3, calcule la caída de voltaje en %.

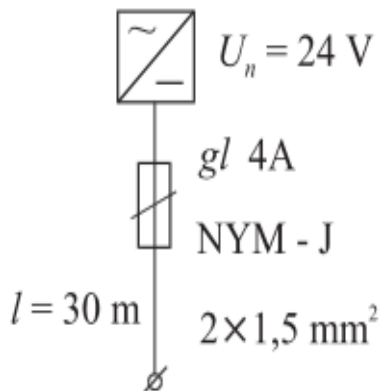


Figura 13.3 Caída de voltaje para un sistema de CC

$$\Delta U = \frac{2 l I_n}{\kappa S} = \frac{2 \cdot 30 \text{ m} \cdot 4 \text{ A}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 1.5 \text{ mm}^2}$$

$$= 2.85 \text{ V}$$

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \% = \frac{2.85 \text{ V}}{24 \text{ V}} \cdot 100 \% = 11.875 \%$$

De acuerdo con IEC 60364, parte 52, solo se permite el 4 %.

13.2.2 Ejemplo 2: Cálculo de la caída de voltaje para un sistema de CA

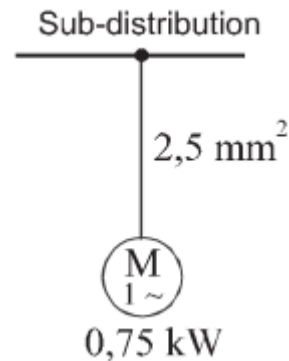


Figura 11.4 Caída de voltaje para un sistema de CA

Dado el motor de la figura 13.4 con $l = 30 \text{ m}$, $\cos \varphi = 0,8$ y $\eta = 0,74$, calcular la caída de tensión en %.

$$I_b = \frac{P}{U_n \cos \varphi \eta} = \frac{0.75 \text{ kW}}{230 \text{ V} \cdot 0.8 \cdot 0.74} = 5.5 \text{ A}$$

$$\Delta U = \frac{2 l I \cos \varphi}{\kappa S} = \frac{2 \cdot 30 \text{ m} \cdot 5.5 \text{ A} \cdot 0.8}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2} = 1.89 \text{ V}$$

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \% = \frac{1.89 \text{ V}}{230 \text{ V}} \cdot 100 \% = 0.82 \%$$

13.2.3 Caída de tensión para un sistema trifásico

De acuerdo con IEC 60 364, parte 52, la caída de tensión no debe superar el 4 %. Dado el sistema con un sistema de distribución principal y dos sistemas de subdistribución que se muestra en la Figura 13.5, comprobar si se cumple este requisito.

Si no existen otras resistencias por unidad de longitud, podemos utilizar los siguientes valores [31]:

$$X'_L \approx 0.08 \text{ m}\Omega/\text{m for cables and lines}$$

$$X'_L \approx 0.33 \text{ m}\Omega/\text{m for overhead lines}$$

$$X'_L \approx 0.12 \text{ m}\Omega/\text{m for busbars}$$

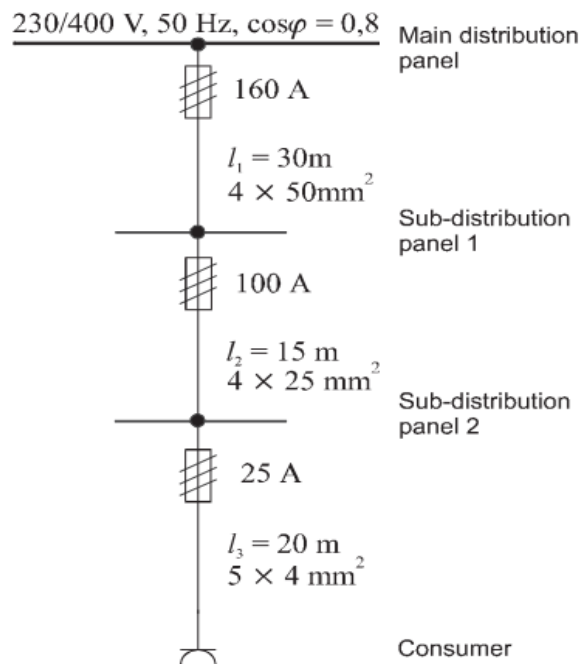


Figura 13.5 Caída de tensión para un sistema trifásico

Aquí
$$\Delta U = \sqrt{3} I l (R'_L \cos \varphi + X'_L \sin \varphi)$$

With

$$R'_L = \frac{1}{\kappa S} \quad \text{and} \quad \Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \%$$

this results in:

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} I_n l (1 \kappa S \cos \varphi + X'_L \sin \varphi)}{U_n} 100 \%$$

a) Línea aérea entre distribución principal y subdistribución 1

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} \cdot 160 \text{ A} \cdot 30 \text{ m} \cdot \left(\frac{1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 50 \text{ mm}^2} \cdot 0.8 + 0.33 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 0.6 \right)}{400 \text{ V}} \cdot 100 \%$$

$$= 1 \%$$

b) Cable entre subdistribución 1 y subdistribución 2

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \text{ A} \cdot 15 \text{ m} \cdot \left(\frac{1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 25 \text{ mm}^2} \cdot 0.8 + 0.33 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 0.6 \right)}{400 \text{ V}} \cdot 100 \%$$

$$= 0.5 \%$$

c) Línea entre la subdistribución 2 y el toma eléctrico

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} \cdot 25 \text{ A} \cdot 20 \text{ m} \cdot \left(\frac{1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 4 \text{ mm}^2} \cdot 0.8 + 0.33 \text{ m}\Omega/\text{m} \cdot 0.6 \right)}{400 \text{ V}} \cdot 100 \%$$

$$= 0.82 \%$$

La caída de tensión total en el toma eléctrico es $\Delta u = 2,32 \%$

13.2.4 Ejemplo 4: Cálculo de la Caída de Voltaje para un Distribuidor

Dado un distribuidor con los siguientes datos (Figura 13.6):

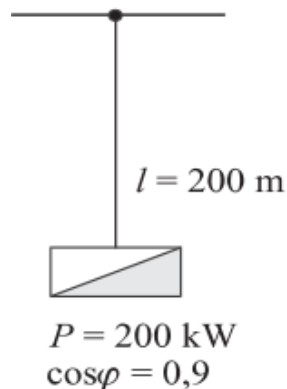


Figura 13.6 Caída de tensión para un distribuidor

$P = 200 \text{ kW}$, $U_n = 400 \text{ V}$, $l = 200 \text{ m}$, $\Delta u = 4 \%$, $\cos \varphi = 0,9$.

¿Qué tan grande es la caída de voltaje en el distribuidor?

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi} = \frac{200 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0.9} = 321 \text{ A}$$

$$\Delta U = \frac{\Delta u}{100 \% } U_n = \frac{4 \% }{100 \% } \cdot 400 \text{ V} = 16 \text{ V}$$

$$\begin{aligned} Z &= \frac{\Delta U}{\sqrt{3} l I} \\ &= \frac{16 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 200 \text{ m} \cdot 321 \text{ A}} = 0.144 \frac{\Omega}{\text{km}} \end{aligned}$$

De la Tabla 13.4, se obtiene una sección transversal de $4 \times 185 \text{ mm}$ con $Z = 0.143 \Omega/\text{km}$.

Para esta sección transversal, la caída de voltaje es entonces:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} l I (R'_L \cos \varphi + X'_L \sin \varphi) \\ &= \sqrt{3} \cdot 200 \text{ m} \cdot 321 \text{ A} \cdot (0.143 \frac{\Omega}{\text{km}}) = 15.88 \text{ V} \end{aligned}$$

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \% = \frac{15.88 \text{ V}}{400 \text{ V}} \cdot 100 \% = 3.97 \%$$

13.2.5 Cálculo de la Sección Transversal en función de la Caída de Tensión

Dado el motor trifásico de la figura 13.7 con los siguientes datos:

$U_n = 400 \text{ V}$, $P = 5,5 \text{ kW}$, $\eta = 0,83$, $\cos \varphi = 0,85$, con una caída de tensión admisible del 5 %.

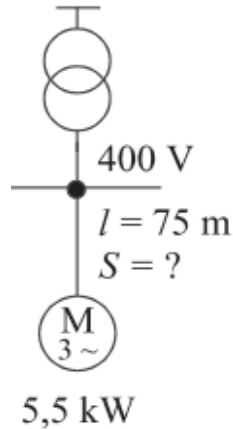


Figura 13.7 Cálculo de la sección transversal en función de la caída de tensión

La corriente nominal del fusible es $I_n = 63 \text{ A}$ y la corriente umbral del dispositivo de disparo electromagnético no retardado es $I = 160 \text{ A}$.

La conexión del motor se realizará a través de una línea a un transformador. Se puede despreciar la resistencia interna de la red y del transformador.

La longitud de la línea (simple) es $l = 75 \text{ m}$. Encontrar la sección transversa S .

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi \eta} = \frac{5.5 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 0.85 \cdot 0.83} = 11.26 \text{ A}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} Z l I$$

$$Z = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} l I} = \frac{20 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0.075 \text{ km} \cdot 11.26 \text{ A}} = 13.68 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

El cable se selecciona de la Tabla 13.4: **4 x 2,5 mm²**

13.2.6 Ejemplo 6: Cálculo de Caída de Tensión para una planta industrial

En una planta industrial, el sistema de distribución principal se fusiona con 200 A a una distancia de 200 m. ¿Qué tan grande es la caída de voltaje en la línea? La base para el cálculo es el dispositivo de protección contra sobrecorriente aguas arriba.

$$Z_L = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} I I_n} = \frac{16 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 0.2 \text{ km} \cdot 200 \text{ A}} = 0.231 \Omega/\text{km}$$

$$\begin{aligned} \Delta u &= \frac{\sqrt{3} I I_n Z_L}{U_n} \cdot 100 \% \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 0.2 \text{ km} \cdot 200 \text{ A} \cdot 0.231 \Omega/\text{km}}{400 \text{ V} \cdot 100 \%} = 4 \% \end{aligned}$$

13.2.7 Ejemplo 7: Cálculo de la caída de tensión de una toma de corriente

Se instalará una toma de corriente a una distancia de 35 m de un sistema de subdistribución. Se utilizará un disyuntor de potencia B16 A como dispositivo de protección. La sección transversal de la línea es de 2,5 mm². Calcule la caída de voltaje a 20 °C.

$$\begin{aligned} \Delta u &= \frac{2 I \cdot 100 \% \cos \varphi}{\kappa S U_n} \\ &= \frac{2 \cdot 35 \text{ m} \cdot 16 \text{ A} \cdot 100 \% \cdot 1}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2 \cdot 230 \text{ V}} = 3.47 \% \end{aligned}$$

13.2.8 Ejemplo 8: Cálculo de la caída de tensión para una unidad de almacenamiento de agua caliente

Una unidad de almacenamiento de agua caliente de 4 kW está conectada a una distancia de 40 m de una línea. ¿Qué tan grande es la caída de voltaje de la línea seleccionada?

Consumo de corriente de la unidad:

$$\begin{aligned} P &= \sqrt{3} U I \\ I &= \frac{P}{\sqrt{3} U} = \frac{4 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 5.77 \text{ A} \end{aligned}$$

De la IEC 60364, Parte 43, la sección es $S = 1,5 \text{ mm}^2$

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} I P \cdot 100 \%}{\kappa S U_n^2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 40 \text{ m} \cdot 4 \text{ kW} \cdot 100 \%}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 2.5 \text{ mm}^2 \cdot (230 \text{ V})^2} = 2.06 \%$$

13.2.9 Ejemplo 9: Cálculo de la caída de voltaje para una instalación de bombeo

Se determinaron los siguientes valores para una instalación de bombeo (Figura 13.8):

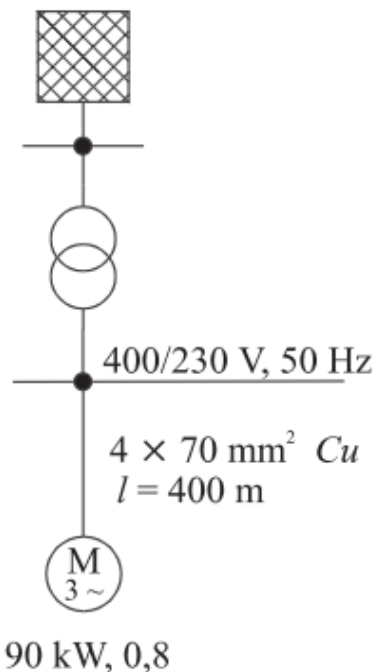


Figura 13.8 Caída de voltaje para una instalación de bombeo

$$P = 90 \text{ kW}, U = 210 \text{ V}, \cos \varphi = 0.88, X'_L = 0.33 / \text{m}.$$

Calcular la caída de tensión en el motor:

$$P = \sqrt{3} U I \cos \varphi$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{90 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 210 \text{ V} \cdot 0.88} = 281.18 \text{ A}$$

$$I_w = I \cos \varphi = 281.18 \text{ A} \cdot 0.88 = 247.43 \text{ A}$$

$$I_b = I \sin \varphi = 281.18 \text{ A} \cdot 0.474 = 133.28 \text{ A}$$

$$R = \frac{l}{\kappa A} = \frac{400 \text{ m}}{56 \frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2} \cdot 70 \text{ mm}^2} = 0.102 \Omega$$

$$X = 0.33 \text{ m}\Omega / \text{m} \cdot 400 \text{ m} = 0.132 \Omega$$

$$\begin{aligned} \Delta U &= I R \cos \varphi + I X \sin \varphi = I_w R + I_b X \\ &= 247.43 \text{ A} \cdot 0.102 \Omega + 133.28 \text{ A} \cdot 0.132 \Omega = 42.8 \text{ V} \end{aligned}$$

$$U_1 = 210 \text{ V} + 22.5 \text{ V} = 252.8 \text{ V}$$

$$\Delta u = \frac{\Delta U \cdot 100 \%}{U_1} = \frac{42.8 \text{ V} \cdot 100 \%}{252.8 \text{ V}} = 16.9 \%$$

14

Lighting Systems

14.1

Interior Lighting

Lamps are technical realizations of artificial light sources primarily intended for lighting purposes, that is for lighting and illumination. They convert electrical energy into light.

Terms and definitions

Light fixtures

- Light fixtures serve the purpose of influencing the light beam generated by a light source in such a way as to achieve optimal illumination of a system. Light fixtures are therefore electrical operational equipment containing lamps and accessories, which guide the light radiated from the lamps in the required direction.

For the planning and configuration of interior lighting systems the following definitions, standards and specifications are especially important [67]:

Dry rooms

- Dry rooms are rooms and places in which as a rule neither condensation water nor air saturated with humidity occurs, with no or very little accumulation of non-flammable dust.

Damp areas

- Damp areas are rooms and places in which the reliability of the operating equipment can be impaired by humidity, condensation water or by chemical or similar influences.

Wet areas

- Wet areas are rooms and places in which the floors, walls and equipment are sprayed for the purpose of cleaning.

Bath and shower room areas

- Rooms with bathtubs and showers are divided into four areas and are regarded according to type of area and use as dry, damp or wet rooms.

Open air systems

Open air systems are areas protected by roofing against the effects of weather, whereas unprotected systems are exposed to rain.

- Swimming pools and baths
- Swimming pools and baths are regarded as damp and wet areas. Agricultural operating areas
Agricultural operating areas are stalls and adjoining rooms, rooms for the large- scale housing of animals, storage rooms and supply rooms, which are considered at the same time both damp rooms and operating areas subject to fire hazards.
- Operating areas subject to explosion hazards
Operating areas subject to explosion hazards are classified as zones according to their condition and the probability of occurrence of a hazardous and potentially explosive atmosphere.
- Operating areas subject to fire hazards
In operating areas which are endangered by the presence of dust or fibrous materials, readily flammable materials can accumulate in hazardous levels on the electrical operational equipment. Higher temperatures or arcing on this equipment can lead to the outbreak of a fire.
- Garages

Garages with natural ventilation and adjoining rooms for sheltering vehicles are regarded as dry rooms, damp rooms or operating areas subject to fire hazards. For the installation of a lighting system, it is necessary to take account of the sections of the Workplace Ordinance and similar standard values for workplaces of relevance for lighting systems. For the installation of a lighting system IEC 60364 is of paramount importance for the electrical part.

Of particular interest here are:

IEC 60364, Part 41: Protection against Currents Flowing through the Human Body

IEC 60364, Part 42: Protection against Thermal Influences IEC 60364, Part 43: Protection of Cables and Lines

IEC 60364, Part 51: Selection and Installation of Electrical Operational Equipment

IEC 60364, Part 559: Light Fixtures and Illumination Systems

14.2

Types of Lighting

- The room is uniformly illuminated.

14.2.1 The arrangement of the workplaces is variable (light incident from the side is recommended).

Normal Lighting

Examples: Offices and industrial rooms.

14.2.2

Normal Workplace-Oriented Lighting

- The workstations are arranged in fixed zones within the rooms. The illumination level is high.
-

Examples: Production operations, offices.

14.2.3

Localized Lighting

- Individual workplaces with greater requirements are illuminated more intensely.

Examples: Test benches and lathes.

14.2.4

Technical Requirements for Lighting

1. Illumination level

A sufficient illuminance is required for the illumination level on which the planning and configuration of a system is based. The nominal illuminance refers to an average age and state of pollution. For systems with normal pollution a planning factor of 1.25 is used, for systems with greater pollution a factor of 1.43, and for systems with a high pollution level a factor of 1.67. The decisive plane is 0.85 m above the floor on the horizontal working surface in which the visually-oriented work takes place. The ratio of the vertical to the horizontal illuminance is given by $E_v = 1/3 \cdot E_h$. The height of the working plane in sport facilities and sport halls is taken as 1.0 m and in areas of traffic — 0.20 m above the floor or ground.

2. Uniformity of illumination All workplaces must have identical illumination. The reflection factors must be complied with. The value $E_{\min}/E = 1/1.5$ must be adhered to.

3. Glare restriction

Lighting systems must not give rise to direct glare or glare resulting from reflection. For the evaluation of direct glare, the quality classes together with the required nominal illuminance, are decisive.

4. Direction of lighting and modelling

The viewing direction must always be parallel to the light beam axis. A favorable lighting arrangement is when the light is incident from above to the left. Adequate modelling must also be ensured.

5. Luminous color and color reproduction

The beam distribution of a lamp is decisive for the luminous color. The luminous color for fluorescent lamps is divided into three groups:

- warm white (ww): for relaxation and recuperation, with a high red fraction

- neutral white (nw): for trades and industry
- daylight white (dw): for certain workrooms and workplaces

The color reproduction affects the appearance of the illuminated objects. There are six color reproduction property steps. For interior rooms, at least step 3 is required.

- These must conform with the general rules of engineering practice. These must be suited to the intended purpose.
- 14.2.5 Selection and Installation of Operational Equipment
- These must bear a mark of origin.

- These must be marked with the nominal values.

The effectiveness of the protective measures must be ensured. No hazards may result from the use of these electrical systems.

For building installations, the following specifications apply:

Lighting circuits or combined circuits with electrical outlets may be protected only with maximum 16-A-LS breakers. In accordance with the technical conditions for connections, they must have a making and breaking capacity of 6 kA and conform to selectivity class 3. For all other rooms, lighting circuits can be protected with maximum 25 A or less. It must be possible to isolate three-phase circuits by switching so that all ungrounded lines are simultaneously switched.

For selecting light fixtures the following must be taken into account:

- The permissible normal position
- The behavior of the installation during fire
- The thermal effect on the environment
- The minimum spacing of spotlights
- The suspension attachments - designed for five times their weight, minimum 10 kg
- The wall boxes for concealed installations

14.2.6 The through-wiring must be implemented with heat-resistant lines.

Lighting Circuits for Special Rooms and Systems

IEC 60364, Part 700

1. Bath and shower room areas, Part 701

Lighting circuits can only be installed in class 2 and 3 areas. Light fixtures in class 2 areas must conform to protection class IP X5 or IP X4. Light fixtures in class 3 areas can belong to protection class IP X0.

2. Swimming halls and swimming facilities, Part 702

Underwater spotlights accessible from the interior of the swimming pool may be operated only with a safety extra-low voltage.

3. Sauna facilities, Part 703
Light fixtures of protection class I may be operated only with a safety extra- low voltage or an RCD with 30 mA. The manufacturer's instructions must be followed. The lines and light fixtures must be designed to withstand the high operating temperatures (Table 14.1).

Type of attachment	Maximum ambient temperature
Table 14.1: Ambient temperatures of light fixtures	°C
line inside, underneath ceiling	140
outside, on ceiling	75
outside, direct on wall	60

4. Agricultural operating areas, Part 705
For protection by cut-off only an RCD with 30 mA is permissible. Only circuit breakers, and no fuses, can be installed. Light fixtures must belong to protection class IP 54. If the operating condition of the light fixtures cannot be recognized from the operating site, an illuminated signal display is required.
5. Rooms with limited conductivity, Part 706
Hand lamps may be driven only with a safety extra-low voltage or must have a safety separation from operational equipment. This does not apply for fixed lamps.
6. Operating areas subject to fire hazards, Part 720
In operating areas subject to fire hazards only lines without a metallic sheath may be used. In case of hazards due to dust or fibrous materials, light fixtures must conform to protection classes IP 4X or IP 5X.
7. Camping vehicles, boats and yachts, Part 721
For camping vehicles, boats and yachts lighting fixtures of protection class II should generally be used. When different voltages are used, different sockets must be used to clearly identify the different voltages.
8. Overhung constructions, automobiles and apartments for exhibition, Part 722
Lighting systems may be operated only with a voltage of 250 V relative to ground. Lamps located in the area of public traffic up to a height of 2 m above the floor must be provided with protection against breakage due to mechanical stressing. Lighting chains with illumination through ribbon cables are permitted for non-supported installation only outside the area accessible by hand. In an outside environment, they must have at least protection against splashing water or the sockets must be located below.
9. Systems in furniture and similar objects of furnishing, Part 724
When a lamp is installed in the hollow space of a cabinet and the presence of readily flammable materials near the lamp cannot be prevented, an additional switch must be installed so that the lamp is automatically switched off

when the cabinet is closed. Furthermore, the highest permissible power rating of the lamp must be specified.

10. Hoisting gear, Part 726

Here, the lighting circuit is a special circuit. These special circuits, with safety extra-low voltage, must be connected before an existing disconnect switch. Without safety extra-low voltage, they must be connected through a second disconnect switch. Operation must be possible without a collector wire.

11. Emergency lighting circuits, Part 560

These circuits for safety purposes must be run separately from the other circuits. For the emergency lighting to remain effective even in case of fire, the line must be fire-resistant or correspondingly protected (e.g. F30 line NHXHX).

14.s

Lighting Calculations

In practice the efficiency method has proven very useful. The calculation will be explained in the following. With this calculational procedure, a uniform distribution of lighting fixtures is assumed. For rooms with furnishings which have a sustained influence on the lighting conditions, detailed planning with computer programs is necessary. The calculation for the lighting systems requires information about the

- dimensions of the room
- reflection factors of the ceiling, walls and floor
- type of activity or visual task
- furniture and
- selection and arrangement of lamps and lighting fixtures.

The calculational procedure is as follows:

For each type of light fixture there exists a utilization factor, in relation to a certain room. This utilization factor depends not only on the technical properties of the light fixtures, but also on the room dimensions and the reflection factors of the ceiling, walls and floor forming the boundaries of the room. First, the room index is determined from the relationship:

$$k = \frac{ab}{h(a+b)} \quad (14.1)$$

with $h = H - l_p - e$

The symbols have the meanings:

- a. Length of room
- b. Width of room
- h Height of light spot in m
- H Room height in m
- e Height of evaluation plane above the floor
- l_p Length of pendant or suspension in m

After determining the room index k the required number of light fixtures for an average illuminance can be determined

$$\text{from: } n = \frac{E_n A \cdot 100}{z \Phi 5_B M} \quad (11.4)$$

The average horizontal illuminance E can be determined from the calculated number of light fixtures from:

$$E = \frac{N z \Phi 5_B M v}{A \cdot 100} \quad (11.5)$$

Here the symbols have the meanings:

A Floor area of room in m^2

z Number of lamps per light fixture

v Reduction factor, taking into account pollution and aging of lamps, light fixtures and room

5_B Utilization factor in % according to data sheet, depending on light fixture properties, reflection factors of ceiling, walls and floor and room dimensions, expressed by the room index k

Φ Luminous of a lamp in lm according to data sheet

E Average illuminance in lx

n Calculated number of lighting fixtures

N Selected or specified number of lighting fixtures

M Multiplier for 5_B

14.4

Planning of Lighting with Data Blocks

The average illuminance, the required number of light fixtures and the uniformity of the illuminance can be determined with the use of data blocks. Each data block of a light fixture is divided into six parts, which will now be briefly explained.

14.4.1

System Power

Table 14.2 gives the power consumption for tubular fluorescent lamps with control gear.

Table I4.2: Power consumption in W for fluorescent lamps with low-loss conventional (VV6) and electronic (EV6) control gear [64]

Lamps	VV6	EV6
2 x 11	30	28
2 x 18	42	38
3 x 18	66	57
4 x 18	84	76
3 x 24	90	81
1 x 3	42	36
2 x 3	84	72
1 x 58	66	55
14.4.2	132	110

Distribution of Luminous Intensity

The light radiation from the light fixtures of interest is shown as a relative luminous intensity distribution curve in polar coordinates (Figure 14.1). The luminous intensity distribution is normalized to a luminous flux of 1000 lm for different reference planes as a function of the angle of radiation.



Figure I4.1: Luminous intensity distribution

14.4.3 Luminous Flux Distribution

For the evaluation of the effectiveness of the lighting system in the room, the luminous flux distribution is evaluated. The luminous flux of the lamps consists of the

partial luminous fluxes in the lower and the upper half spaces. Light fixtures are identified by a characteristic letter A to E and two characteristic numbers, according to their relative luminous flux distribution. For further classification, in the standard room S has been defined, to which the following light fixture parameters refer.

- A50 Identification of the light fixture
- $\phi_u = 1$ Luminance flux fraction from lower half space
- $\phi_{su} = 0.63$ Effective luminance flux fraction in standard room
- $\phi_{so} = 0.01$ Ceiling light current fraction in standard room

14.4.4

Efficiencies

For the planning of lighting systems according to the efficiency method, the utilization factor 5_B is decisive. It depends on the technical properties of the light fixtures as well as the dimensions of the room, expressed by the room index k, and the reflection factors of the ceiling, walls and floor (Table 14.3).

ρ		Ceiling		0.8		0.7		0.5		0.3	0
		Walls		0.5	0.3	0.5	0.3	0.5	0.3	0.3	0
Table 14.3: Utilization factors 5_B in %		0.4		0.1	0.1	0.2	0.1	0.3	0.3	0.1	0
Room index k	ρ	0.80	0.60	0.40	0.30	0.20	0.10	0.05	0.03	0.01	0.00
0.80	0.80	37	28	35	28	35	28	28	28	27	22
1.00	0.80	46	3	44	3	43	3	37	35	35	29
1.25	0.80	53		50	42	50	42	43	41	41	35
1.50	0.80	61		57	49	57	49	51	49	48	42
2.00	0.80	67		62	54	62	54	56	62	53	47
3.00	0.80	75		69	61	69	61	64	60	59	54
5.00	0.80	85		77	70	78	70	74	68	67	63
0.80	0.60	93		84	7	84		81	75	73	69

14.4.5

Spacing Between Lighting Elements

The uniformity of the illuminance depends on the luminous intensity distribution of the light fixtures, their spacing (Figure 14.2) and the distance of the luminaires from the room H. The recommendation is 0.67, i.e. 1 : 1.5.

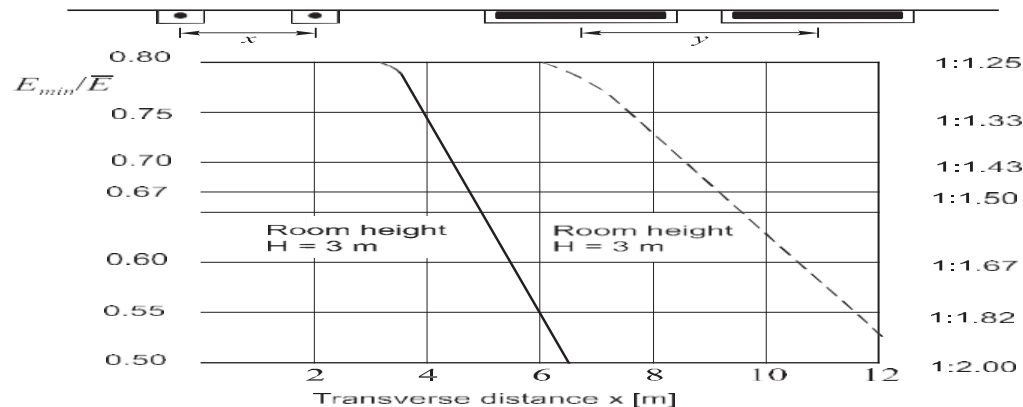


Figure 14.2: Light fixture spacing

14.4.6
Number of fluorescent lamps in a Room

The number of lamps required to obtain a certain illuminance can be read directly for special room conditions (Table 14.4). The number of lamps determined must be rounded off according to technical and installation requirements. The table does not apply for narrow, elongated spaces, such as floorways.

Lamps 58 W		4100 lm		500		300		5200 lm		300	
Table 14.4 in Number of lamps in a room [64]		3.0		5.0		3.0		5.0		3.0	
height H in m		3.0		5.0		3.0		5.0		3.0	
Floor		Reflection factors, $\rho = 0.7/0.5/0.2$, $v = 0.8$		6.0		9.5		2.8		4.7	
space A in m ²	20	4.8	7.4	8.0	12	3.8	5.8	63	9.7		
	40	60	8.8	10	15	4.7	7.0	7.8	12		
	50	7.2	10	12	17	5.	8.1	9.4	13		
	60	8.3	12	14	19	6	9.1	11	15		
	80	11	14	18	24	8.3	11	14	19		
	100	13	17	21	28	10	13	17	22		
	200	23	28	39	47	18	22	31	37		

14.4.7
Illuminance Distribution Curves

Illuminance distribution curves make clear the behavior of the horizontal illuminance on the center line of the utility plane of the room, underneath the light fixture (Figure 14.3).

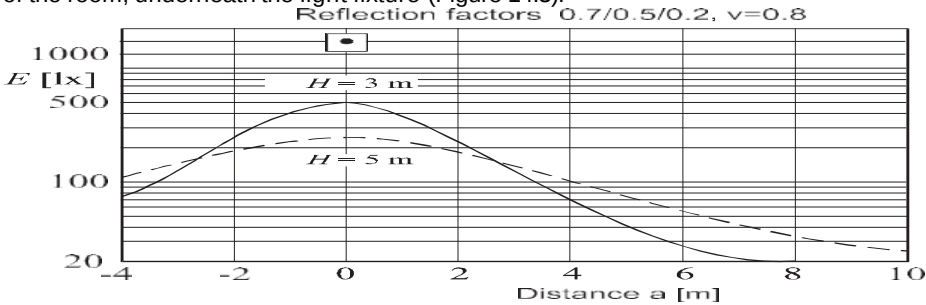


Figure 14.3: Illuminance distribution

14.4.8
Maximum Number of Fluorescent Lamps on Switches

The maximum number of fluorescent lamps on switches with positive action contacts, 250 V/ 10 A can be read from Table 14.5.

Tubular fluorescent lamps				
Maximum number of fluorescent lamps [64]	Conventional control gear	Conventional control gear with ind.	Conventional control gear	EV6 compensated with DUO
18	2	38	50	2
3	22	34	40	2
58	14	22	2	18
Compact fluorescent lamps				
11	60	76	–	–
18	2	38	50	–
24	2	38	50	–
3	22	34	40	–

14.4.9

Maximum Number of Discharge Lamps Per Circuit Breaker

The maximum number of discharge lamps on a circuit breaker with B or C characteristic can be seen from Table 14.6.

Lamp power		Voltage	Condenser capacity	B/C10	B/C16	B/C20	B/C25
Number of discharge lamps per circuit breaker		[64]	y F	A	A	A	A
Fluorescent lamps with conventional control gear							
L18/20	230	4.5	32	51	64	82	
L36/40	230	4.5	32	51	64	82	
L58/65	230	7	20	33	41	53	
High-pressure mercury vapor lamps							
50	230	7	10/19	15/31	18/39	23/49	
80	230	8	6/12	9/19	11/24	14/30	
125	230	10	4/7	6/12	7/15	9/19	
250	230	18	2/4	3/	3/7	4/9	
400	230	25	1/2	2/4	2/5	2/6	
700	230	40	–/1	1/2	1/2	1/3	
1000	230	60	–/1	–/1	1/2	1/2	
Halogen metal vapor lamps							
150	230	20	7/5	11/8	14/10	17/12	
250	230	20	7/5	11/8	14/10	17/12	
400	230	32	5/3	7/5	9/6	11/8	
1000	230	85	1/–	1/1	3/1	3/2	
2000	D400	60	1/–	2/1	2/1	3/2	
2000	N400	37	–	1/–	1/1	2/1	
3500	400	100	–	–	–	–	
High-pressure sodium vapor lamps							
50	230	10	16/11	24/17	31/22	38/27	
70	230	12	12/8	18/13	23/16	29/20	
100	230	12	10/7	16/11	20/14	25/17	
150	230	20	5/5	11/8	14/10	17/12	
250	230	3	5/3	7/5	9/6	11/8	
400	230	10	1/–	1/1	2/1	3/2	

14.4.10
Mark of Origin

Lamp fixtures must satisfy the laws for technical working resources. Light fixtures must bear the testing mark of conformity and the symbol for safety testing, with the following details (Figure 14.4).

14.4.10

Mark of Origin

Lamp fixtures must satisfy the laws for technical working resources. Light fixtures must bear the testing mark of conformity and the symbol for safety testing, with the following details (Figure 14.4).

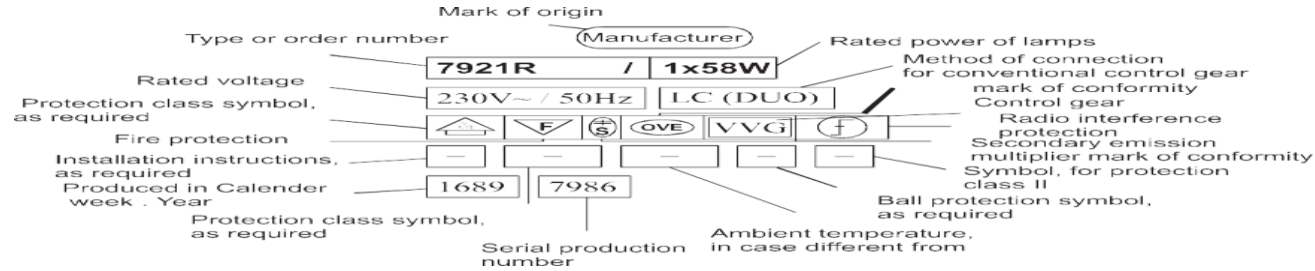


Figure 14.4: Manufacturer's data for light fixtures [66]

14.4.11

Standard Values for Planning Lighting Systems

For the rough calculation of the power requirement and the number of lamps required, we can refer to Tables 14.7 and 14.8.

Table 14.7: Power requirement for a nominal illuminance	15
Large 500 lx [66]	13

Table 14.8: Light flux requirement for a nominal illuminance		
Room size	Floor space m ²	Power requirement in W/m ²
E _n = 100 lx [66]		
Room size	Floor space m ²	Light flux in lm/m ²
Average	30	225
Large	100	200

14.4.12

Economic Analysis and Costs of Lighting

The planning and configuring of the lighting system also includes a cost and economic analysis, which will be described briefly in this section. The total yearly costs are made up of the

- Capital costs for the purchase and initial installation and the
- Operating costs for power, replacement of lamps and system maintenance.

Capital costs:

$$K_K = n_1 \frac{K_1 + \frac{k_1}{100} K_1 + \frac{k_2}{100} K_1}{n_2}$$

Power costs:

$$K_E = n_1 [t_b a P]$$

Replacement of lamps and system maintenance:

$$K_L = \frac{K_3 t_b}{t_L} K_4 + \frac{R}{n_2}$$

Total yearly costs:

$$K_6 = K_K + K_E + K_{LW}$$

The symbols have the meanings:

K_1 Costs of a light fixture

k_1 Capacity costs for K_1 in % for amortization and interest

K_2 Costs for installation material and installation per light fixture

R Cleaning costs per light fixture per year

n_1 Total number of lamps

n_2 Number of lamps per light fixture

K_3 Price of lamp

K_4 Costs of replacing a lamp

P Power consumption of a lamp + control gear in kW

a Costs of electrical power per kWh + basic price

t_L Useful life of the lamp in h

t_b Yearly operation period in h

• High luminous efficiency of the light source

Three-row fluorescent lamps have up to 30% greater luminous efficiency than standard fluorescent lamps.

• Low power loss from the control gear

14.5 Electronic control gear has up to 62% less power loss than conventional control gear.

Procedure for Project Planning

• High efficiency of the light fixtures

For the planning and configuring of lighting systems, the following recommendations should be considered in the interest of cost effectiveness:

Specular louvre light fixtures, with operating efficiencies of up to 75%, are preferable to opal recessed light fixtures from the standpoint of using energy efficiently.

- High utilization factors as a result of
 1. Dedicated lighting systems and optimal arrangement
 2. Dedicated room layout
 3. Choice of economic light sources
- Floor plans and vertical sections of rooms with windows and doors
- Room state (reflection factors)
- Computer-optimized planning.
- Use of rooms
- Specifications of room temperature (reduced light flux at low temperature)
- Period of operation of the lighting system in hours
- Choice of light fixtures

Planning and configuring the lighting in an industrial hall

For an industrial system with normal bookbinding work the lighting planning is to be carried out according to the efficiency method with form sheets. The following data are given:

1. Room dimensions Room length $a = 45 \text{ m}$ Room width $b = 16 \text{ m}$ Room height $H = 7 \text{ m}$
2. Reflection factors Ceiling 0.5
Walls 0.3
Floor 0.1
3. Light fixture type requirement
Continuous reflector row $1 \times 58 \text{ W}$, height of suspension 1 m
4. Requirements for the light source
Tubular fluorescent lamps 58 W with high luminous efficiency. Light color and step of color reproduction properties must be considered.
5. Definition of problem
 - Planning of the lighting system in accordance with the regulations
 - Determination of the required number of light fixtures for an average illuminance with the use of the form sheet.
 - Evaluation of the lighting system with regard to uniformity, light color and color reproduction, glare, modelling and light direction.
 - With what measures can the power consumption of the system be reduced?

Calculational steps for the industrial system:

Table I4.9: Room data

Length a	45	m
Width b	1	m
Area A = a b	720	m ²
Height H	7	m
Height of evaluation plane above floor e	0.85	m
Length of pendant or suspension l	1	m
Light spot height $h = H - l - e$	5.15	m
Reflection factors for ceiling/walls/floor	0.5/0.3/0.1	
Room index k = $\frac{a+b}{h(a+b)}$	2.3	

Table I4.10: Standard values taken from workspace regulations

Type of room	Bookbinding work	
Nominal illuminance E_n	300	lx
Light color	ww/nw	
Step of color reproduction properties	2A	
Quality class of glare restriction	1	
Reduction factor v	0.8	
Uniformity $g_1 = E_{\min} / E$	1/1.5	

Table I4.11: Data for light fixtures

Number of light fixture	7921R/58	
Data block number	712	lx
Utilization factor S_B	62	%
Multiplier for $S_B M$	1	
Number of lamps per light fixture z	1	

Table I4.12: Data for lamps

Power per lamp, without control gear	58	W
Power per lamp, with control gear	66	W
Light color	nw	
Step of color reproduction properties	1B	
Light flux per lamp Φ	5200	lm

Table I4.1s: Technical data for lighting systems

Required number of light fixtures	$n = \frac{E_n \cdot A \cdot 100}{z \cdot \Phi_{5B} \cdot M \cdot v}$	$\frac{300 \text{ lx} \cdot 720^2 \cdot 100}{5200 \text{ lm} \cdot 62 \cdot 0.8}$	84	
Selected number of light fixtures Average			87	
illuminance	$E = \frac{N \cdot \Phi_{5B} \cdot M \cdot v}{A \cdot 100}$	$N \cdot \frac{87 \cdot 5200 \text{ lm} \cdot 62 \cdot 0.8}{720^2 \cdot 100}$	312	lx
Uniformity	$E_{\min}/E$	x in m ? 1/1.5		y in m
Spacing of light fixtures		transverse		longitudinal
		9		4.8
		1.53		
a) according to data block				
Arrangement of light fixtures: 3 rows of lighting, 29 light fixtures each				
Remarks: The power consumption can be reduced with the use of electronic control gear. The connected load is then: $P = N \cdot z \cdot p = 87 \cdot 1 \cdot 55 \text{ W} = 4785 \text{ W}$				
The connected load with conventional control gear is: $P = N \cdot z \cdot p = 87 \cdot 1 \cdot 6 \text{ W} = 5742 \text{ W}$ Savings with the use of electronic control gear: 957 W				

For the evaluation of the uniformity of illumination for this example, the computer-supported planning with the plane of utilization, which are shown here as graytone steps (Figure I4.5). The TV4 software is included on the accompanying

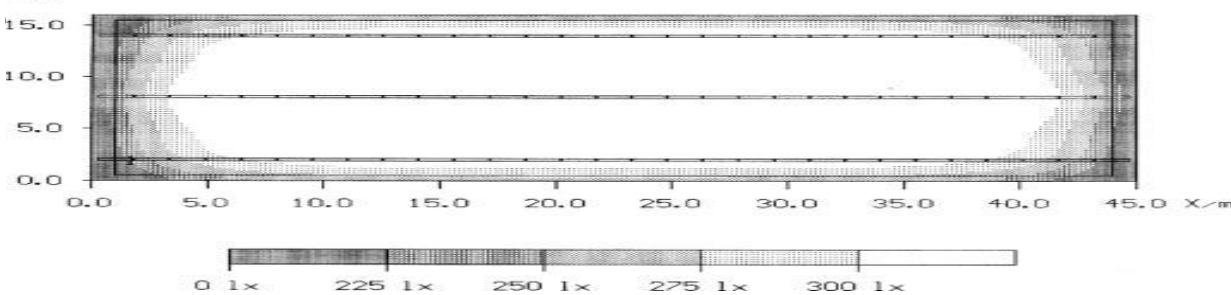


Figure I4.5: Graytone steps

14.6

Exterior Lighting

Exterior lighting must always conform to the requirements and criteria of the Technical Standards Committee for Lighting Technology. The most important standards are listed here:

- Permanently Installed Traffic Lighting – Illumination of Streets for Road Traffic: General Quality Criteria and Standard Values
- Permanently Installed Traffic Lighting – Illumination of Streets for Road Traffic: Calculation and Measurement
- Standard Values for the Illumination of Pedestrian Crossings Illumination of Road Tunnels and
- Underpasses Illumination of Parking Lots and Park Houses
- Stadium Lighting Illumination of Sluice Systems
- Good Lighting for Safety on Roads, Pathways and Public Squares

Exterior lighting systems are calculated with the point lighting method, and not with the efficiency method. The luminous intensity and the luminous flux can be taken from the manufacturers' catalogs. The horizontal illuminance is calculated from the equation

$$E = \frac{I H}{(l^2 + H^2) \sqrt{(t^2 + H^2)}} \quad (14.8)$$

Here the meanings of the symbols are:

- H Lighting pole height in m
- l Distance of point of interest from base of light fixture in m
- I Luminous intensity in direction of point of interest in cd

14.7

Low Voltage Halogen Lamps The transformers must be designed for the safety extra-low voltage. Transformers must be implemented as short circuit - proof safety isolating transformers.

- Electronic over-temperature protection is built in.
- Protection of the transformer against secondary short circuits is possible through fine-wire fusing on the primary side.
- When overload protection is present, the lower voltage side is also protected. The transformer power must be matched to the corriente loading of all connected lamps.

- The lamps may be operated only within the specified limits.
- For dimming mode it is necessary to observe the manufacturers' special instructions for connecting.
- The dimmer must always be installed on the primary side of the transformer. The dimmer must be designed according to the power of all connected lamps, including all connected transformers and any required base load.
- The transformer must be easily accessible.
- The transformer must be installed as closely as possible to the light fixture. For safety isolating transformers must be taken into account.
- The voltage drop and the line cross-section on the lower voltage side must be taken into account.
- The maximum permissible voltage in the low-voltage installation is restricted in accordance with IEC 357 to 110%.
- Terminals must be relieved from traction, shear and torsion.
- Junctions must be protected against electric shock.
- At the clamping points permanent low-resistance connections must be made.

When the cross-section of the line is greater than that of the clamping point on the transformer, a line up to 0.5 m long must be led out of the transformer and the required line then connected through a junction box.

Calculation of the maximum line length for a voltage drop:

In 12 V systems the voltage drop is considerably higher than in 230 V systems with the same power. The high currents and the high voltage drop lead to heating and power losses in the lines installed. For this reason, low-voltage installations must be carefully planned.

Magnitude of the current:

$$I = \frac{P}{U} \quad (14.9)$$

Voltage drop:

$$\Delta U = \frac{2 I l}{1} \quad (14.10)$$

With these values, we can then calculate the line length for the given lamp power:

$$l = \frac{\Delta U}{2 I} \quad (14.11)$$

Calculation of the cross-section:

$$S = \frac{2 I l P}{\Delta U U^2} \quad (14.12)$$

The symbols have the meanings:

- l Length of line in m
- 1 Cross-section of line in mm^2
- I Current in line in A
- ΔU Voltage drop in V
- Conductivity of line; for Cu: $56\text{m}/\Omega \text{ mm}^2$
- P Lamp power in W
- U_n Nominal voltage in V
- Δu Voltage drop in %

14.8 • Back-up lighting: The backup lighting is a lighting system which is promptly activated in the event of a failure in the power supply to the normal artificial lighting. Here it is necessary to distinguish between Safety and Standby Lighting

1. Safety and backup lighting in accordance community facility regulations
2. Standby Lighting in accordance with the regulations.

14.8.1 • Safety lighting: Safety lighting is required for safety reasons (general safety, accident prevention). It has a protective function.

Stand-by lighting: Stand-by lighting consists of a backup lighting system which takes over the function of the normal artificial lighting in order to enable continued operation for a limited period of time. When no safety lighting is required, a stand-by lighting system can still be installed.

Emergency lighting: Emergency lighting consists of a light fixture with its own or with an emergency source of power, which is used to generate the emergency lighting.

14.8.2
Circuits

- Floating circuit:
Emergency light fixtures or the emergency-symbol light fixtures connected to emergency lighting power supplies are activated for both normal power and in case of a failure of normal power. The normal power supply is monitored at the main distribution board of the safety power source.
- Stand-by circuit:
Emergency light fixtures or the emergency-symbol light fixtures connected to emergency lighting power supplies are activated only in the event of a failure of normal power. The power supply for the normal lighting is monitored in the sub-distribution system for this part.

For emergency-symbol or safety lighting systems, in accordance with EN 60598, Part 2.22 and no glow starter or discharge lamps with integrated glow starter may be used; EN 60924 and EN 60925 specify only electronic control gear.

14.8.3

Structural Types for Groups of People

The requirements for safety and backup lighting depends on the use of the room or building.

Type of structure	E_{avg}	t_{lum}	t_b	DS for illumination of emergency symbol	DS for SB or RW
Table 14.14: Requirements for safety and backup lighting according to use of the room or building, in accordance with community facility regulations	lx	s	h		
Emergency ways in production/office areas	1	15	1	no	no
Exhibition areas > 2000 m ²	1	1	3	yes	yes
Restaurants with > 400 seats	1	1	3	yes	yes
Lodging facilities with > 60 beds	1	15	3	yes	no
Garages with > 1000 m ² useable area	1	15	1	yes	no
Stores with > 2000 m ² sales area	1	1	3	yes	yes
Multi-storey buildings > 22 m	1	15	3	yes	no
Schools with floor area > 3000 m ²	1	15	3	yes	no
Places of gathering, movie houses, theater	1	1	3	yes	no
for > 100 persons					
Meeting rooms for > 200 persons	1	1	3	yes	yes
DS: Flooded circuit, SB: Safety lighting, RW: Emergency way	3	1	3	yes	no
t _o : Switch-over time, t _o : Operating time, SVS: Stand-by voltage source	15	1	3	yes	no
Circus rings, sport race courses					
Workplaces with special dangers	min. 15	0.5	min. 1	no	no

14.8.4

Planning and Configuring of Emergency-Symbol and Safety Lighting

- Emergency light fixtures

Emergency symbols must have white pictorial markings and a green background and be clearly recognizable during the required time in operation. A minimum size is therefore required. The required recognition widths can be determined from formulas or from the manufacturer's information and must be taken into account during planning. In accordance with the accident prevention regulations, the aspect ratio must be 1 : 1 or 1 : 2.

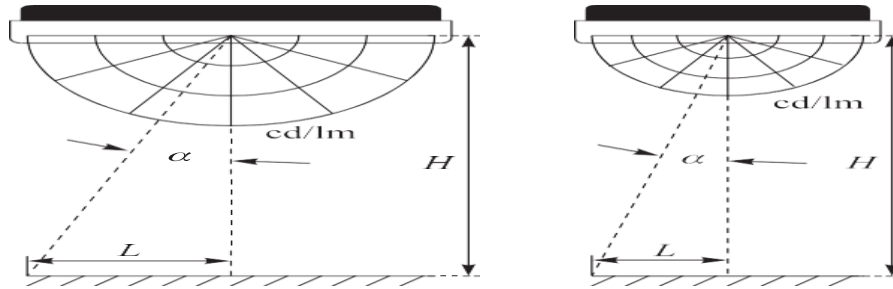


Figure 14.6: Emergency way lighting

The calculation of the illuminance requires the:

- Luminous intensity distribution of the light fixture
- Luminous flux at the end of the nominal operating life
- Height of suspension of the light fixture or type of light mounting

The recognition width of the emergency-symbol light fixture is given by:

$$E = \frac{h \cdot z \cdot L \cdot \cos^3 a}{H^2} \quad (14.13) \quad 14.14$$

The spacing between the light fixtures is calculated from the relationship:
The illuminance (Figure 14.6) can be calculated using the point lighting method, according to the relationship:

$$L = H \tan a \quad (14.14)$$

Here, the meanings of the symbols are:

- h Height of emergency symbol in m
- z Distance factor 200 for internally illuminated emergency symbols, 100 for externally illuminated emergency symbols
- E Illuminance in lx
- H Height of light fixture – 0.2 in m
- a Light emergence angle in °

$E = 1 \text{ lx} \times 1.25$ between light fixtures

$E = 0.5 \text{ lx} \times 1.25$ between light fixture and wall or door

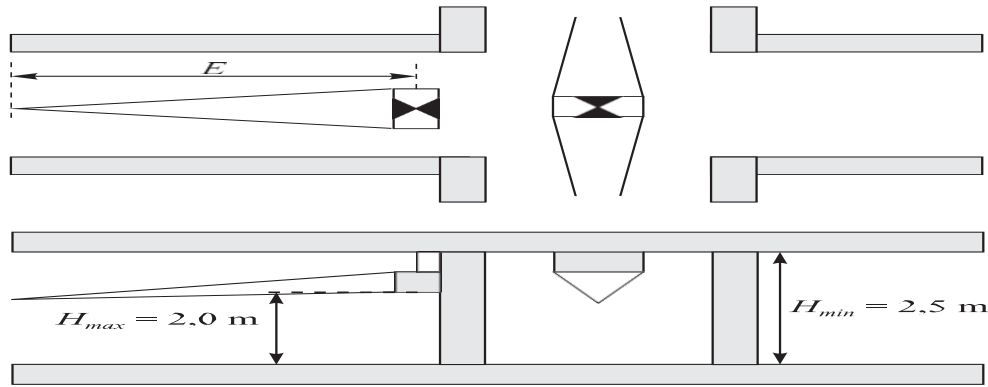


Figure 14.7: Installation of emergency-symbol lighting

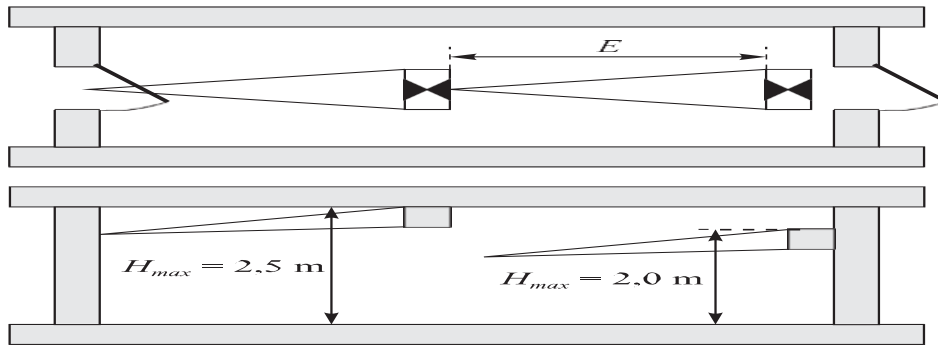


Figure 14.8: Installation of emergency-symbol lighting

- Safety lighting The safety lighting identifies and illuminates emergency ways and must have the uniformity specified before:

$$g = \frac{E_{\min}}{E_{\max}} \frac{1}{40}$$

at a height of 0.2 meters and 1 lx and a nominal operating time of at least one hour or three hours. The locations of these light fixtures are: main entrances and exits, floors, stairs, emergency balconies, emergency tunnels and workplaces with special dangers. For the planning of emergency-symbol and safety light fixtures, the following points must be taken into account (see

Figures 14.7 to 14.11)

- Choice of light source
- Protection class
- Light fixture housing (material, design)
- Type of installation (wall, ceiling, pendant, built-in, mounting)
- Version with single battery, central battery system or groups of batteries

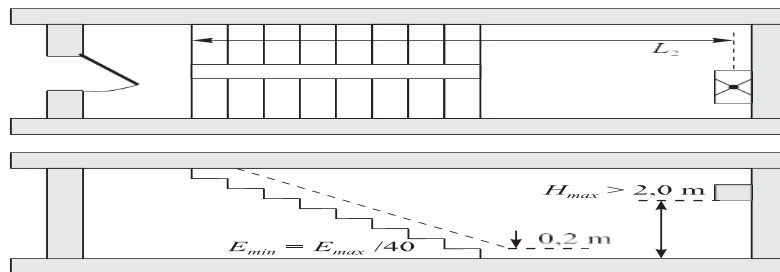


Figure 14.9: Installation of safety lighting

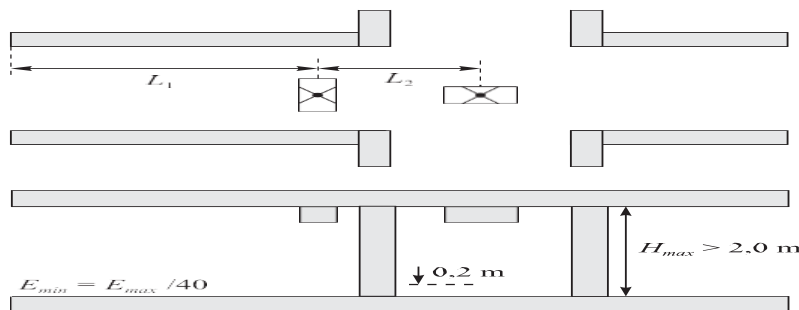


Figure 14.10: Installation of safety lighting

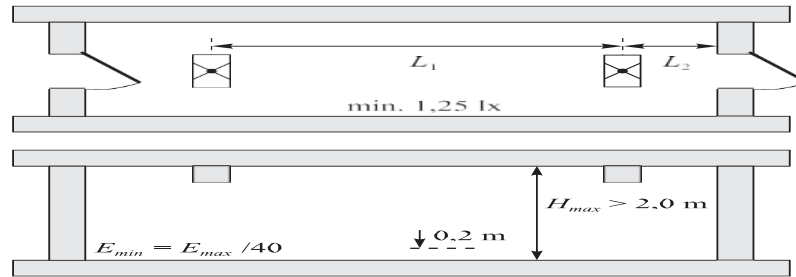


Figure 14.11: Installation of safety lighting

14.8.5

Power Supply

The main distribution system for the safety power supply and the normal power supply must be located in electrical operating areas and isolated from each other so that no arcing can pass between them. Isolation of the walls and ceilings must be carried out with F30 and doors with T30, for a normal fire hazard, and F90, T30 for a greater fire hazard.

14.8.6

Notes on Installation

1. Electrical operating areas

Isolation of the walls and ceilings from other rooms must be carried out with F30, for a normal fire hazard, and F90 with an increased fire hazard, and doors with T30 for a greater fire hazard. In this area there must be no switch- gear over 1 kV, no standby generating systems and no operational equipment for other systems.

2. Battery space

These rooms must be protected from extreme temperatures and gassing. The width of the gangway must be at least 0.5 m or 1.5 times the cell depth.

Air intake and exhaust air opening:

The calculation of the ventilation for the battery space can be made according to the following equation: (14.17)

$$A = 0.0028Q$$

Battery charging capacity:

$$P = 4U I = 4U_{\text{cell}} I n_{\text{cell}}$$

(14.18)

Forced ventilation is not required with a charging capacity < 3 kW for Pb-acid batteries with a charging capacity < 2 kW for Ni-Cd batteries.

Here, the meanings of the symbols are:

Q Volume rate of air flow in m^3/h

n Number of cell

I Current in A

f_1 Reduction factor

f_2 Reduction factor

A Air intake and exhaust air opening in m^2

U Automatic monitoring of charge in cycles of five minutes Automatic function testing (maximum five minutes)

I Charging current in A Automatic operating time testing (minimum 40/120 minutes) Automatic monitoring of lines

14.8.7 • Registration and storing of faults (minimum two years), maintenance log book Display and printout of test results

Testing During Operation

14.9 •

Battery Systems

14.9.1

Central Battery Systems

The most recent version of community facility regulations specifies that in the event of a power failure the standby system must not be supplied from the battery as long as a voltage is still present at the main distribution board of the safety lighting system. Accordingly, the fusing in the main low-voltage distribution system must be designed for the entire safety system distribution. For maintenance purposes, a fuse switch-disconnector is recommended. The central battery system is described in detail as follows (see Figures 14.12 to 14.15):

1. Components

- Battery (open, closed or sealed Pb-acid or Ni-Cd batteries)
- Charging equipment (recharging to 90% in 10 or 20 hours)
- Changeover equipment (standby and/or floated circuit)
- Rectifier for discharge lamps (single/groups/central)
- Internal displays (central fault, operating mode, ready state, battery discharge warning activated, isolation monitor activated, ventilation monitor activated)

- External display (central fault, operating mode, ready state)
- 2. Technical data
 - Power unrestricted
 - Number of light fixtures unrestricted (maximum 12 light fixtures per circuit and maximum 6A current load per circuit)
- 3. Monitoring equipment
 - Circuit monitoring
 - Individual monitoring
 - Phase monitoring
- 4. System properties
 - Phase selection circuit for three-phase connection
 - Battery operation only in the event of a complete power failure

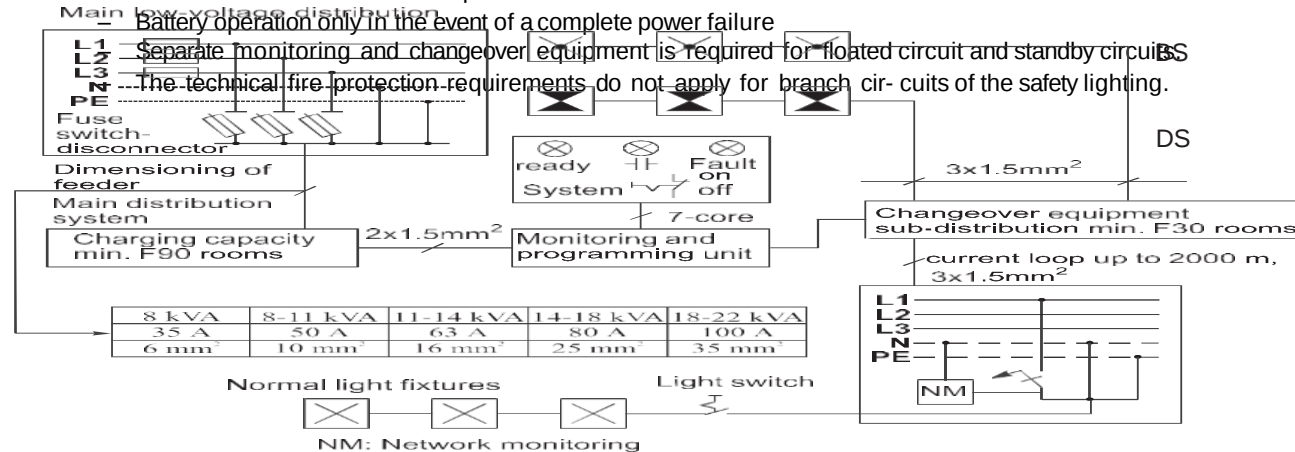


Figure I4.I2: Central battery system

The abbreviations used in this document are:

DS Standby lighting system

SL Safety light

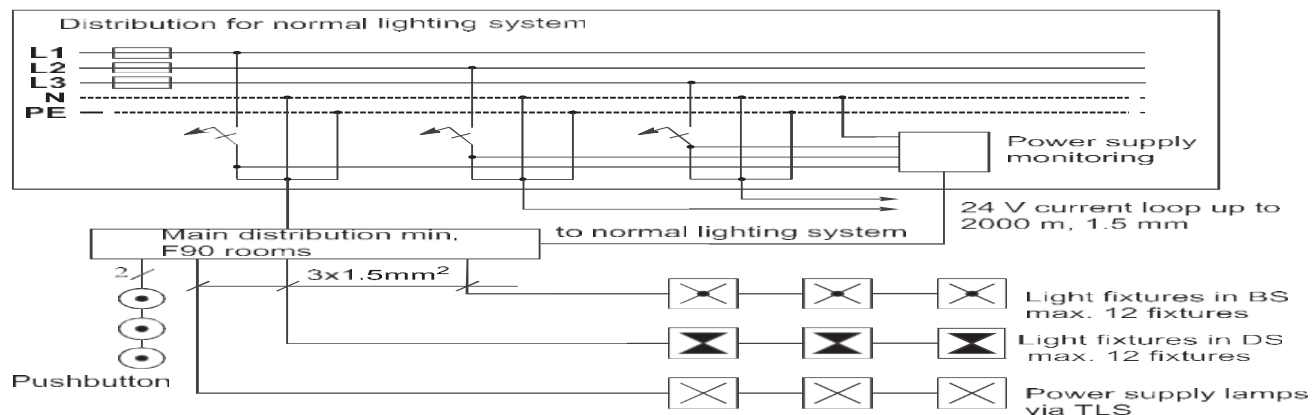


Figure 14.1s: Central battery system

For fire protection it is necessary to take account of the following points (Figures 14.17 and 14.19):

- 5.2.1.1 Main distribution board for safety power supply is first distribution point in building which is fed directly from standby power source of safety lighting system.
- 5.2.1.2 Rooms for main distribution board of normal power supply must be separated from rooms with greater fire hazards with at least F90 and from other rooms with at least F30. Doors must be fire-retardant.
- 5.2.2.1 Sub-distribution systems of the normal power supply must be installed with their own enclosures.
- 6.6.6 Sub-distribution systems of the safety lighting system must be installed separately from system sections of the normal power supply, with their own enclosures.
- 6.7.4 For each circuit of the safety power supply, separate cables and separate lines must be used. These cables and lines must be run separately from other line systems. Separate line systems are not required for installation of the branch circuits of the safety lighting system (Figures 14.16 and 14.18).

Lines must be at least F30 up to the first light fixture of the circuit. Thereafter, in the same fire-protected section, F30 is no longer required. Central and sub-stations must be run separately and multi-core lines must be run short circuit and ground

fault – proof only for a main circuit and for auxiliary circuits and must not be run through explosion hazard areas (Figure 14.16).

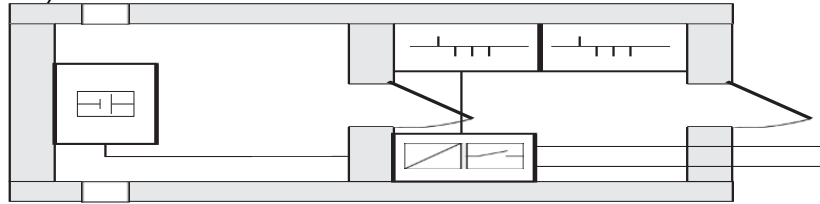


Figure 14.14: Installation of lines

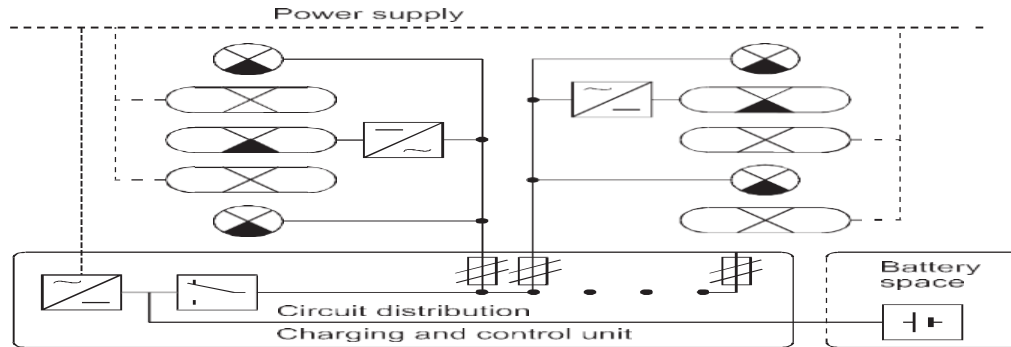


Figure 14.15: Emergency lighting with central battery

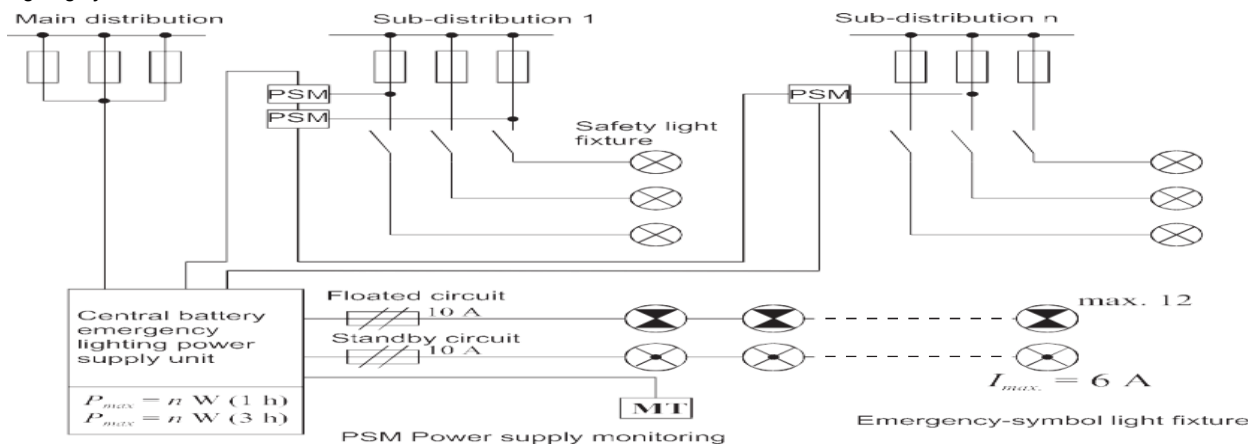


Figure I4.16: Central battery systems

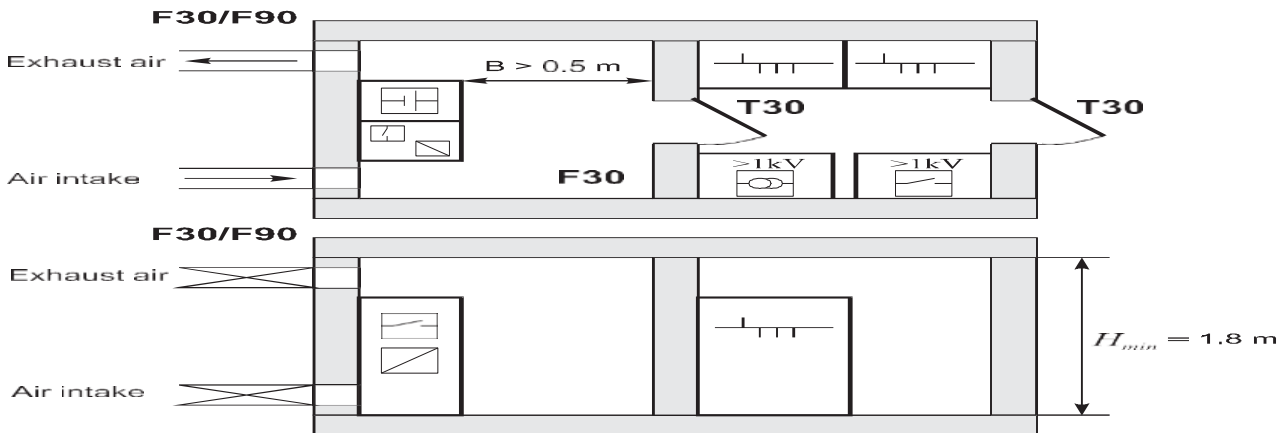


Figure I4.17: Installation of battery groups and central batteries

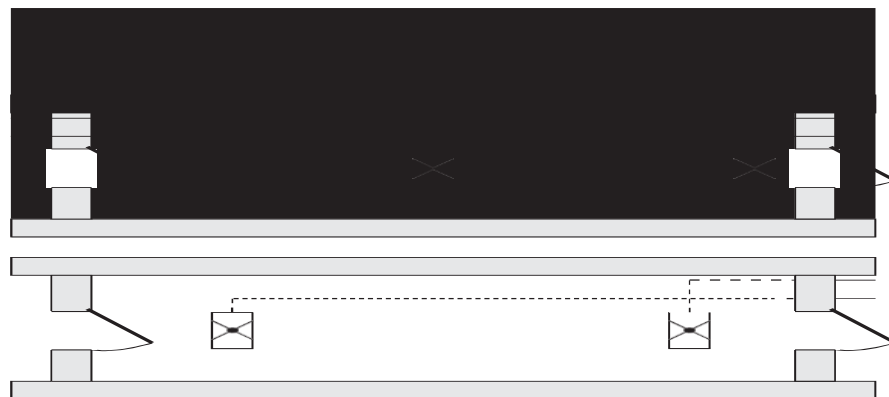


Figure 14.18: Installation of lines

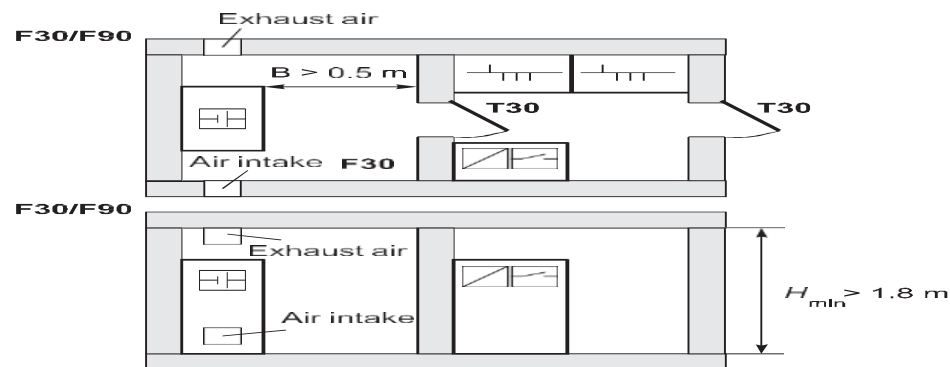


Figure 14.19: Installation of battery groups and central batteries

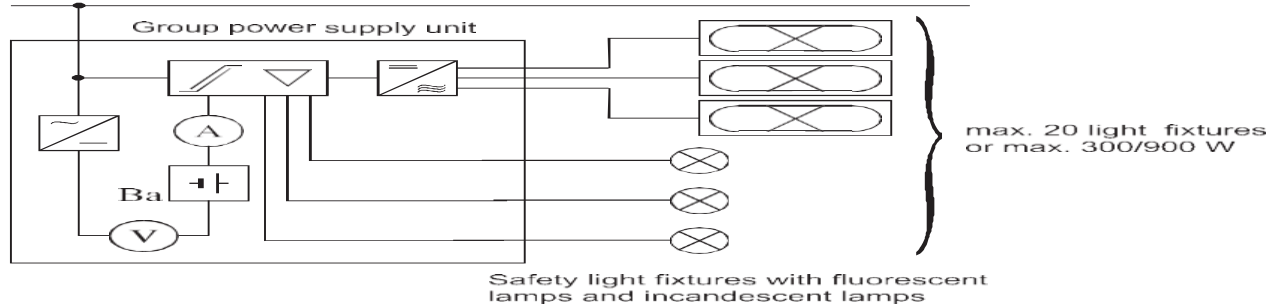


Figure 14.20: Emergency lighting with battery group

14.9.2

Grouped Battery Systems

Grouped battery systems (Figures 14.20 and 14.21) are described as follows:

1. Components

- Battery (sealed Pb-acid or Ni-Cd batteries)
- Charging equipment (recharging to 90% in 10 or 20 hours)
- Changeover equipment (standby and/or floated circuit)
- Rectifier for discharge lamps (single/groups/central)
- 2. Power 900 W for one hour or 300 W for 3 hours. System properties
- Internal displays (central fault, operating mode, ready state, battery discharge warning activated, isolation monitor activated, ventilation safety light activated)
- 3. max. 20 safety light fixtures can be connected.
- The display (central fault, operating mode, ready state)
- External monitoring and changeover equipment is required for floated circuit and standby circuits.
- Technical fire protection requirements do not apply for branch circuits of the safety lighting.

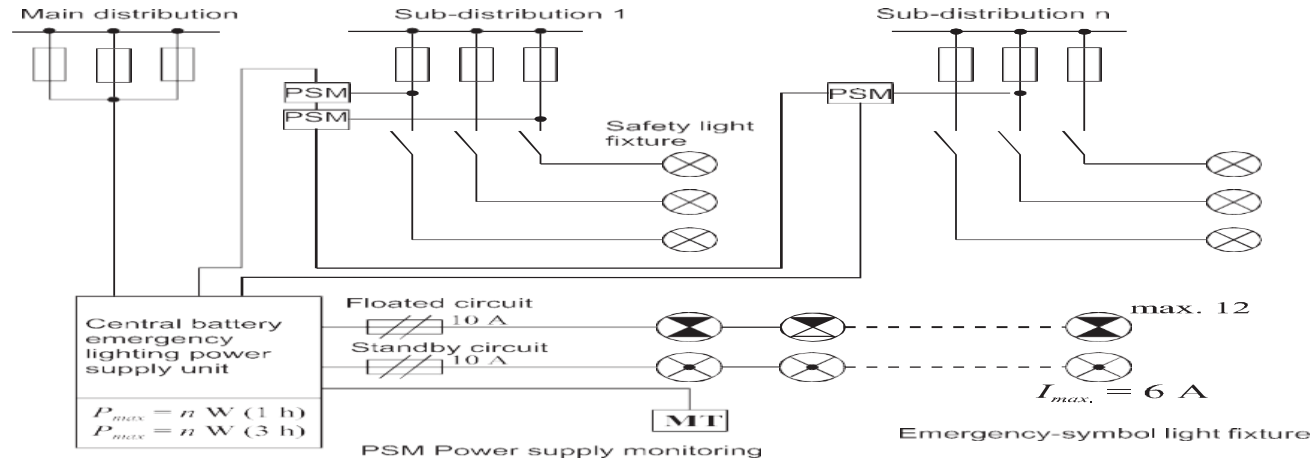


Figure 14.21: Grouped battery systems

14.9.3

Single Battery Systems

Single battery systems are rechargeable sealed battery constructions, which have a service life of three years and in accordance with IEC 598-2-22 have a service life of four years. One battery system may not supply more than two safety light fixtures. Single battery light fixtures must be subjected to a function test every seven days and at least once a year to a continuous operation test. The self-monitoring takes place with LEDs. These indicate the status of the light fixture. The display and results must be entered in a testing log book. The testing log book must then be saved for a period of two years. Every seven days, the status of the light fixtures must be documented. Figure 14.22 illustrates the structure of a safety light fixture.

1. Components

- Battery (sealed Pb-acid or Ni-Cd batteries)
- Charging equipment (recharging to 90% in 20 hours)
- Changeover equipment (standby and/or floated circuit)
- Rectifier for discharge lamps (single) or electronic control gear
- Internal displays (battery charge state)
- External display
- Monitoring equipment for monitoring light fixtures

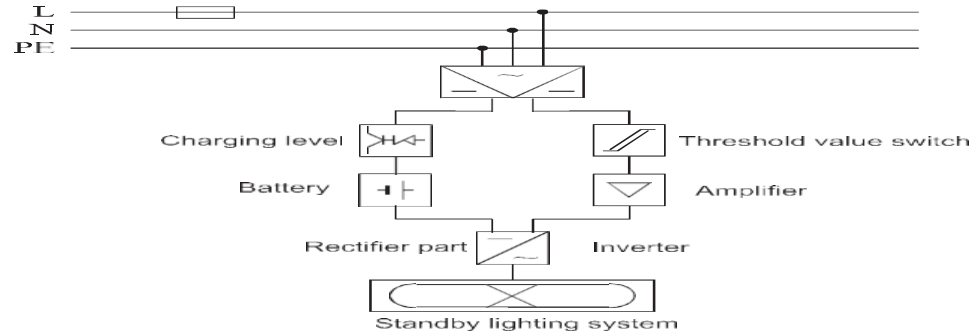


Figure 14.22: Single battery system

2. Technical data

- Power unrestricted
- Maximum two light fixtures connected

3. Lines: F30 is not required. No specifications exist for the connection of the power supply units and light fixture connections to a power source.

4. Light fixtures must be distributed over at least two circuits when there is more than one light fixture in the room.

Figure 14.23 depicts a single battery system with floated circuit and backup lighting.

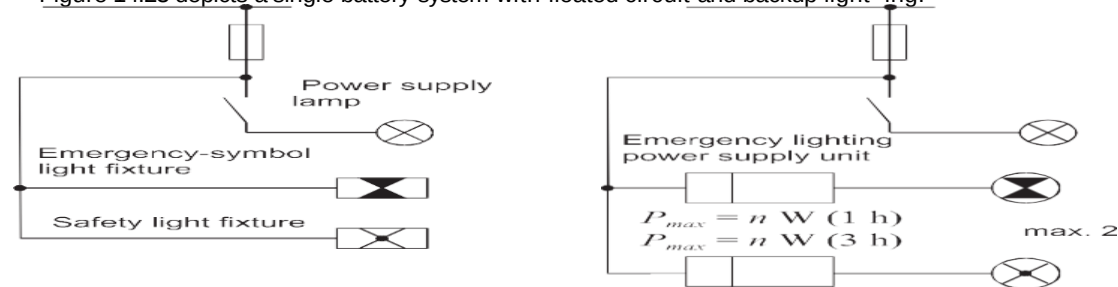


Figure 14.2s: Single battery system

Figure 14.24 shows a single battery system with monitoring system for the connection of one or two light fixtures with fluorescent lamps and electronic control gear and low-voltage lamps with electronic transformer. The electronic control gear must be suitable for DC operations.

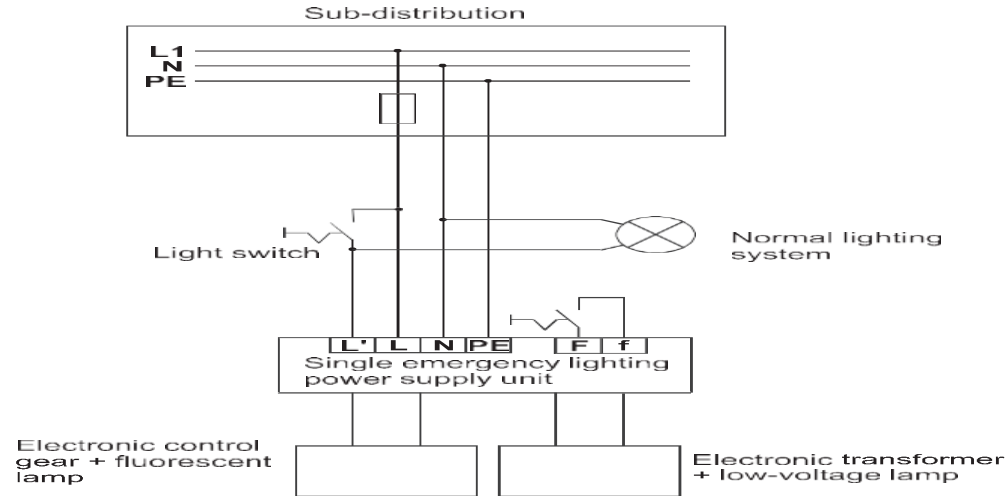


Figure 14.24: Single battery system

Community facility regulations require regular testing for safety lighting systems, such as daily and weekly function tests with the safety lighting system operating fully and without exception a yearly continuous operation test outside of the normal operating time. With the emergency lighting system, single battery emergency light fixtures and single battery emergency light power supply units can be tested through a bus line. Figures 14.25 and 14.26 illustrate the system design of the test equipment.

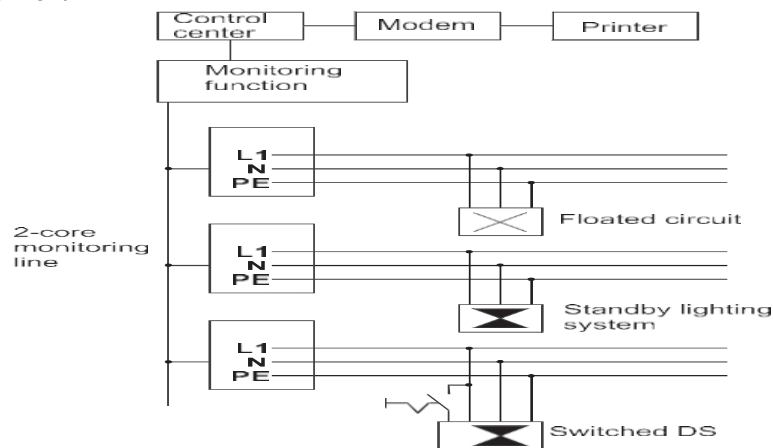


Figure I4.25: Single battery system

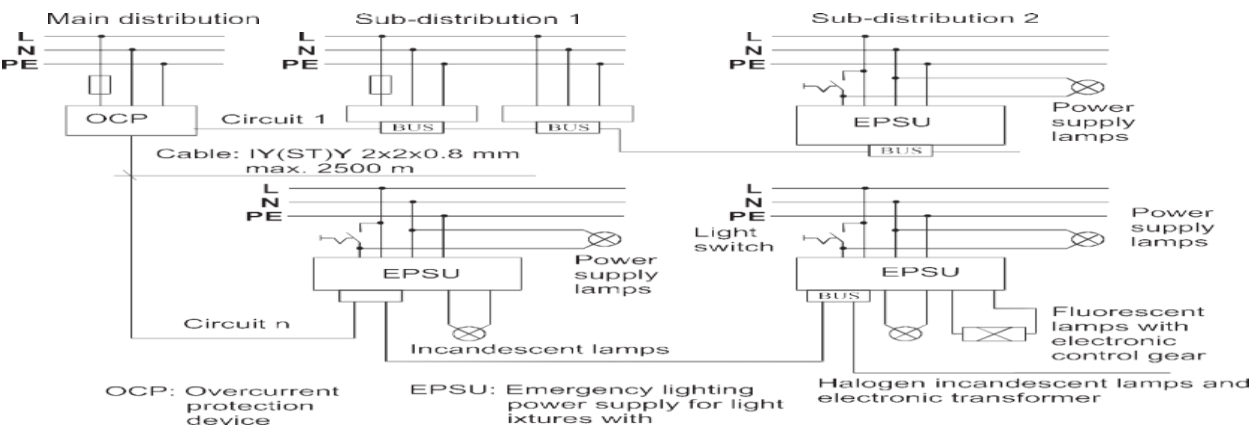


Figure I4.26: Single battery system

Single battery systems can be put to good use for on the order of 10 to 20 units. All single batteries, while they have a high reliability, also have an accumulator which reacts sensitively to high temperatures (i.e. $>20^{\circ}\text{C}$). At 30°C the accumulator has only half its normal useful life and at 40°C only one fourth its normal useful life.

The meanings of the abbreviations are:

ENLV6	Single emergency lighting power supply unit	ET	Electronic transformer
Ba	Battery		
La	Charging level		
6I	Rectifier part		
Ve	Amplifier		
Schw	Threshold value switch	We	Inverter
SL	Safety lighting system	FC	Floating circuit
SLS	Standby lighting system		

14.9.4

Example: Dimensioning of Safety and Standby Lighting

100 light fixtures with 55 W and electronic control gear were installed in a lighting system. Calculate:

the total power of the lighting system:
 $U = 108 \text{ cells of } 2 \text{ V each} = 216 \text{ V}$

$P_I = U \cdot I = 100 \cdot 55 \text{ W} = 5.5 \text{ kW}$
 $5500 \text{ W} / 16 \text{ V} = 343.75 \text{ A}$

$P_L = U \cdot I \cdot 4 = 2 \text{ V} \cdot 2 \cdot 4 = 16 \text{ Wh per cell}$
 The charging capacity (P_L) of the battery:

16W per cell for 108 cells gives a total of 1728W. For power levels $\leq 3 \text{ kW}$, no forced ventilation is required.

The battery space:

We can calculate the ventilation of the battery space as follows:

$$Q = 0.05nI = 0.05 \cdot 108 \cdot 2A = 10.8 \text{ m}^3/\text{h}$$

Air intake and exhaust air opening:

$$A \geq \frac{Q}{28}$$

$$A \geq \frac{10.8 \text{ m}^3/\text{h}}{28} = 0.386 \text{ m}^2$$

When the room is smaller than 28^3 the openings can be on the same side.

15

Compensation for Reactive Power

- 15.1 • Reactive power: Power required to build up the electromagnetic fields. It can- not be converted into useful energy.
- Terms and Definitions • Power factor controller: Measures the reactive power which arises and gives switching commands to the contactors, which switch capacitors on or off as required. Power factor: Ratio of effective power to apparent power.
- Compensation: Through compensation the economy of operation of electrical systems, i.e. the power factor, is improved. This relieves the electrical operational equipment, so that a greater effective power can be transmitted.
 - Individual compensation: A capacitor is connected directly to the terminals of the load and switched together with this (e.g. a motor).
 - Group compensation: The compensation equipment (controller unit) is connected to the load (e.g. a motor group or fluorescent lamp group).
 - Central compensation: The compensation equipment (controller unit) is installed centrally for all loads.
 - Permanent compensation: One or more capacitors are connected to a load. Harmonic: Oscillation at a whole-number multiple of the basic frequency of oscillation.
- Filter circuits: Series resonance circuits consisting of chokes and capacitors, tuned to the frequencies of the reactive current, arise in every electrical system. Not only large loads, but smaller loads as well require reactive power. Generators and motors produce reactive power, which causes unnecessary burdens to and power losses in the lines. Figure 15.1 shows the block diagram for the network loading.

Reactive power is necessary to generate magnetic fields, e.g. in motors, transformers and generators. This power oscillates between the source and the load and represents an additional loading. Power supply companies and the consumers of this electrical energy are interested in reducing these disadvantages as well as possible. On the other hand, non-linear loads and phase-controlled inverters cause harmonics, which lead to voltage changes and a decrease in the power factor. In order to reduce these harmonics, series resonant (filter) circuits are used.

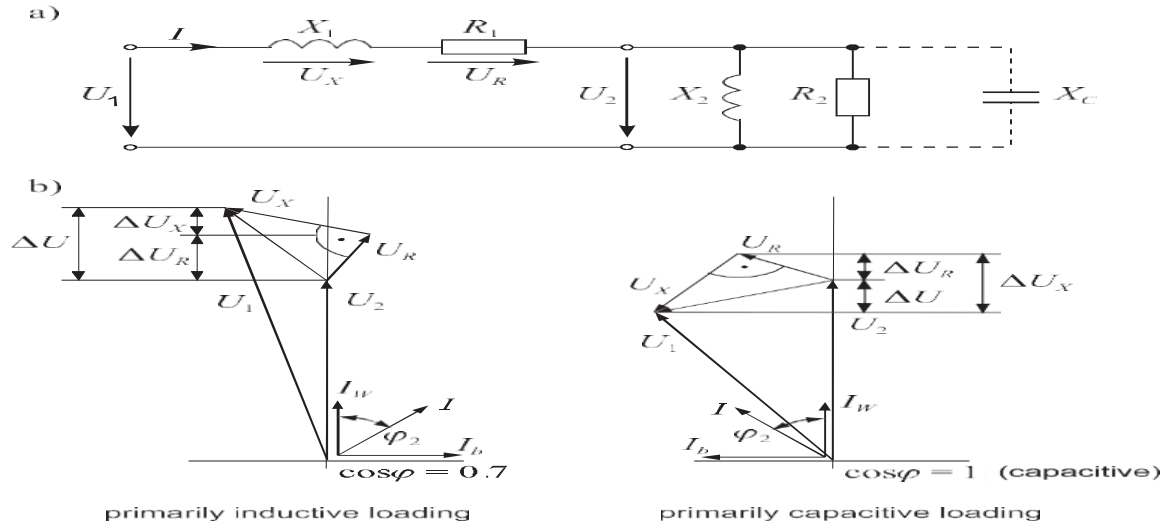


Figure 15.1: Equivalent circuit diagram of a network with different loading; a) Equivalent circuit, b) phasor diagram

For resistive, inductive and capacitive loads, the power factor $\cos \phi$ is different because the relationships between the voltage and current are different. Figure 15.2 shows the different phase relations for resistive, inductive and capacitive loads.

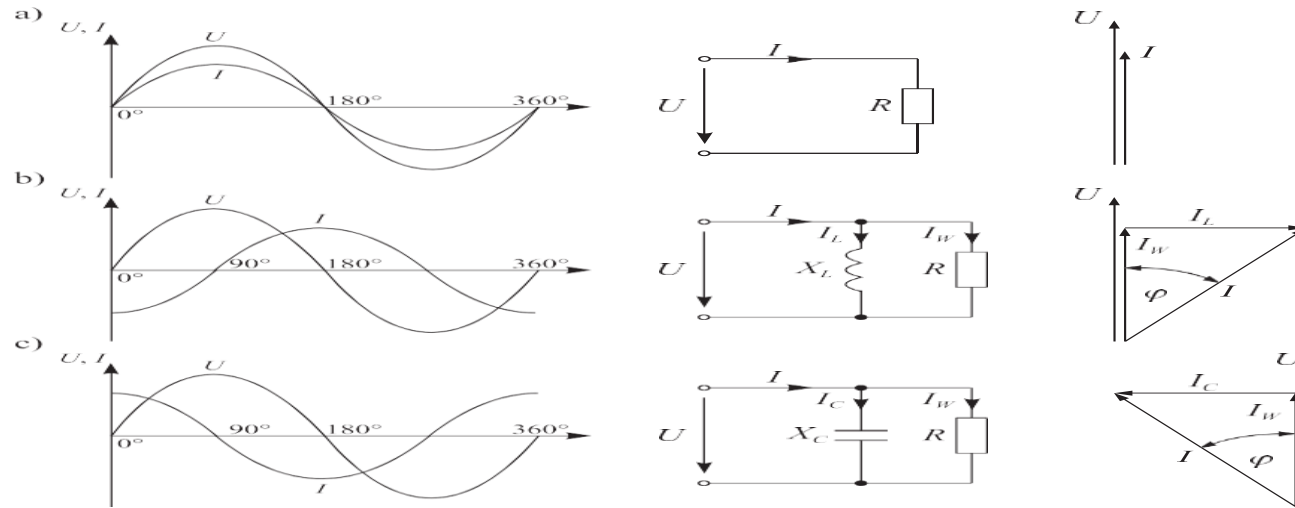


Figure 15.2: Relation between current, voltage, and power for
a) a resistive load, b) an inductive load, c) a capacitive load

Figure 15.3 illustrates current and power triangles and Figure 15.4 power triangles with compensation.

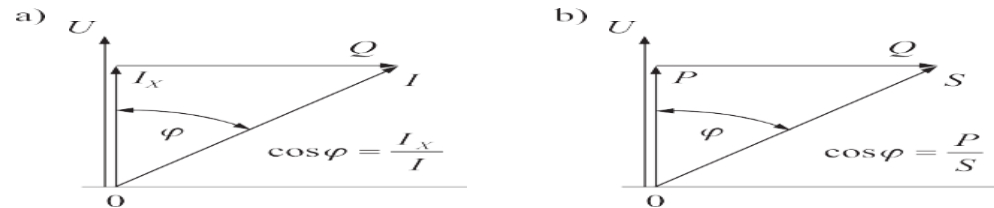
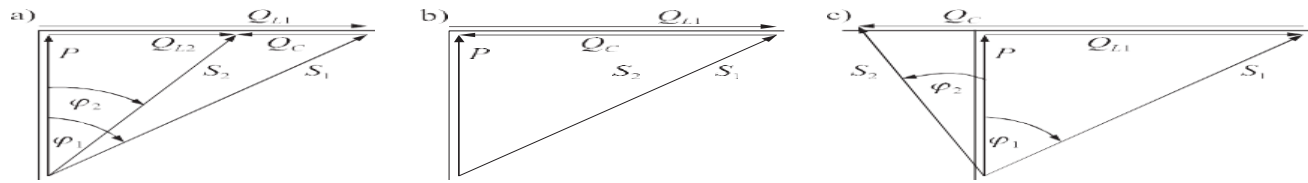


Figure 15.3: Current and power phasors in networks; a) Current triangle, b) power triangle



Index 1: Values without compensation, Index 2: Values with compensation

Figure 15.4: Power triangle with compensation; a) Partial compensation, b) Full compensation, c) Overcompensation

The apparent power absorbed in an electrical network is:

$$S = UI \quad \text{or} \quad S = \sqrt{3} UI \quad [\text{VA}] \quad (15.1)$$

The effective power is:

$$P = UI \cos \phi \quad \text{or} \quad P = \sqrt{3} UI \cos \phi \quad [\text{W}] \quad (15.3)$$

The reactances are:

$$X_L = \omega L \quad \text{and} \quad X_C = \frac{1}{\omega C} \quad (15.4)$$

The reactive power is:

$$Q = \frac{P}{\cos \phi} \quad [\text{kvar}] \quad (15.5)$$

The power factor is:

$$\cos \phi = \frac{P}{S} \quad (15.6)$$

The effective current is:

$$I_w = I_n \cos \phi \quad (15.7)$$

The reactive current is:

15.2

Effect of Reactive Power

In electrical networks, voltage drops occur due to loading of the internal resistances of the network.

$$\Delta U = I_b (R_L \cos \phi + X_L \sin \phi) \quad (15.8)$$

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% \quad (15.9)$$

The voltage drop can be calculated from the power as follows:

$$\Delta u = \frac{1}{1_k} \frac{1}{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2} \frac{X}{R \cos \phi + \sin \phi} \cdot 100\% \quad (15.10)$$

Neglecting the resistive part, then:

$$Q = I_b \sin \phi \quad (15.11)$$

$$\text{then } \Delta u = \frac{Q}{1_k} \cdot 100\% \quad (15.12)$$

15.3

Compensation for Transformers

Transformers are designed according to the reactive power absorption and not the maximum required reactive power. Usually standard values can be taken from tables, irrespective of the power and the rated voltage. It is also possible to calculate the reactive power of transformers from the following relationship:

$$Q_T = \frac{100}{100} \quad (15.13)$$

The meanings of the symbols are:

Q_T Transformer no-load reactive power in kvar

I_{0T} No-load current of transformer

I_0 Transformer no-load apparent power in kVA

15.4

Compensation for Asynchronous Motors

In practice, the capacitor power is at maximum 90 % of the motor power with no load, so that no dangerous self-excitation can occur. The maximum permissible capacitor power is then given by:

$$Q_C = 0.9 \cdot 3 I_0 U_n \sin \phi_0 \cdot 10^{-3} \text{ kvar} \quad (15.14)$$

Under no-load conditions with $\sin \phi_0 \approx 1$, we obtain:

$$Q_C \leq 0.9 \cdot 3 I_0 U_n \cdot 10^{-3} \text{ kvar} \quad (15.15)$$

Usually, the motor power and $\cos \phi$ are known, and the no-load current cannot be measured. In this case, the calculation is based on the motor power P_M .

- up to 40 kW, 40 % of the rated motor power
- above 40 kW, 35 % of the rated motor power

$$Q_C = \frac{P_M}{\eta} (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (15.16)$$

The meanings of the symbols are:

η Efficiency of motor

I_0 No-load current in A

0.9 Factor for required no-load reactive power

15.5

Compensation for Discharge Lamps

Modern lighting systems are normally operated with inductive control gear, for which the power factor is between 0.3 and 0.6. By comparison, with electronic control gear the power factor is 0.95. Single-phase or three-phase group compensation for discharge lamps is also possible. For the uniform distribution of light fixture groups over the individual phases, only one third of the capacitor power is required, which is calculated from:

$$C = \frac{Q_C}{2 U_n^2 f_n} \quad (15.18)$$

$$Q_C = (P_L + P_v) (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (15.17)$$

$$C_{str} = \frac{Q_C}{3 U_n^2 f_n} \quad (15.19)$$

The required capacity of the condenser is then:

Here, the meanings of the symbols are:

P_L Lamp power

P_v Power loss of control gear C_{str} Capacity of winding phase f_n Network frequency

15.6

c/k Value

The c/k value defines the magnitude of the required reactive power which must be present before a connection or shut-off takes place. In practice, this response threshold is set to about 60% of the smallest step. The c/k value is calculated from:

Here, the meanings of the symbols are:

Δ Smallest power step

C Capacitor power in var

U_n Voltage of external line in V

k Transformation ratio of transformer (e.g. 100 A/5 A)

15.7

Resonant Circuits

Resonant circuits are undesirable phenomena in networks. A series resonant circuit (Figure 15.5) consists of an inductance L and a capacitance C . Since the effective resistance is small relative to L and C , it can be neglected. At low frequencies, the reactance of the capacitor predominates, i.e. the series resonant circuit is capacitive. Above the resonance frequency f_r , the series resonant circuit behaves inductively. Figure 15.6 shows the behavior of the impedance, current and voltage.

A parallel resonant circuit consists of an inductance, on the one hand, and a capacitance and resistance, on the other hand, in parallel (Figure 15.7). Here, the behavior is the opposite of that for the series resonant circuit (Figure 15.8).

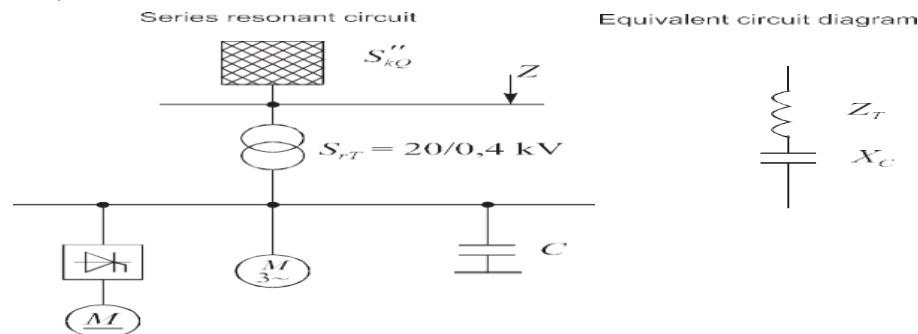


Figure I5.5: Series resonant circuit and equivalent circuit diagram

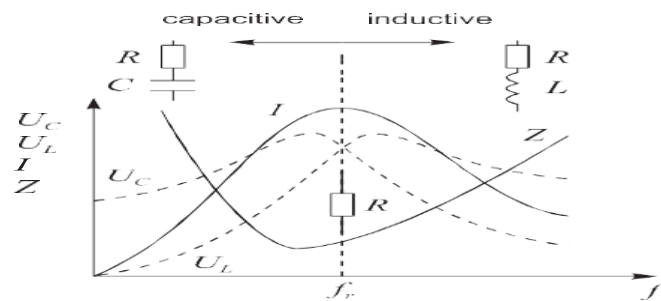


Figure I5.6: Resonance curve for a series resonant circuit

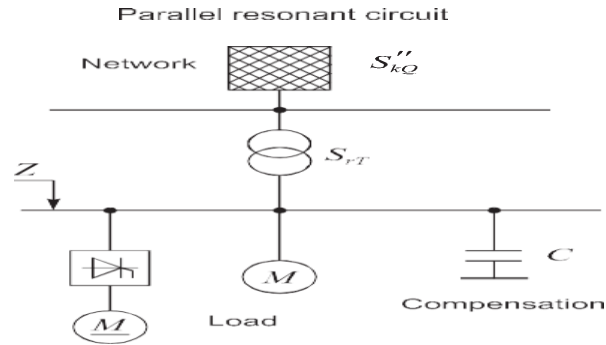


Figure I5.7: Parallel resonant circuit

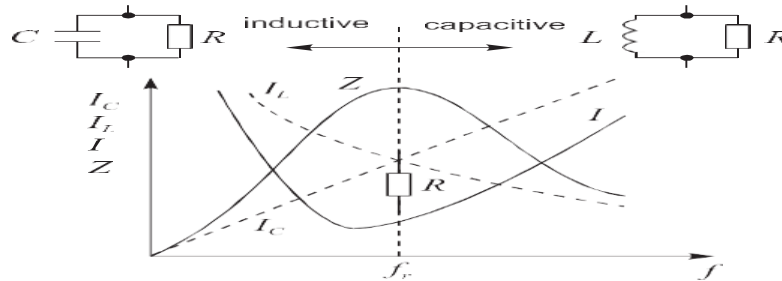
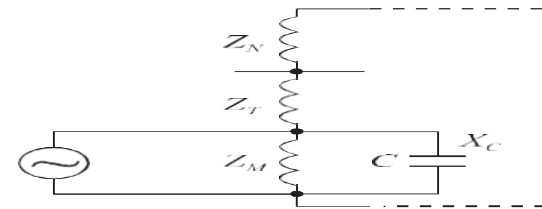


Figure I5.8: Resonance curve for a parallel resonant circuit

I5.8

Harmonics and Voltage Quality

The supply system is 230/400V, 50 Hz and has sine-wave form current and voltage curves. Non-linear loads produce undesirable harmonics (Figure 15.9 illustrates the principle), which flow directly into the network and thus give rise to the following problems:

1. Asymmetry
2. Meter errors
3. Power cable errors
4. Voltage distortions
5. Series and parallel resonances
6. Decrease in the power factor
7. Temperature rise and overloading of transformers
8. Communication errors
9. Reduction of motor powers

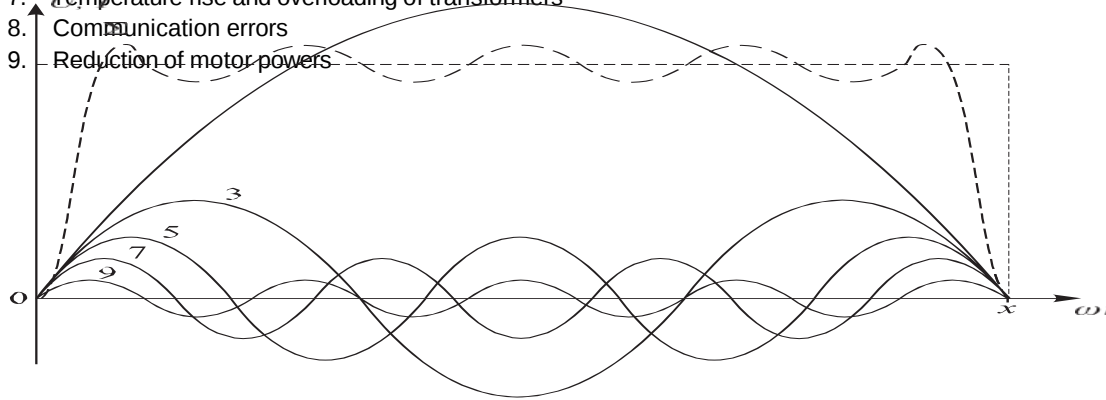


Figure 15.9: Harmonics

15.8.1

Compensation With Non-Choked Capacitors

Capacitors combine with the reactance of the transformer to form a resonant circuit (Figure 15.10). Figure 15.11 shows the impedance curve for the network, as seen by the consumer generating the harmonics.

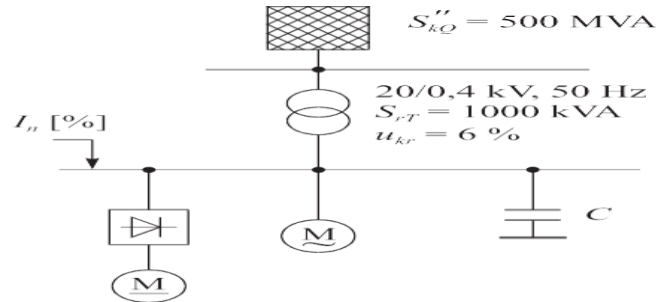


Figure 15.10: Non-choked compensation system

The capacitor power for a given harmonic order u is found from the relationship:

$$Q_C \leq \frac{1_{rT} 100}{u^2 u_k} \quad (15.21)$$

This corresponds to a frequency:

$$f_r = f_n \frac{1_{rT} 100}{Q_C u_k} \quad (15.22)$$

In order to prevent resonances, the installed reactive power must be less than the calculated (critical) reactive power. In general, no overcurrents occur in networks with non-linear loads amounting to less than 20 % of the total load.

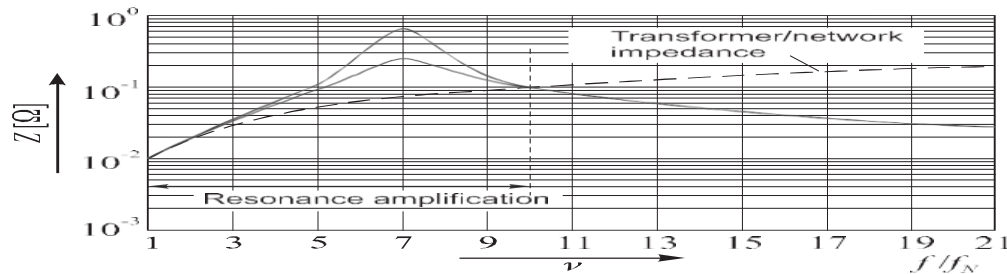


Figure 15.11: Impedance characteristic of a non-choked network

15.8.2

Inductor-Capacitor Units

With a choked system the capacitor and the choke coil are in series (Figure 15.12). Figure 15.13 shows the impedance curve for such a network.

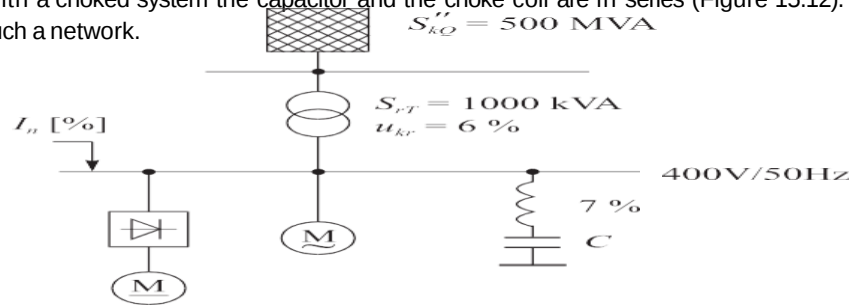


Figure 15.12: Compensation system with 7% choking

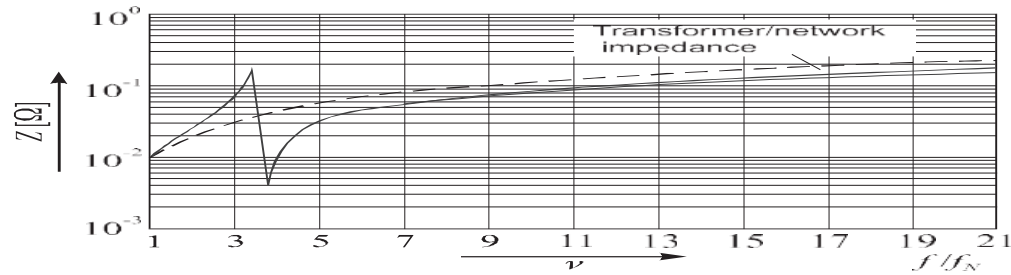


Figure 15.13: Impedance characteristic of a choked network

When the non-linear components constitute more than 20 % of the total load, critical overcurrents arise. The choking factor can be calculated by summing the powers of the harmonic components and dividing by the nominal power of the transformer, i.e.:

$$V_{PV} = \frac{\sum \frac{1}{I_{rT}} H}{1} \quad (15.23)$$

When the capacitor and choke coil are properly matched, the resonance frequency lies below the frequencies of critical harmonic currents.

With the use of choke coils, it is necessary to take the voltage increase of the capacitor into account. Increasing the dielectric strength prolongs the useful life. The increase in the voltage and the capacitor power can be calculated as follows:

$$U_c = \frac{U_n}{1-p} \quad (15.24)$$

$$Q_c = \frac{Q_{cn}}{1-p} \quad (15.25)$$

The choking factor p in % gives the ratio of the choked reactance to the capacitive reactance at the network frequency:

$$f_r = f_n \cdot \frac{1}{p} \quad (15.26)$$

The relative resonance frequency is:

$$n_r = \frac{f_r}{f_n} \quad (15.27)$$

$$p = \frac{1}{n_r^2} \quad (15.28)$$

The choking factor is also a measure for the suppression of harmonics, i.e. the smaller the value of p the more effective is the filtering.

15.8.3

Series Resonant Filter Circuits

In order to prevent resonance phenomena, choke coils are placed upstream of the capacitors (choking). Filter circuits are tuned exactly to the frequencies of the harmonic currents and therefore suppress up to 90% of these currents. In general it can be said that the filter circuits serve not only for the compensation of reactive power loads, but also for the suppression of harmonic currents. Figure 15.14 schematically illustrates the principle of filter circuits.

Figure 15.15 gives the impedance characteristic of a network with load attenuation.

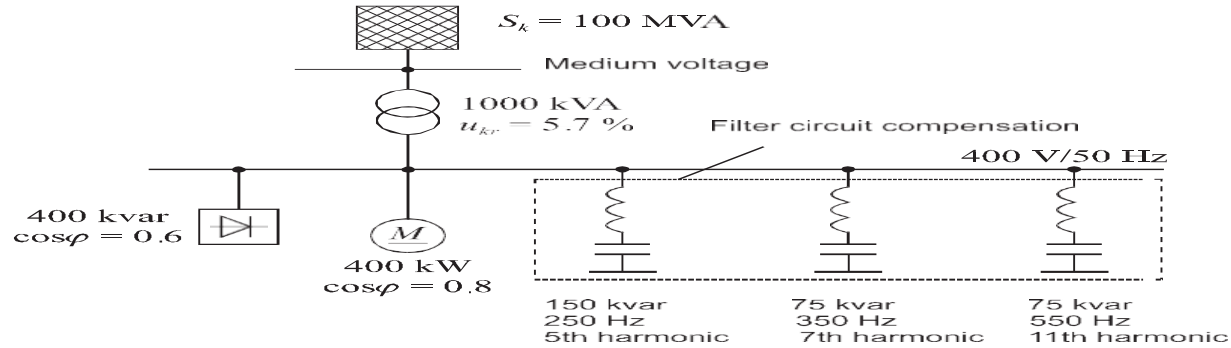


Figure 15.14: Series resonant filter circuits

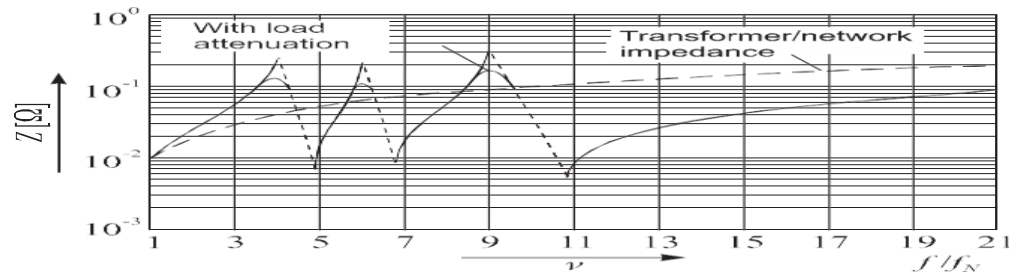


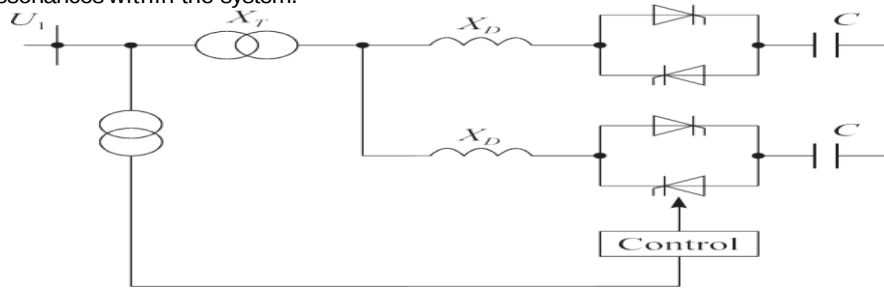
Figure 15.15: Frequency-impedance characteristic

15.9

Static Compensation for Reactive Power

Reactive power can be controlled quickly and precisely with power electronics components. Continuous control and the improved stability of networks are possible [1]. This section provides a brief description of the equipment used in electrical systems for reactive power compensation.

1. Inductances Inductances are in parallel with the networks in order to absorb the reactive power. They are connected to the tertiary winding of a transformer, e.g. to 12 kV, or directly to the busbar of a generator.
2. Capacitances Capacitances are connected either as a permanent capacitor or as a capacitor bank to the network in order to reduce the reactive power. The economic solution is voltage-controlled reactive power compensation with improved power factor.
3. Thyristor-controlled static compensation These static compensators are reactive power units connected in parallel, in which the thyristor control generates or absorbs reactive power.
4. Thyristor-switched capacitances Figure 15.16 schematically illustrates the principle of these capacitances. The capacitance C is switched on and off by the thyristor. The inductance L limits the current rise through the thyristors and causes resonances within the system.



15.16: Thyristor-switched capacitances

Properties of these systems are:

- High costs
- No transients
- Stepped control
- Avoidance of or generation of compensating harmonics
- Very low losses at the output of the compensator.

5. Thyristor-controlled inductances

Figure 15.17 schematically shows the principle of this method of compensation.

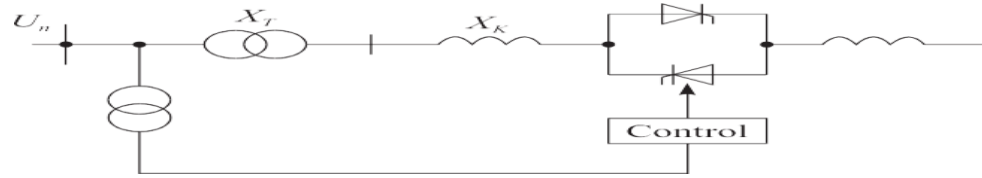


Figure 15.17: Thyristor-controlled inductances

Properties of these systems are:

- High costs
- Generation of compensating harmonics
- Continuous control
- Continuously applied voltage
- Losses at the output of the compensator.

6. Capacitances in series Capacitances connected in series are well suited to reactance compensation, but not to reactive power compensation. However, they of course also affect reactive power compensation for transmitted power. Figure 15.18 illustrates this principle. The reactive power generated in these capacitances increases with the power transmitted. The reactive power is between 100 and 800 Mvar. The greatest problem is protecting the capacitances from fault currents.

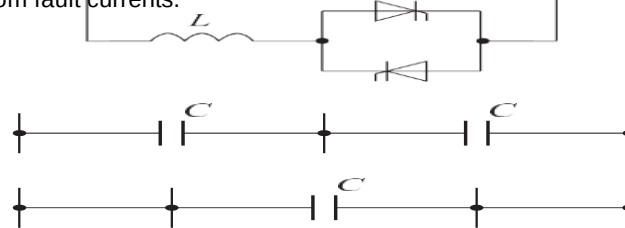


Figure 15.18: Capacitances in series

Planning of compensation systems

For the planning and configuration of compensation systems it is necessary to distinguish between existing and new electrical systems. The corriente state of exist- ing networks must be determined by measurements at the substation and on the

For new systems, it is necessary to work partly with estimated data. Concurrence, utilization factor and extensions of electrical operational equipment must all be considered. It is recommended that the system be dimensioned with a relatively low compensation power and that the correct power level of the capacitors be determined following installation of the system. The calculation and arrangement of a reactive power compensation system can be done best with the use of computer simulations [73].

Examples of Compensation for Reactive Power

Example I: Determination of Capacitive Power

A load has an effective power of $P = 50 \text{ kW}$ at 400 V and the power factor is to be compensated from $\cos \phi_1 = 0.75$ to $\cos \phi_2 =$

The power and current after compensation are:

The required capacitive power is:

$$Q_C = P (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$$

$$= 50 \text{ kW} (0.88 - 0.32) = 28 \text{ kvar}$$

15.10.2

Example 2: Capacitive Power With h Factor

The capacitive power can be determined with the factor k for a given effective power. The k factor is read from a table [72] and multiplied by the effective power. The result is the required capacitive power.

For an increase in the power factor from $\cos \phi = 0.75$ to $\cos \phi = 0.95$, from the table [72] we find a factor $k = 0.55$:

$$Q_C = P k = 50 \text{ kW} \cdot 0.55 = 27.5 \text{ kvar}$$

15.10.3

Example 5: Determination of Cable Cross-Section

A three-phase power of 250 kW, with $U_n = 400 \text{ V}$, at 50 Hz is to be transmitted over a cable 80 m in length. The voltage drop must not exceed 4 % = 16 V. The power factor is to be increased from $\cos \phi = 0.7$ to $\cos \phi = 0.95$.

$$\text{What is the required cable cross-section? } I = \frac{P}{3 U \cos \phi} = \frac{250 \text{ kW}}{3 \cdot 400 \cdot 0.7} = 515.5 \text{ A}$$

$$\text{The current consumption after compensation is: } I = \frac{P}{3 U \cos \phi} = \frac{250 \text{ kW}}{3 \cdot 400 \cdot 0.95} = 379.8 \text{ A}$$

The effective resistance before compensation is:

$$\begin{aligned} (R \cos \phi + X \sin \phi) &= \frac{\Delta U}{3 I} \\ &= \frac{16 \text{ V}}{3 \cdot 515.5 \text{ A} \cdot 0.08 \text{ km}} \\ &= 0.224 \Omega / \text{km} \end{aligned}$$

According to Table 13.4 we must choose a cable with a cross-section of 4×95^2 . The effective resistance per unit length for 380 A is:

$$\begin{aligned}
 (R \cos \phi + X \sin \phi) I_L &= \frac{\Delta U}{3 I_L} \\
 &= \frac{16 \text{ V}}{3 \cdot 380 \text{ A} \cdot 0.08 \text{ km}} \\
 &= 0.304 \Omega / \text{km}
 \end{aligned}$$

Here, a cable cross-section of $4 \times 70 \text{ mm}^2$ is required.

As this example illustrates, the improved power factor leads to lower costs because of the reduced cross-section.

15.10.4

Example 4: Calculation of the c/h Value

Given a 150 condenser battery, i.e. 5 stages of 30 each, a supply voltage of 400 V, and an instrument transformer with a k of 500 A/5 A, how large is the C/h value? $\frac{30 \text{ kvar}}{500 \text{ A}} = 0.281 \text{ Ar}$

The ratio c/h is given by:

The controller is set to 0.3.

I6

Lightning Protection Systems

IEC 62305

IEC 62305 considers new technical knowledge and is based on the current state of technology. Its use is for the planning and installation of lightning protection systems up to 60m high and offers safe protection of buildings.

- Lightning protection classes
- Specifications for exterior lightning protection
- Specifications for ground electrodes

- Exposure distance determination
- Equipotential lightning

For the installation, planning, extension and modification of lightning protection systems IEC 62305 apply. In the applicable building ordinances there is information about the need for lightning protection in buildings. Lightning protection is necessary for buildings which lightning can easily enter and cause severe damage. Such buildings include e.g. schools, churches, apartment buildings, administrative buildings, hospitals, railroad stations, telecommunications towers, banks, airports, sport arenas, museums, explosion hazard areas, kindergartens, commercial buildings and high-rise buildings.

Lightning protection systems include

1. Exterior lightning protection
2. Interior lightning protection
3. Overvoltage protection of electronic equipment.

HD 637 S1 Grounding Systems in AC Systems above 1 V and IEC 60364, Parts 20 and 54 Heavy Current Systems up to 1 V provide comprehensive explanations and terms for grounding systems. Figure 16.1 explains the terms necessary for understanding.

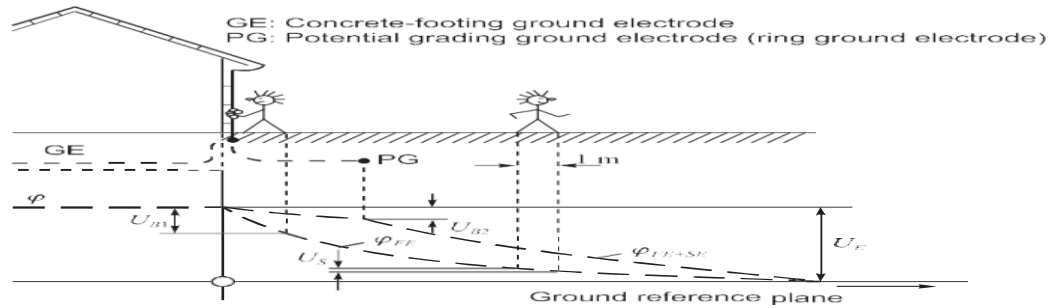


Figure I6.1: Ground-to-electrode potential and voltages for grounding electrodes with current flow [80]

Here, the meanings of the symbols are:

U_1 Step voltage

ϕ Ground-to-electrode potential

FE Concrete-footing ground electrode

SE Potential grading ground electrode (ring ground electrode)

x Distance to concrete-footing ground electrode

U_E Ground potential rise

U_B Touch voltage

U_{B1} Touch voltage without potential grading ground electrode (on concrete-footing ground electrode)

U_{B2} Touch voltage without potential grading ground electrode

In accordance with HD 637 S1 the ground resistance is the resistance of the grounding system between the concrete-footing ground electrode and potential grading ground electrode (on concrete-footing ground electrode and the ground reference plane).

-

Touch voltage:

The touch voltage is a part of the ground potential rise which can be shunted out through the human body.

-

Ground reference plane:

The ground reference plane is the part of ground, in particular the area outside the range of influence of a ground electrode or a grounding system, in which no measurable voltages occur between any two points as a result of the grounding current.

-

Ground termination network:

Grounding for leading the lightning discharge current to ground.

- Ground:
- Ground is the conductive soil. Ground potential rise:
The ground potential rise is voltage occurring between a grounding system and the ground reference plane.
- Soil resistivity:
The resistivity of the ground in Ωm . Potential grading ground electrode:
- The potential grading ground electrode is a grounding electrode which, due to its shape and arrangement, serves for controlling the potential.
- Step voltage:
The step voltage is the part of the ground potential rise which can be shunted out in a one meter long section, such that the current flows through the human body from foot to foot.

16.1

Lightning Protection Class

In order to be able to plan a lightning protection system it is first necessary to determine the protection class for the building in planning. Lightning protection classes I to IV are assigned according to different values of the efficiency of the lightning protection system, the mesh size and the lightning sphere size (Table 16.1)). For each protection class, we can determine the shielding angle of a building according to the height of the air terminal above the ground (Figure 16.2). For the determination of the position of the air terminal, in general three methods are used:

1. The shielding angle method (a) for simple shapes
2. The lightning sphere method (radius r) for complicated cases
3. The mesh method (w) for flat surfaces

Lightning protection class	Radius of sphere	Mesh size	Efficiency
	m	m	%
I	20	5 x 5	98
II	30	10 x 10	95
III	45	15 x 15	90
IV	∅	20 x 20	80

Table 16.1: Characteristic of the lightning protection classes

Examples for protection classes [74]:

- Class I Biological and nuclear installations
- Class II Telecommunications towers, cathedrals, industrial facilities Apartment buildings, yards,
- Class III schools, theaters, banks Weather-protected structures, refuge shelters
- Class IV

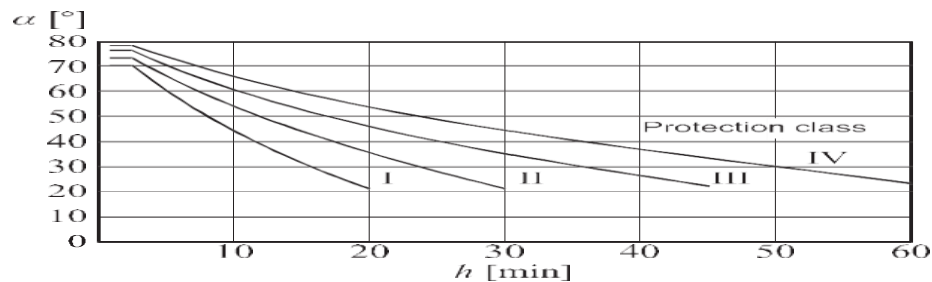


Figure 16.2: Shielding angle [80] [80]

16.2

Exterior Lightning Protection

Exterior lightning protection includes all equipment for collecting and leading off lightning discharge current to the grounding system (Figure 16.3).

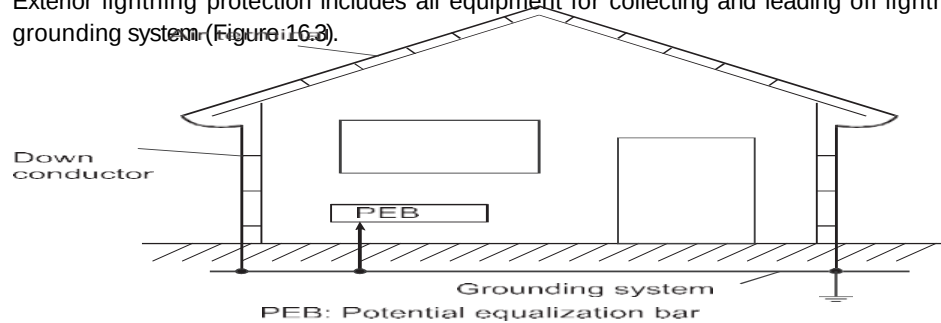


Figure 16.3: Exterior lightning protection

16.2.1

Air Terminal

The air terminal (Figure 16.4) serves as the striking point for lightning. The mesh size of the air terminals is 10 m x 20 m maximum for normal buildings, and 10 m x 10 m for hospitals. The mesh must be installed so that no point on the surface of the roof is

more than five meters from an air terminal conductor (Figure 16.5). The height of the lightning rod may not be more than 20 m, and the distance from the building must be at least 2 m (Figure 16.6). The building is regarded as protected when the angle is 45° . The area protected by the lightning rods is shown for $H < 30$ m in Figure 16.7 and for $H > 30$ m in Figure 16.8. The roof superstructures, of electrically non-conductive material, may not be longer than 0.3 m (Figure 16.9). A roof ventilation system may not be attached without being first included in the lightning protection concept. If the roof ventilation system is protected by a lightning rod, then the distance between the ventilation system and the lightning rod must be determined in accordance with Figure 16.10.

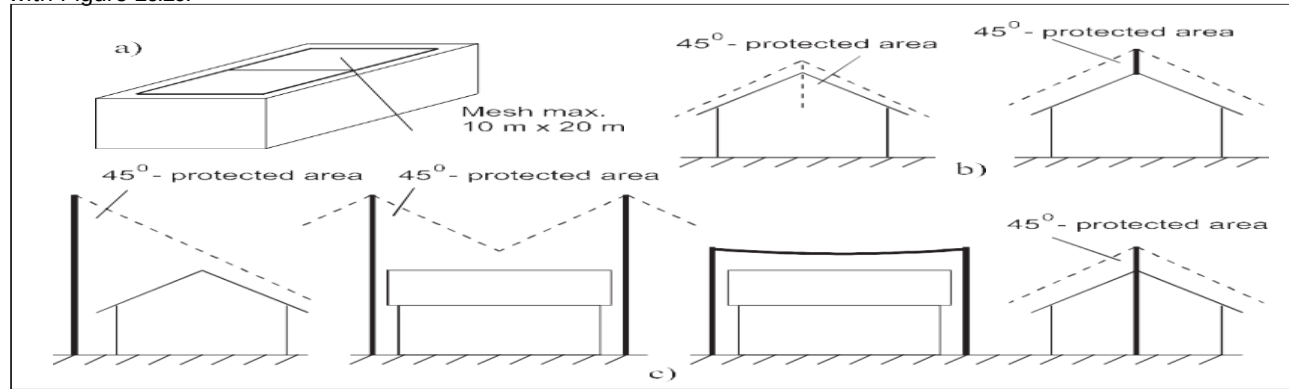


Figure 16.4: Air terminals [79]

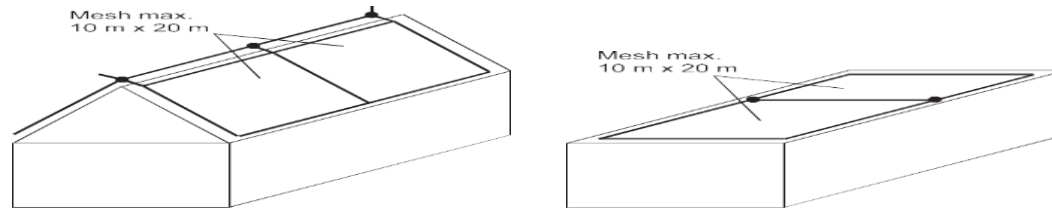


Figure 16.5: Air terminal - mesh [79]

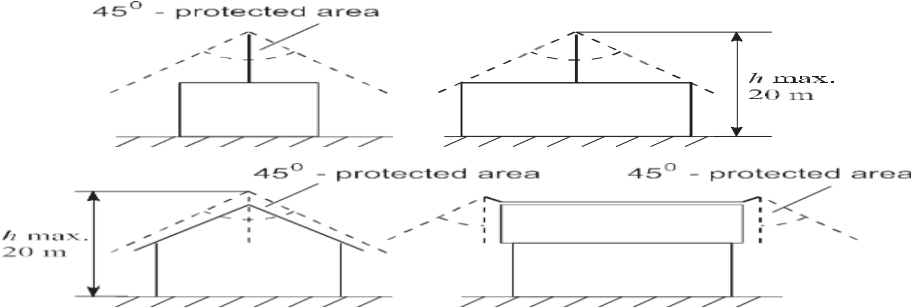


Figure 16.6: Air terminal with protected area [79]

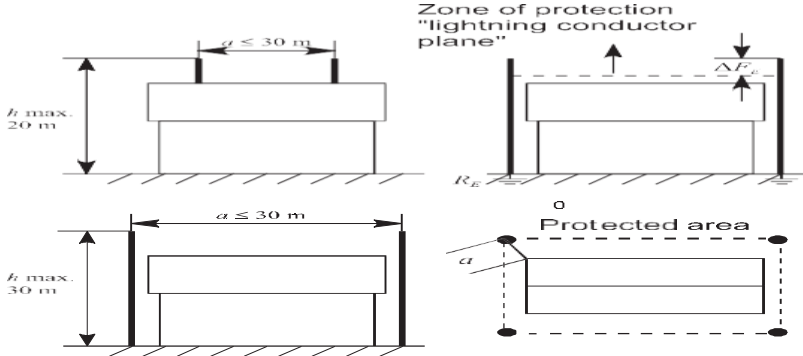


Figure 16.7: Air terminal - lightning rod with protected area up to max. 30 m [79]

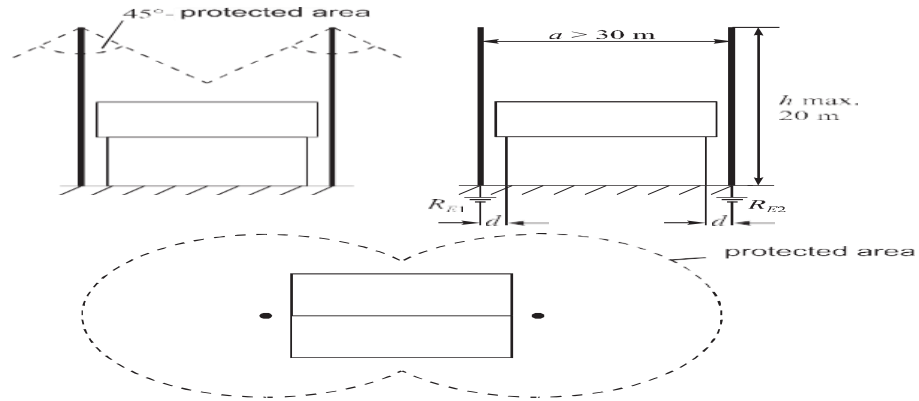


Figure 16.8: Air terminal - lightning rod with protected area greater than 30 m [79]

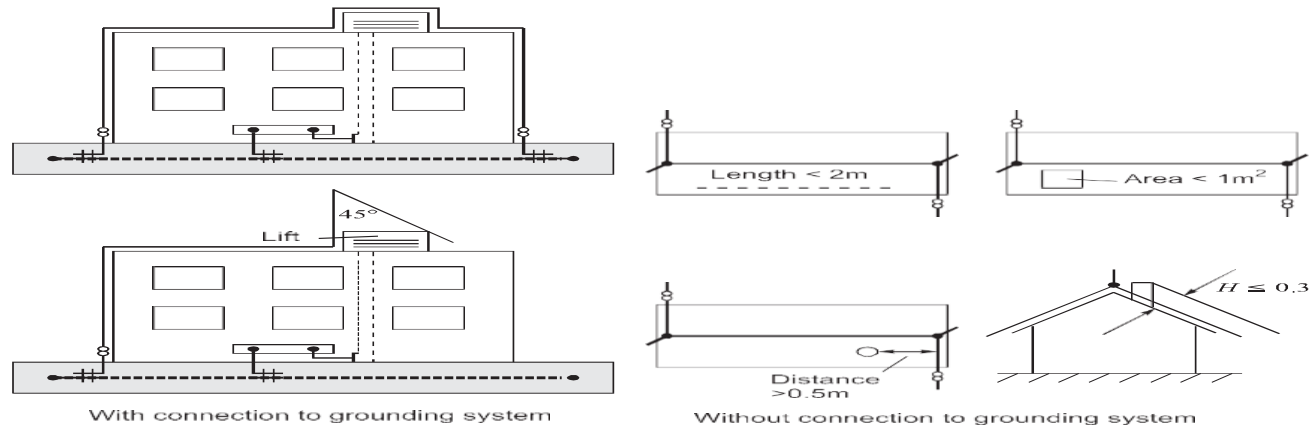


Figure 16.9: Air terminal - roof superstructures of electrically conductive material [79]

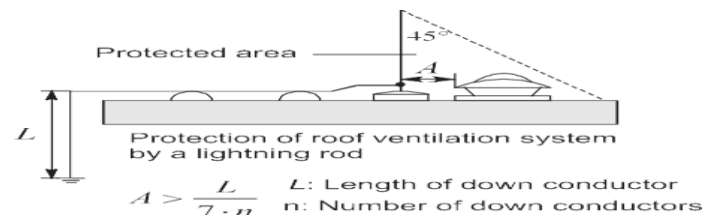
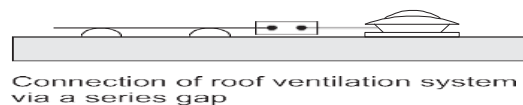


Figure 16.10: Air terminal for smaller roof superstructures [79]

16.2.2

Down Conductors

The down conductor (Table 16.2) connects the air terminal to the grounding system. For every 20 m, measured along the edges of the roof, a down conductor must be installed, outwards from the corners of the building. Through the air terminal, a zone of protection with a shielding angle of 45° is then formed.

Length of outer roof edges	Number of down conductors		
	Symmetrical building	Unsymmetrical building	Ridged roof up to max. 12 m width or length
...20 m	1	1	1
21...49 m	2	2	2
50...69 m	4	3	2
70...89 m	4	4	4
90...109 m	6	5	4
110...129 m	6	6	6
130...149 m	8	7	6

Down conductors must have test joints in order to enable later measurements on the system. The required number of down conductors for buildings can be calculated as follows (in any case, at least two down conductors must be arranged):

$$n = \frac{\text{Circumference of the building in m}}{20} \quad (16.1)$$

Figure 16.11 shows different arrangements of down conductors. Down conductors must be installed so that

1. Several parallel current paths exist
2. The length of the current paths must be kept as short as possible
3. Connections to the equipotential bonding are made
4. The down conductors have no effect on safety areas
5. They can be connected to each other near the ground

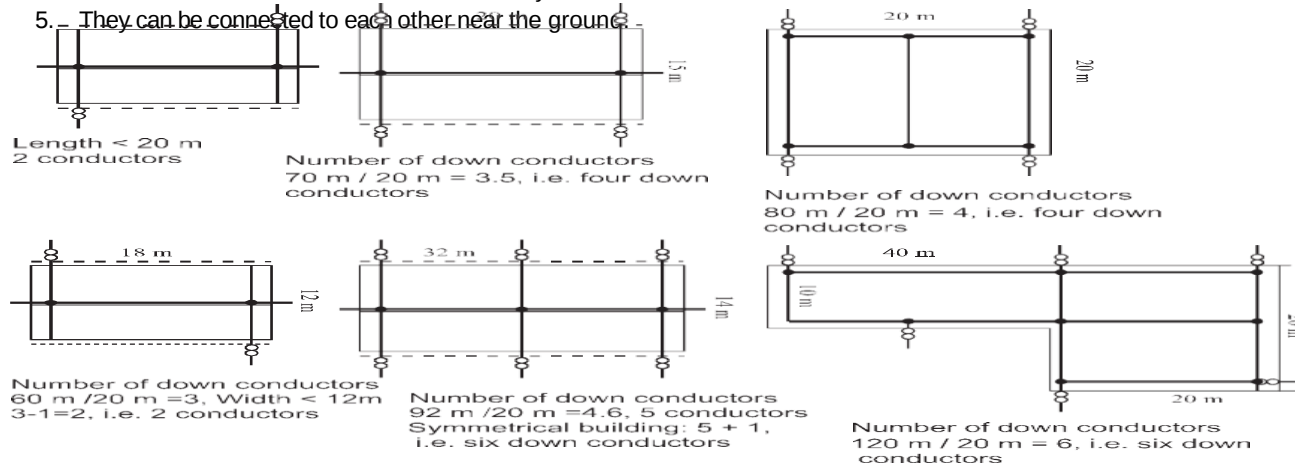


Figure 16.11: Arrangement of down conductors [79]

The connection of the down conductor to the grounding system must be as short as possible (Figure 16.11), and the connection points must be protected against corrosion.

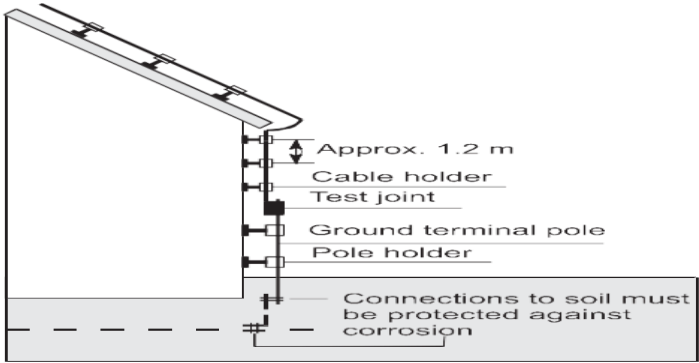


Figure 16.12: Down conductor in accordance with

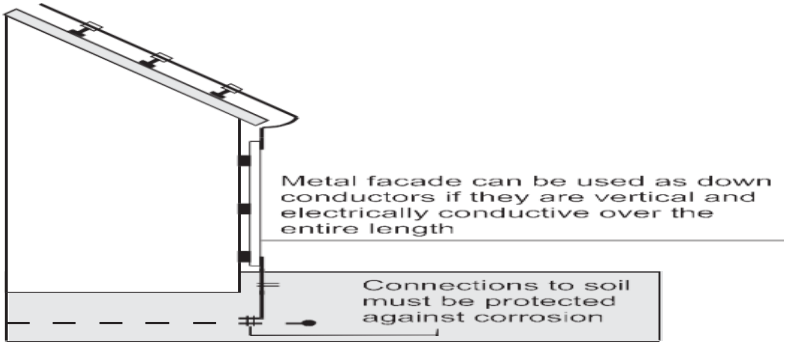


Figure 16.1s: Down conductor in accordance with

16.2.3 Grounding Systems

The grounding system can be in the form of a concrete-footing ground electrode, ring ground electrode or single ground electrode. The down conductor is connected to this grounding system.

In accordance with IEC 1312-1, the grounding resistance must not be more than 10 Ω. We distinguish here between two types of grounding systems:

1. Type A arrangement
 - Surface ground electrode
 - Buried ground electrode
2. Type B arrangement
 - Ring ground electrode
 - Concrete-footing ground electrode.

1. Type A arrangement: Surface ground electrode
- A surface ground electrode is a ground electrode which is generally installed at a depth of less than 0.5 m and is connected to each down conductor (Figure 16.14).

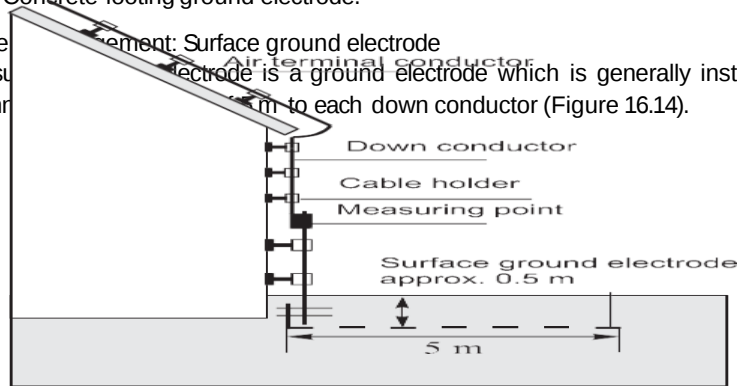


Figure 16.14: Surface ground electrode

It can consist of round or flat conductors and be in the form of a ring, radial or mesh ground electrode:

The ground resistance of the surface buried ground electrode is given by:

$$R_E = \frac{\rho_E}{2L} \ln \frac{2L}{d} \quad (16.2)$$

We can calculate the ground electrode resistance with the approximate relationship

for $L \leq 10$ m

$$R_E \approx \frac{2\rho_E}{L} \quad (16.3)$$

for $L \geq 10$ m

$$R_E \approx \frac{2\rho_E}{L} \quad (16.4)$$

The symbols have the meanings:

L Length of surface ground electrode

d diameter of surface ground electrode

2. Type A arrangement: Buried ground electrode

It is not possible in all cases to use concrete-footing ground electrodes or ring ground electrodes as lightning protection ground electrodes. In such cases, IEC 1024-1, Part 1 offers the possibility of installing a single ground electrode for each down conductor. As a single ground electrode, either a surface ground electrode with a length of 20 m or a buried ground electrode (Figure 16.15) with a length of 9 m is placed vertically in the ground 1 m

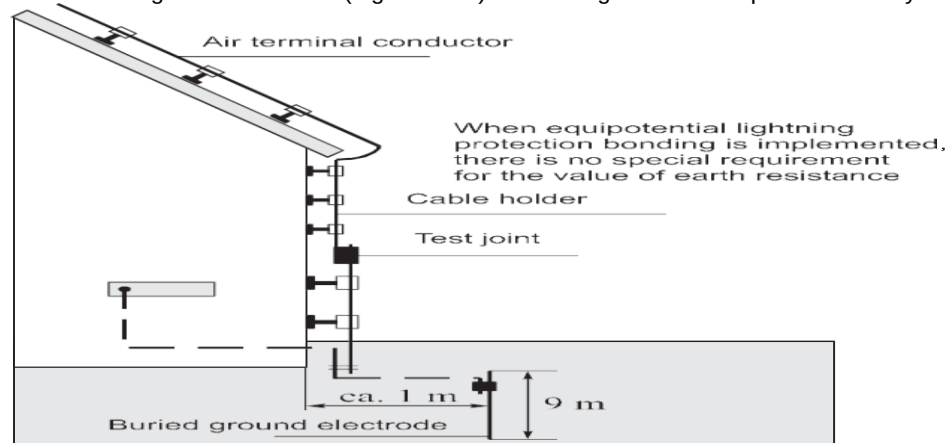


Figure 16.15: Buried ground electrode

away from the foundation of the building. Buried ground electrodes have the advantage that they are placed at further into the ground, where the soil resistivity is less than towards the surface. With vertically placed ground electrodes, frost conditions have no negative effects on the ground resistance. The ground resistance of a buried ground electrode is given by [36]:

$$R_E = \frac{\rho_E}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d} \quad (16.5)$$

This can be approximated by the relationship:

$$R_E \approx \frac{\rho_E}{L} \quad (16.6)$$

The symbols have the meanings:

L Length of buried ground electrode

d Diameter of ground electrode rod

Figure 16.16 shows the ground resistance for buried ground electrodes.

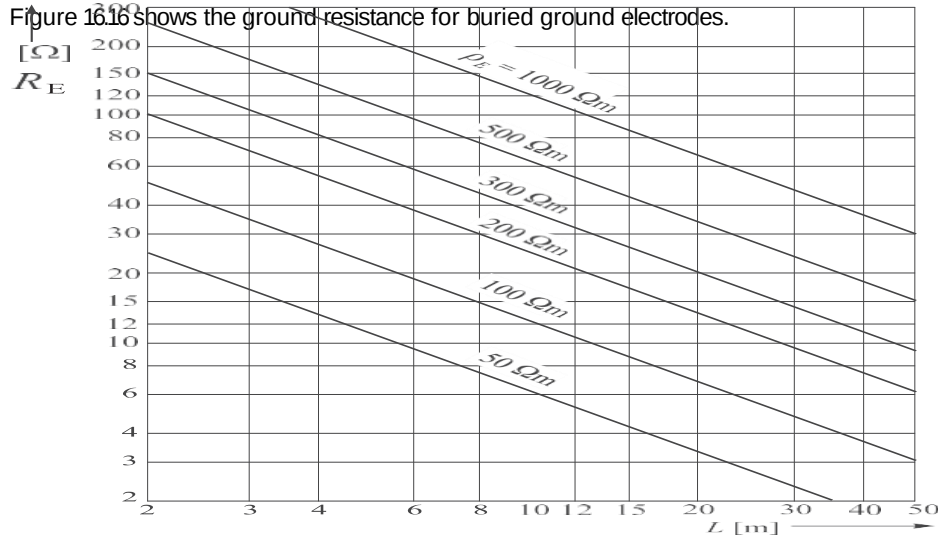


Figure 16.16: Ground resistance for buried ground electrodes [75]

3. Type B arrangement: Ring ground electrode

A ring ground electrode is a surface ground electrode at a depth of at least 0.5 m and, as well as possible, as an enclosed ring installed at a distance of 1 m (Figure 16.17) from the exterior foundation of the building.

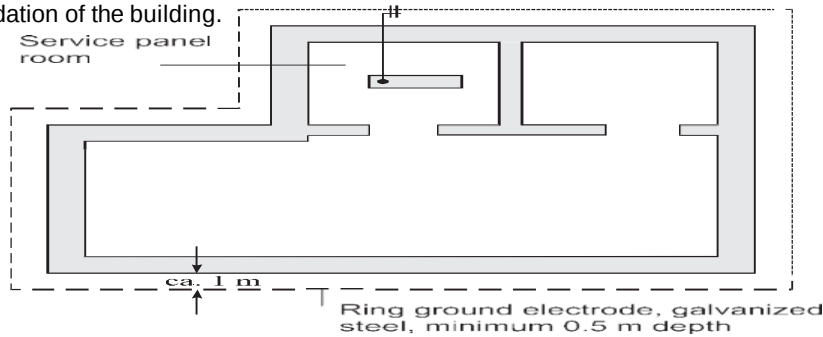


Figure 16.17: Enclosed ring ground electrode

The ground resistance of a ring ground electrode is given by [36]:

$$R_E = \frac{\rho_E}{u^2 D} \quad (16.7)$$

This can be approximated by the relationship:

$$R_E \approx \frac{2\rho_E}{3D} \quad (16.8)$$

Here, the symbols have the meanings:

- D Diameter of ring ground electrode $D = 1.13 \text{ A}$
- d Area of the enclosed ring ground electrode surface
- ρ_E Soil resistivity in $\Omega \cdot \text{m}$

4. Type B arrangement: Concrete-footing ground electrode

For optimal functioning, the main equipotential bonding requires an effective and long-term functioning grounding system. The concrete-footing ground electrode is very well suited to this purpose (Figure 16.18).

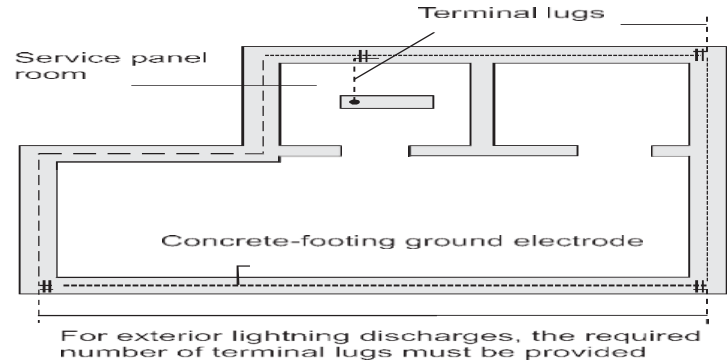


Figure 16.18: Concrete-footing ground electrode

Furthermore, it can also be used as a ground electrode for lightning protection, communications systems and low-voltage systems. It must be in the form of an enclosed ring installed in the foundations of the outer walls of the building. For concrete-footing ground electrodes, steel strips with a cross-section of at least 30 mm x 3.5 mm or steel bars of at least 10 mm diameter must be used. The ground resistance of a buried ground electrode is given approximately by [37]:

$$R_E \approx \frac{2 \rho}{u D} \quad (16.9)$$

$$D = \frac{4 L B}{\pi} \quad (16.10)$$

The symbols have the meanings:

- L Length of the concrete-footing ground electrode B Width of the concrete-footing ground electrode D Diameter of the equivalent circuit area

Figure 16.19 shows the ground resistance for steel strip and steel bar ground electrodes.

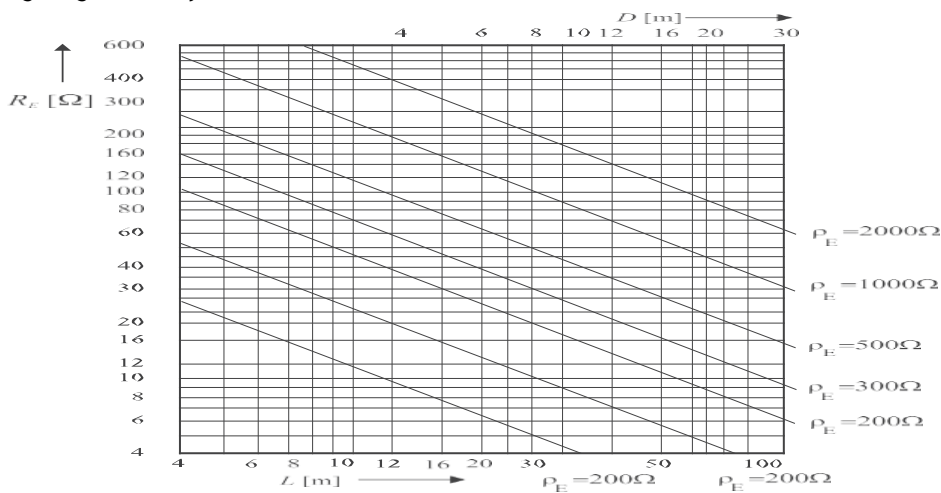


Figure 16.19: Ground resistance for steel strip and steel bar ground electrodes [75]

Minimum length of ground electrodes

The minimum length of ground electrodes must not be considered when the measured grounding resistance is less than 10 Ω . For type B (ring or concrete-footing ground electrodes) the average radius r of the area enclosed by the ground electrode may not be less than l_1 . The length l_1 can be taken from Figure 16.20.

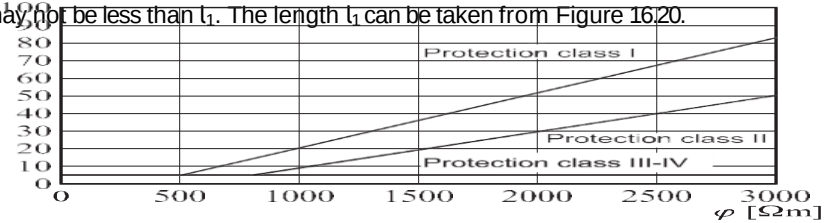


Figure 16.20: Minimum length of a ground electrode

Here:

$r \geq l_1$ (16.11)

$\frac{A}{u}$ (16.12)

When the required value l_1 is greater than the value of r , radial or buried ground electrodes must then be added, for which the lengths l_h (horizontal) and l_v (vertical) are calculated as follows:

$l_h = l_1 - r$ (16.13)

$l_v = \frac{l_1 - r}{2}$ (16.14)

The number of additional ground electrodes must not be less than the number of down conductors, and must be at least two.

The meanings of the symbols are:

- r Average radius
- A Circular area
- l_1 Minimum length of a ground electrode l_h Length of horizontal ground electrode l_v Length of vertical ground electrode

The ground resistance of a ground electrode depends on the soil resistivity, the dimensions and the arrangement of the ground electrode and the length of the ground electrode, and less on its cross-section [36]. Figures 16.19 and 16.16 show the ground resistance of steel strip, ring and buried ground electrodes as a function of the ground electrode length and the soil resistivity.

The soil resistivity of different soil types is required for the calculation of the ground resistance of a ground electrode. It is usually given in Ωm and is defined as the resistance of a 1 m³ cube of ground with 1 m edge length, measured between two opposite cube surfaces. Table 16.3 [36,37] lists frequently measured soil types.

Type of soil	ρ_E in Ωm (average values)	Type of soil	ρ_E in Ωm (average values)
Table 16.3: Soil resistivity for different types of soil	30	Granite	2500
Loam, clay, humus	100	Rock	> 10000
Sand (damp)	200	Pure water (13 °C)	55
Sand (dry)	1100	Pure water (39 °C)	34
Gravel (damp)	500	Rain water	30–300
Gravel (dry)	3000	Sea water	0.22
Stony soil	1000		

16.2.4

Example 1: Calculation of Grounding Resistances

For a soil resistivity of $\rho = 150 \Omega\text{m}$ we want to find the ground resistance of a ring and a concrete-footing ground electrode with the dimensions 14 m length and 10 m width and of a buried ground electrode 9 m in length.

The diameter of the equivalent ground electrode is:

$$D = 1.13' \quad A = 1.13' \quad 14 \cdot 10 = 13.3 \text{ m}$$

The ground resistance of the concrete-footing ground electrode can be approximated by:

The ground resistance of the buried ground electrode is:

$$R_E = \frac{\rho_E}{2uL} = \frac{4L}{2u} \frac{150 \cdot \Omega\text{m}}{9\text{m}} \frac{4 \cdot 9\text{m}}{0.02\text{m}} = 19.89 \Omega$$

The ground resistance of the buried ground electrode can be approximated by:

$$R_E = \frac{\rho_E}{L} = \frac{150 \cdot \Omega\text{m}}{9\text{m}} = 16.6 \Omega$$

16.2.5

Example 2: Minimum Lengths of Grounding Electrodes

For a system of protection class II a soil resistivity of $2000 \Omega\text{m}$ was measured. From Figure 16.20 we obtain a minimum length

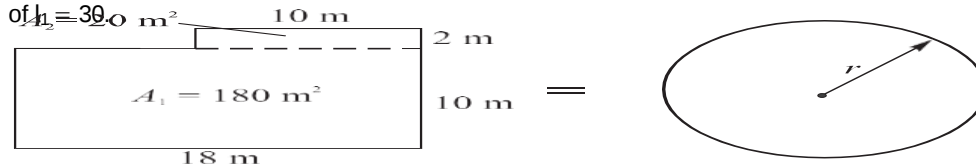


Figure 16.21: Layout of the building

From Figure 16.21, the area $A = A_1 + A_2 = 200\text{m}^2$. The average radius is then found from:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{200\text{m}^2}{\pi}} = 7.98\text{m}$$

$$l_v = \frac{l_1 - r}{2} = \frac{30\text{m} - 7.98\text{m}}{2} = 11.01\text{m}$$

This means that an additional buried electrode 11 in length must be installed,

16.2.6

Exposure Distances in the Wall Area

In accordance with IEC 1024-1, an exposure is too short a distance between a lightning protection system and metal installations or electrical systems for which there is a danger of flashover or breakdown. Exposures of air terminals and down conductors to metal installations of all types must be prevented or eliminated by increasing the distance or by connecting the installations directly to the lightning protection system or through series isolation gaps. The exposure distance is given by:

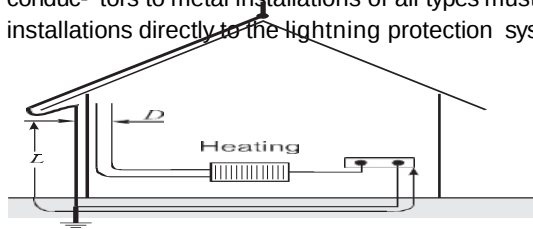


Figure I6.22: Exposure distance with equipotential bonding

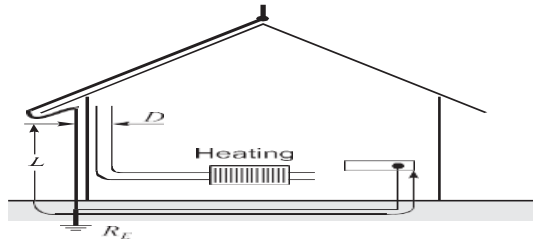


Figure I6.2s: Exposure distance without equipotential bonding

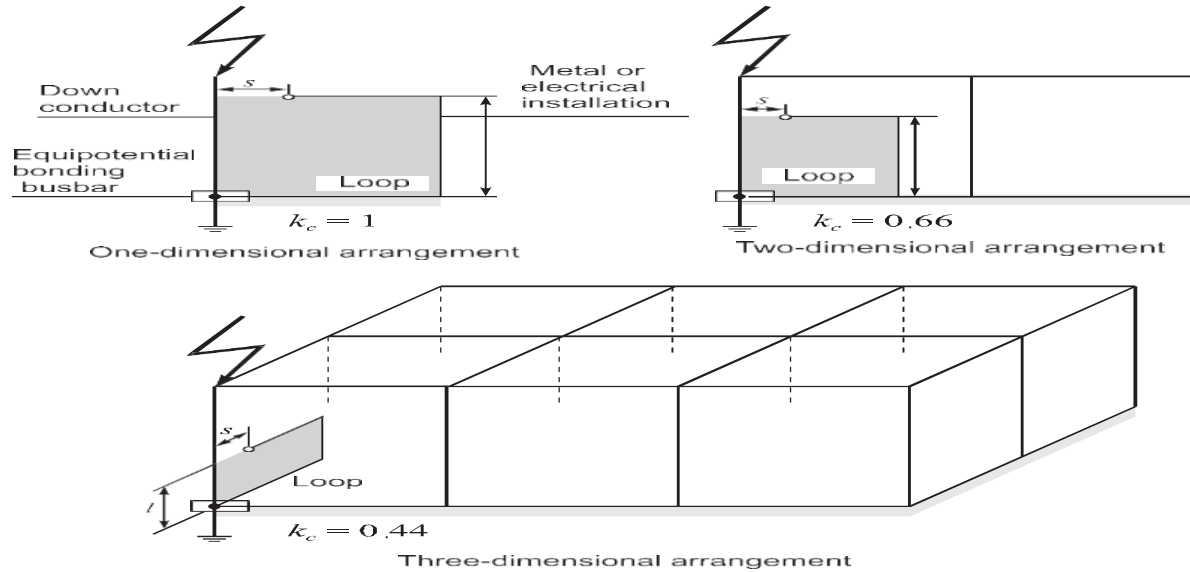


Figure 16.24: Exposure of installations to a lightning protection system with the value k_c

$$d = k_i \cdot k_m \cdot k_c \cdot s \quad \text{mit} \quad s \geq d \quad (16.19)$$

Here, the symbols have the meanings:

s Safety distance in m

d Exposure distance in m

k_c Geometrical arrangement – dependent current distribution coefficient (see Figure 16.24)

k_m Isolating path material-dependent coefficient [76] from Table 16.4

l Length of lightning protection conductor

k_i Lightning protection class-dependent coefficient [76] from Table 16.4

For the determination of the current distribution coefficient k , there are three possibilities:

- First method
 - a) For free-standing lightning conductor poles and conductor cables located between these.
 - b) With air terminal conductor on the ridge and down conductors

$$k_s = \frac{s + f}{2s + f} \tag{16.20}$$

- Second method
With a mesh air terminal conductor network on flat roofs, when no ring feeder is provided.

$$k_s = \frac{1}{2n} \sqrt{0.1 + 0.2 \frac{l}{h}} \tag{16.21}$$

- Third method
With a mesh air terminal conductor on flat roofs, when one or more ring feeders are provided.

The symbols have the meanings:

- h Height or spacing of ring feeder
- n Total number of down conductors
- s Distance from next down conductor
- l Length of air terminal conductor

Lightning protection class	h_l	Material	h_m
Table 16.4: Values of the coefficients	0.1	air	1
II	0.075	solid state material	0.5
III–IV	0.05		

16.2.7
Grounding of Antenna Systems

In accordance with IEC 1024-1, Part 1, IEC 60364 and antennas connected to a lightning protection ground electrode, concrete-footing ground electrode, integrated antenna ground electrode, steel constructions or conductive buried tubular metallic networks (Figure 16.25) must have a minimum cross-section of 16 mm² Cu (insulated or blank), 25 mm² Al (insulated) or 25 mm² steel (Figure 16.25).

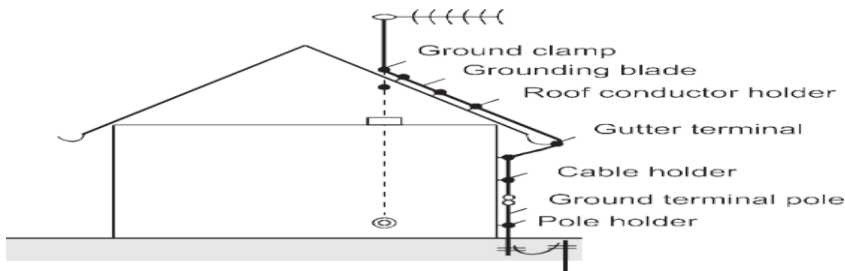


Figure 16.25: Antenna installed on a roof [80]

For room antennas, antennas under a roof or exterior antennas for which the distances depicted in Figure 16.26a are complied with a grounding system is not required. The equipotential bonding must be implemented as in Figure 16.26b.

16.2.8
Examples of Installations

For the technically correct planning of a lightning protection system, the description of the building is of great importance. DIN 48830 gives detailed information about the scope of the building description. In the preliminary planning phase, it is necessary to coordinate the lightning protection class to be used with the customer on the basis of the existing specifications. For the installation and realization of the system, the installation plan (Figure 16.27) and the specifications of work and services [81] must be written. Detailed information about planning, installing and testing can be found in the book [77]. The section numbers used are:

1	Roof conductors	13	Universal trusses
2,3	Roof conductor holders	14	Steel wire down conductors
4	Lightning conductor peak	15	Cable holders
5	Gutter terminals	16	Ground terminal poles
6	Snow fence terminals	16a	Measuring point
7	Rain conduits	17	Rain conduits
8	KS connectors	18	Grounding blade ditch
9	Series gap	19	Steel wire grounding blade
10	Lightning rods	20,22	Parallel connectors
11,12	Grounding conduits	23	Equipotential bonding busbar

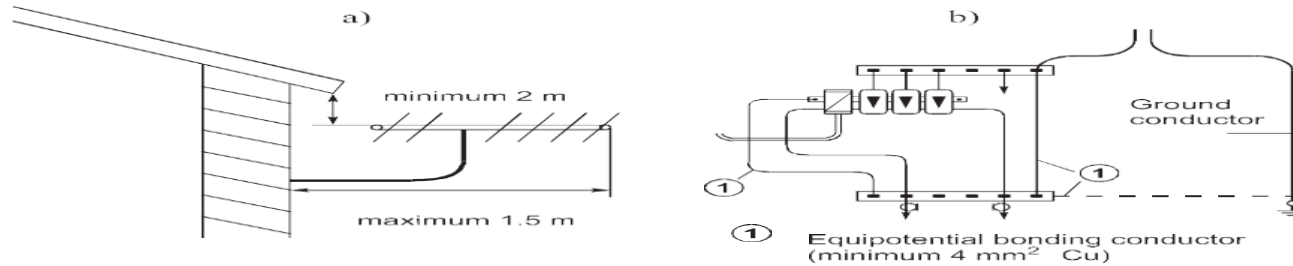


Figure 16.26: a) Window antenna b) Equipotential bonding of antennas [80]

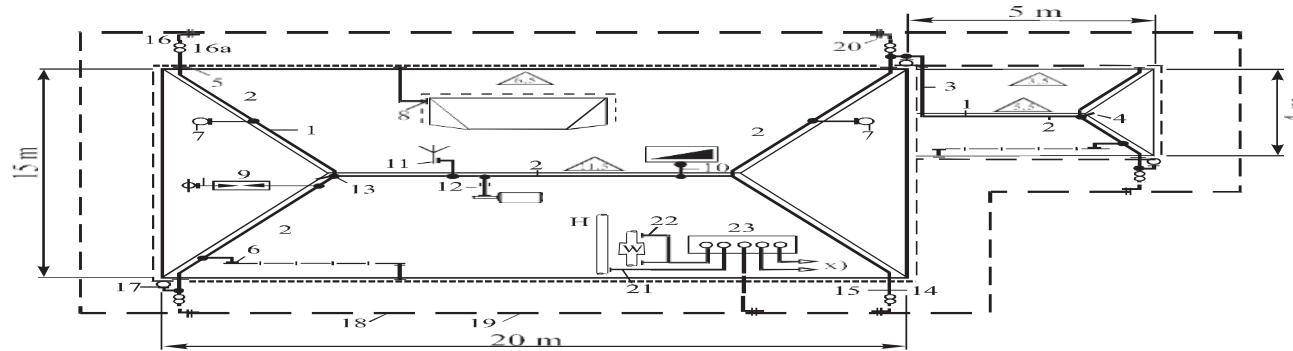


Figure 16.27: Drawing of an exterior lightning protection system [80]

16.s

Interior Lightning Protection

It is necessary to protect electrical installations within buildings against the effects of a lightning discharge current and the resulting electrical and magnetic fields. The main part of the interior lightning protection is the equipotential bonding, to which all metallic tubing, as well as heavy current and information technology systems are connected. For the information technology equipment, the lightning protection zone concept offers the best protection. The principle of this concept is based on room shielding (Figure 16.28).

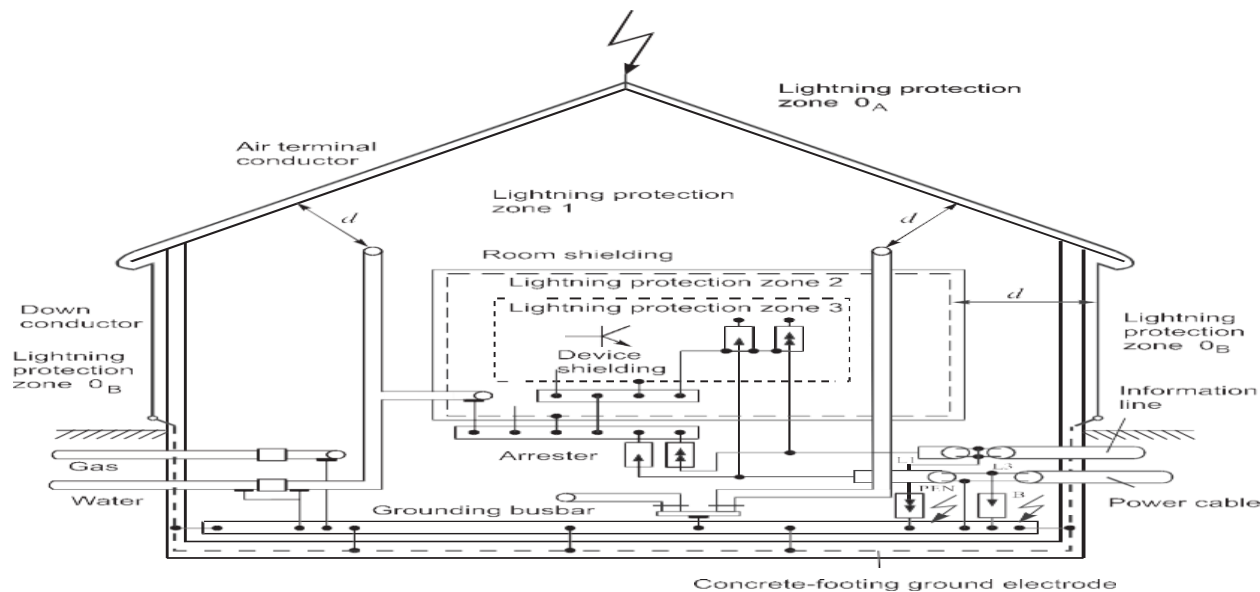


Figure 16.28: Lightning protection zones

16.3.1

The EMC Lightning Protection Zone Concept

The buildings are divided into lightning protection zones, and matched protective equipment and devices provided from the exterior area up to the most sensitive interfaces (Figure 16.29).

The EMC-oriented lightning protection zone concept has been included in international standards. This concept is especially recommended for buildings with extensive electronic equipment. The principle consists of the step-wise suppression of the electromagnetic fields and their effects which result from defined lightning protection zones.

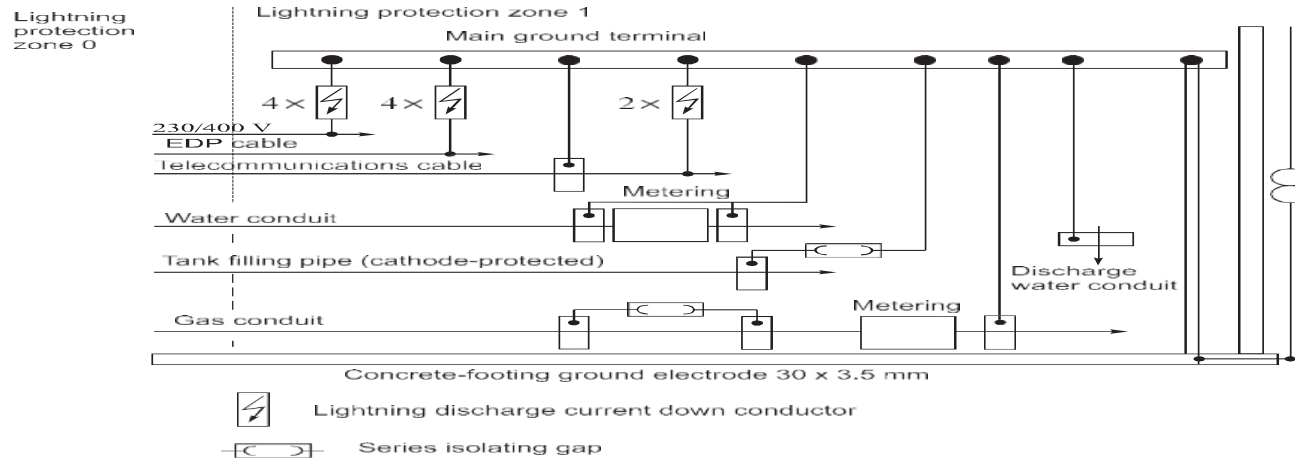


Figure 16.29: Interior lightning protection

With the EMC lightning protection concept, we can distinguish between four zones:

1. Exterior lightning protection
2. Building shielding
3. Room shielding
4. Equipment shielding.

The interfaces between the individual zones must be taken into account in the equipotential bonding, and special down conductors must be installed. Table 16.37 describes the individual lightning protection zones.

Table 16.5: Definition of zones

Zone	Definition
Lightning protection zone 0	Direct effect of lightning possible
Lightning protection zone 0/E	No shielding against electromagnetic fields Zone protected by air terminal against direct effect of lightning discharges
Lightning protection zone 1	No shielding against electromagnetic fields
Lightning protection zone 2	Partial lightning currents cause high-energy transients which can lead to switching operations
Lightning protection zone 3	The electromagnetic field is further attenuated discharge processes (ESD) take place
The minimum cross-sections of the equipotential bonding lines are: Cu 16 mm ² The electrostatic field is reduced to a minimum	
Al	25 mm ²
Steel	50 mm ² .

16.3.2
Planning Data for Lightning Protection Systems

For the planning and configuration of lightning protection systems the new lightning protection standard EN 61024-1 and overvoltage protection standard IEC 1312- 1 are available. The decision, which standard to use lies with the planner and the customer. The specifications of work and services must be written in accordance with the Lightning Protection Systems or the contract procedure for the building industry. This section describes the locations of protective devices in lightning protection systems.

According to the overvoltage categories, down conductors in the main distribution systems are used as overall protection, overvoltage arresters in the sub-distribution systems as intermediate protection and down conductors in the electrical outlets and the electronic equipment as fine protection. Figures 16.30 to 16.36 give examples for different low-voltage systems and telecommunications systems.

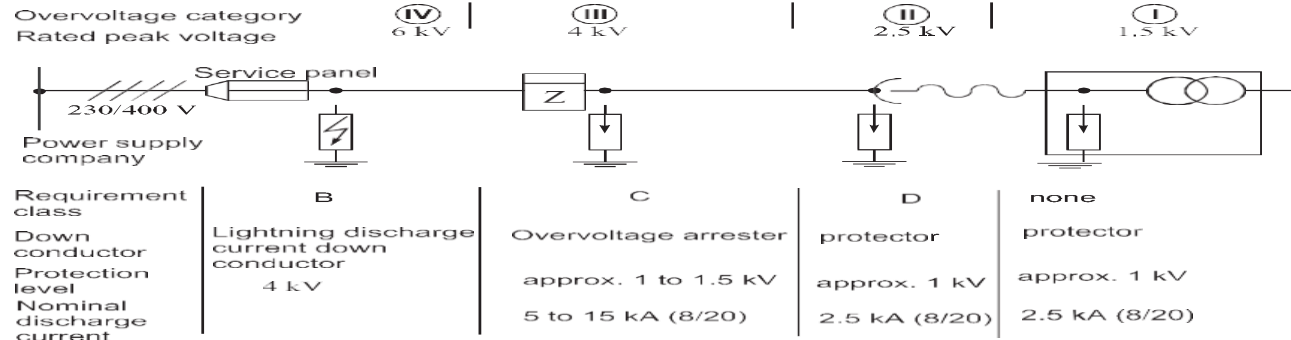


Figure I6.s0: Installation locations for overvoltage arresters [55]

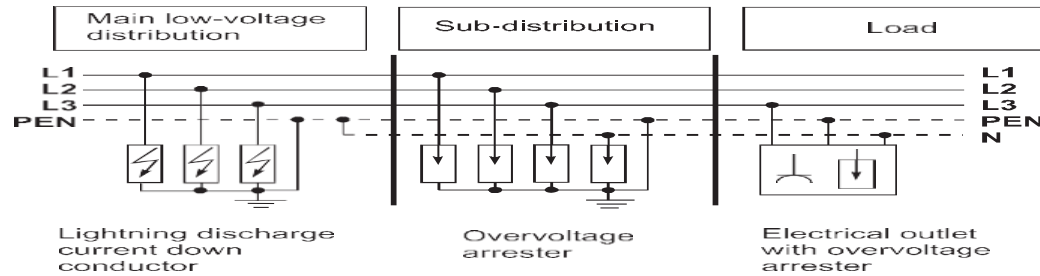


Figure I6.s1: TN system with overvoltage arresters [55]

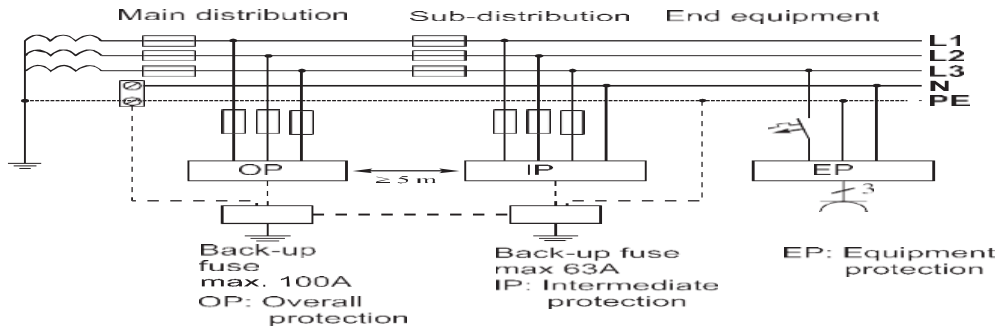


Figure I6.s2: TN system with overvoltage arresters [55]

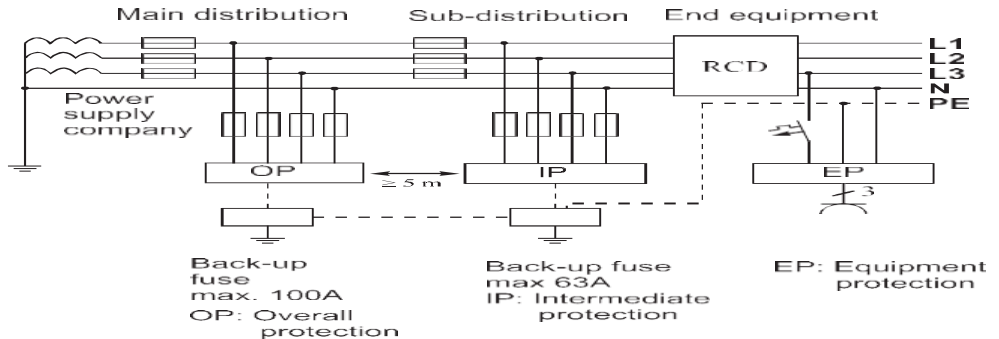


Figure I6.ss: TT system with overvoltage arresters [55]

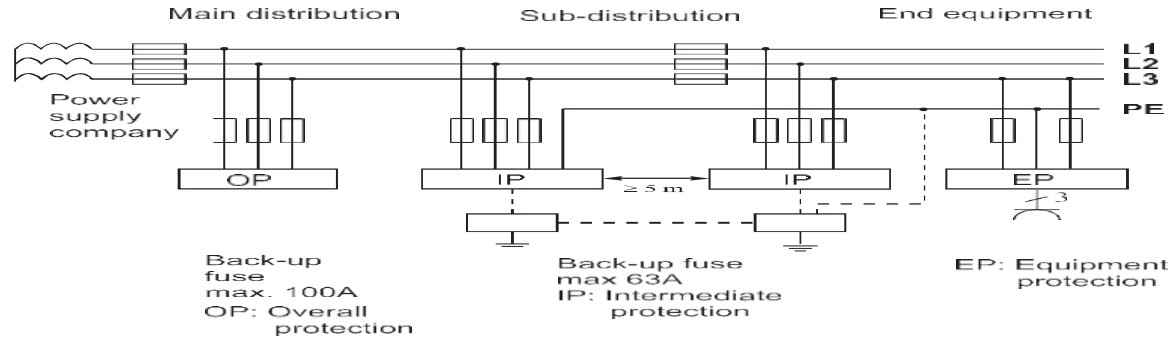


Figure I6.s4: IT system with overvoltage arresters [55]

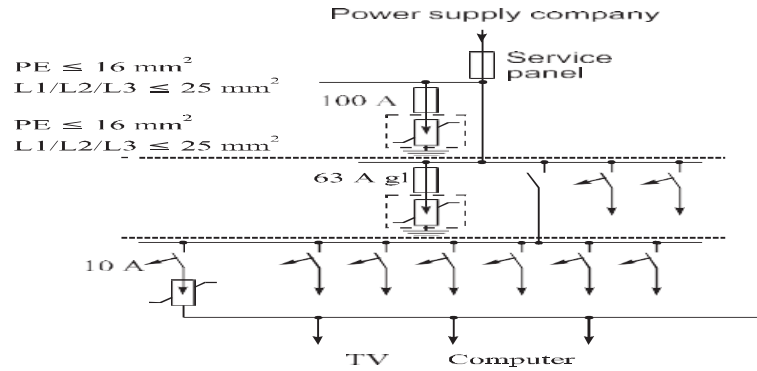


Figure I6.s5: IT system with overvoltage arresters [55]

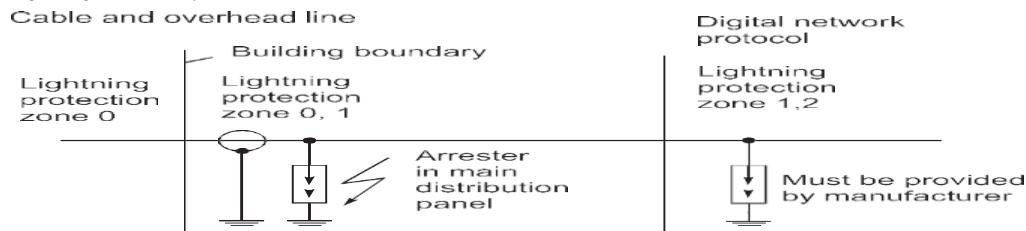


Figure I6.s6: Heavy current system, treatment of active lines at the interface [55]

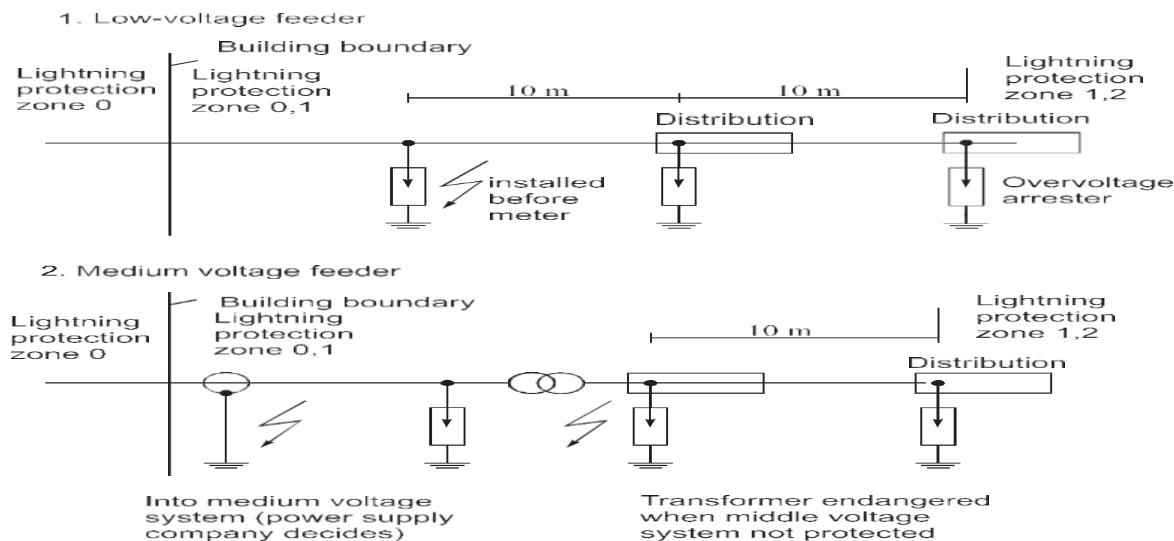


Figure I6.s7: Telecommunications system, treatment of active lines at the interface [55]

A very useful aid for the planning of overvoltage protection concepts is the "Trab- tech-select" software, included on the CD-ROM accompanying this book (see also Section 17.15).

The competition, shorter planning times (quickness) and greater market demands compel the planner to carry out project planning with the use of computers. Powerful and extensive CAD-supported planning and calculation software packages for a PC or workstation are available at reasonable prices for use with the Unix, OS2, Windows and DOS operating systems. These enable the dimensioning and selection of electrical operational equipment, the calculation of mechanical and thermal short circuit strengths, short circuit currents, selectivity and Backup protection for the selection of overcurrent protective equipment, and also the calculation of temperature rises in control cabinets. Six different computer programs are supplied on the CD-ROM accompanying this book.

17.1.1

SIKOSTART: Dimensioning and Calculation of Startup Time for a Motor

1. Program description

For the calculation of the startup time of a three-phase asynchronous motor it is necessary to input the characteristic data for the motor. Program SIKOSTART calculates the startup time (direct-start and startup time for motor), starting current and speed-torque characteristic during running and can display the results of the calculation graphically.

As important information for planning and configuration, a recommendation for the SIKOSTART to be used is also given. It is especially important to make sure that the maximum ambient temperature and the starting frequency are adhered to. Section 5 of this book shows a sample calculation with SIKOSTART.

2. Program structure

The calculation and selection program is structured as follows:

- Customer and project inputs Input of
- characteristic motor data

- Input of characteristic load data
- Input of startup conditions, i.e. requirements to be satisfied with the use of SIKOSTART (e.g. maximum starting current)
- Output of the results calculated, e.g. startup time for direct-start and with the use of SIKOSTART. For the results calculated it is necessary to make sure these can be output after selecting Calculate in the menu. This of course also applies when changes have been made, i.e. after Modify go to Calculate and then Print.

3. The results calculated can be displayed graphically.
Guidance using the Help function

Actuating the F1 key shows the entire Help menu. For questions referring to a specific Help function, this must then be selected. From every Help function it is possible to exit to the Help menu by actuating the F1 key. Actuating the Esc key exits the Help function and returns to the place in the calculation and selection program 3RW22 from which the program was interrupted to call the Help function.

4. Principle of soft start with the SIKOSTART

Voltage ramp, current limitation: The soft start is achieved by changing the voltage at the motor terminals, i.e. by forming a voltage ramp. The ramping time, in which the terminal voltage of the motor is increased from about 40% to nearly 100% of the nominal operating voltage can be set over eight steps. It is possible to limit the maximum starting current to a range from 250% to 450% of the nominal equipment current, where the smallest starting current which can be set depends on the break-away starting current of the motor.

5. Inputting the nominal data

The nominal data for the motor are used as parameters for displaying the characteristics. For this reason, they must be inputted completely and exactly. The size of the data is limited by the input format.

6. Inputting the characteristics

For inputting the characteristics it is necessary to make sure that no rotational speed value is repeated. Furthermore, for the selection of the characteristic points it must be ensured that the original characteristic of the motor is reproduced as exactly as possible. This can be done by choosing points for the inputs lying within the range of the characteristic and in which the curve shows marked changes. An exact reproduction of the motor characteristics requires the values at 0% and 100% of the synchronous rotational speed of the motor, which can be calculated from the number of poles of the motor.

7. Inputting the nominal data

cases it is necessary to convert the nominal load data to the rotational speed of the motor.

8 Voltage ramp

The control unit (microprocessor) increases the terminal voltage of the motor during the ramping time, beginning with about 40% of the nominal operating voltage and increasing this linearly to 100% of the nominal operating voltage. the motor current increases accordingly roughly linearly and proportional to the voltage increase until reaching the breakdown torque (at about 95% of the nominal rotational speed), and then returns to the operating current. The ramping time set has a considerable influence on the startup time of the motor.

9. Current limitation

On reaching the starting current setting the voltage ramp is stopped, i.e. the terminal voltage of the motor remains constant until the motor current becomes smaller than the starting current setting. The ramping time is extended by this time. If the maximum operating time of the current limitation is exceeded, SIKOSTART increases the terminal voltage in the remaining ramping time to the nominal operating voltage.

10. Danger of overloading from SIKOSTART and motor

Ramping time in s	Max. permissible starting current (overcurrent factor)
Settings	2.5
30	2.5
20	3.0
10	3.0
5	4.5
3	4.5
1	4.5
0.5	4.5

These values apply when the nominal motor current is the same as the nominal equipment current, IP00 and when the maximum ambient temperature and the starting frequency are adhered to.

17.1.1.11 Start-up time

The startup time of a drive depends mostly on the mass moment of inertia and the accelerating torque. In order to obtain a comparative value for the startup time, the calculation of the result for direct-start and SIKOSTART will be output separately.

The longer startup times with SIKOSTART result from the torque reduction, i.e. because the terminal voltage of the motor lies below the nominal operating voltage during startup the motor torque falls off roughly with the square of the terminal voltage.

12. Shunting

In cases of application in which for thermal reasons the heat loss arising during nominal operation of SIKOSTART must be avoided, SIKOSTART can be shunted out after a specified time. A difference between this time and the startup time results from the fact that the drive reaches the nominal rotational speed before the terminal voltage of the motor reaches the nominal operating voltage.

13. Selection of SIKOSTART

The main criterion for the equipment size of SIKOSTART is the calculated startup time characteristic as a function of the startup time. The current loading is compared with the characteristic value for the equipment type and a corresponding SIKOSTART is selected. The user can select a possible type of protection.

After the complete MLFB is generated, it is necessary to make sure that the technical data, as given in the NS2 and SA2 catalogs and the operating instructions, are adhered to. If any of the technical data is exceeded, the selection of SIKOSTART must take place under special conditions.

14. Characteristics

The characteristics are intended to serve to make clear the calculated and the input values. When there are several characteristics in one diagram, they are assigned as follows:

- upper characteristic Δ upper text block
- average characteristic Δ middle text block

17.1.2

- Simple operation and system optimization Short computation and printout times
- TXI: Calculations for Lighting Systems
- Clearly presented documentation printouts of the results calculated Understandable graphic diagrams
- Planning results can be output in the form of tables, as distribution curves
- The computer-supported planning of a lighting system enables exact, object-specific calculations (e.g. the point illuminance and the average illuminance), the evaluation of the glare restriction and the design of the room and light fixture layouts. The TXI program was selected for this book, because it has the following features:
- as illuminance curves or as area diagrams

17.1.3

TRABTECH-Select: Planning Software for Overvoltage Protection Concepts

With the Trabtech-select planning software it is possible to develop comprehensive overvoltage protection concepts quickly, simply and reliably. The program generates a complete documentation, which can be used for invitations to bids and general planning documentation, as well as instructions for the installation. Furthermore, working on practice-oriented problems with the software provides a strong learning effect, which is of great advantage for the user and leads within a short time to confidence in the principles of overvoltage protection and the most important applications.

- PC with min. 8 Mbyte main storage (for faster processing times, 32 MB are recommended)
- 17.1.3.1 Hardware requirements
 - 486 or 286 or larger processor CD-ROM drive
 - Graphics hardware with min. 640x 480 points resolution and min. 256 colors
 - Operating system: Windows or WfW 3.11 Windows 95
 - Windows NT 3.51 or higher
 -
 -
 -
- 2. Description of capability

The software offers the possibility to plan a comprehensive and effective protection concept. It takes into account the power supply, as well as all interfaces of the data processing and transfer in the areas of administration and telecommunications and also the automation technology interfaces. The user can decide between the Catalog selection and Consultation program parts. The Catalog selection includes a product list for the direct selection of individual protective devices. The Consultation program part includes a catalog of questions which are addressed to the user concerning the required information about the system to be protected. Trabtech-select also offers the best suited protective device for the particular application. As required, the user can call up information with the F1 key concerning the current screen page from the extensive context-sensitive Help.

- 3. Planning results
 - Project tree, showing the structure of the planned system
 - Parts list for the selected products, organized by installation position
 - Invitations for bids
 - Application pictures for lightning current down conductors and overvoltage arresters
 -

17.1.3.4 Exporting

All planning results can be stored as a complete project file. The project tree, invitations for bids and parts lists can also be stored separately as txt files in other files.

17.1.4

MODLCON (MODL PowerConditioning): Calculation of Compensating Systems for Reactive Currents

- Selection with calculating rule enables calculation of the required compensating power. The effective power, rated voltage, current $\cos \phi$ value and desired $\cos \phi$ value are needed.
- The planning of systems to compensate for reactive currents can be carried out with the MODLCON PC program. The MODLCON program has the following features:
 - Selection with power bill enables the evaluation of a power bill and calculation of the required compensating power. The effective power, active power consumption, reactive power consumption, rated voltage and desired $\cos \phi$ value are needed.
 - Selection with harmonics problems enables calculation of the required chocking factor. The installed compensating power, transformer power, short circuit voltage of the transformer, drive power of the harmonic current generator and ripple control frequency of the power supply company are needed.
 - For selection with decision matrix, a particular system can be selected.
 - For the calculated or selected systems, invitations for bids with prices can be generated.
 - Calculation of air conditioning of switchgear and control cubicles. Calculation of inrush currents of capacitors with series connected inductivity. Calculation of power losses of transmission lines through reactive power compensation.
 - MODLCON is also able to check the cost effectiveness of the compensation system.
- Calculated results can be printed out, stored or copied to the clipboard.

17.1.5

KUBS plus: Short Circuit Calculations

The KUBS plus program provides support for the short circuit current calculation, the selection of circuit breakers and the ~~work dimensioning~~ as well as the steady-state currents of the individual phase windings are entered. The program suggests suitable line cross-sections. On the basis of the defined line

The input data for the incoming supply (transformer and medium voltage network) line cross-sections the program calculates the impedances as well as the short circuit currents. taking the steady-state and short circuit currents into account, KUBS plus selects the required power circuit breakers.

Selectivity limits which result from the relationship between upstream and downstream breakers, are also indicated.

For the choice of circuit breakers, backup protection is also considered when required, i.e. the switching capacity of a downstream breaker can be increased because the upstream breaker trips at the same time and thus limits the current.

The program divides the network calculation into network feed-ins and network distribution. To the feed-ins belong up to 10 transformers which feed simultaneously (known as k). The following sequence of windings is mandatory for the feeder lines:

1. Transformer or defined input position
2. Winding with cable or busbar connection
3. Winding with power circuit breaker and downstream cable or busbar connection

All feeder lines converge at the common feed-in position. The common feed-in position is represented as a horizontal bar, which however behaves electrically as a point, i.e. has no impedance.

In the distribution part the user can choose whether to build in a winding with or without circuit breaker.

With the exception of the common feed-in position, KUBS plus can consider all the busbar impedances by mapping these in the form of vertical windings.

The distribution windings begin at the common feed-in position.

- PC with Pentium or equivalent processor 16 MB RAM or larger
- CD-ROM drive

Hardware:

- Minimum 3 MB hard disk memory available
- Printer: HP Laserjet or similar type, HP Deskjet or similar type, Kyocera laser printer or similar type

Note: The program does not support mouse control. System software:

- Windows 95, Windows 98 or Windows NT

17.1.5.2 Installation under Windows

- Start Windows
- Insert CD-ROM in drive
- Call File Manager and start the Setup.exe file from CD-ROM
- The required hard disk memory capacity is shown and the directories C:\KUBSPLUS. Confirm all following windows with OK.

Important: For installing under Windows 95, after unpacking the files (Decom- pressing Archive) you must close the window in which unpacking takes place.

Note: KUBS plus is an MS-DOS application. During installation, the program groups KUBS plus 1.2 and the link KUBS plus 1.2 (for starting the program) are automatically set up.

3. Setup

The setup is called automatically following installation. It can also be called from the main menu of KUBS plus. The dialog language for the Setup program is English.

With the Setup, the following presettings are defined:

1. Dialog language

The dialog language for the main KUBS plus program can be selected in the Setup program:

- German
- English
- French
- Dutch

Selection is made with the cursor keys, followed by RETURN.

Note: This selection has no effect on the dialog language for the SETUP.

2. Printer driver

A selection menu is displayed on the screen with the available printer drivers. The existing or a similar printer driver is selected. The following choices are possible:

- HP Deskjet
- HP Laserjet
- Kyocera

Note: Most printers have the possibility to select an emulation. This often makes it possible to emulate a printer which can be operated with one of the printer drivers offered.

3. Reserve/overdimensioning KUBS plus could, for example, determine a conductor of $3 \times 240 \text{ mm}^2$ for a current of 20 A. In practice, this of course makes little sense, because the conductor – while it would be adequately dimensioned – would presumably be too expensive. In order to prevent this, in the Setup program there is the possibility to enter two overdimensioning factors: Minimum and Maximum. For each current which you will enter later, KUBS plus then determines only conductors for which the permissible current lies within the limits defined by Minimum and Maximum.

Attention: A small tolerance results in very few (or no) selection

4. Consideration of the touch voltage Checking of the touch voltage can be switched on or off. Following the last input, a

Note: The values entered in SETUP can be changed at any time by calling SETUP again at a later time.

17.1.5.4 Using KUBS plus

To start the program click on: Start – Programs – KUBS plus 1.2

17.1.6

NEPLAN: Planning and information system for electrical networks

Introduction

NEPLAN is a very user friendly planning and information system for electrical-, gas- and water-networks. All menu options and calculation modules are described in details in the manuals. This is a demo-version which you can use up to 30 nodes.

To get to know NEPLAN in a quick and easy way, it is recommended to follow the tutorials.

All programs are explained by examples and it is shown how to start a new project and how to build a small power system. That means, that the user will learn how to enter the elements graphically, how to enter data, how to use libraries, how to run calculations and how to present the results in a manner adapted to the objectives of the analysis.

As mentioned, the Tutorial is a first step to get used to the NEPLAN software. For details about models of elements, data input or calculation inputs, please consult the respective chapters of the User's Guide or use the context sensitive Online Help.

In this section some of the important modules are explained briefly.

- Computation procedures: Current Iteration, Newton Raphson, Extended Newton Raphson, Voltage Drop
- Limit check and appropriate automatic conversion of the node type.
- Voltage and flow control with phase-shifting transformers, controllable three windings transformers.
- Load Flow Analysis
 - FACTS devices: SVC, STATCOM, TCSC, UPFC
 - Node types: slack, PQ, PV, PC, SC, PI, IC. More than one slack node possible.
 - Power interchange between area/ zones (area interchange control). Asymmetrical network elements and loads
 - Predefined and user defined scaling factors for fast load and generation variations
 - Distributed slack node Load balancing
 - Calculation of loss sensitivities
 - Step length convergence control Initialisation file input / output
 -
 -

Short Circuit Analysis

- Computations: IEC 909/VDE 0102, ANSI/IEEE, IEC 60909, superposition method
- Consideration of prefault voltages from a load flow computation. Computation of single-, two- (with and without earth connection) and three- phase faults.
- Option for computing user-defined fault types (e.g. double earth fault, fault between two voltage levels).
- Library with special faults is available (can be extended by user). Option for computing line faults (fault location on line user-selectable).
- Computable fault current types: initial symmetrical short-circuit current and power, peak, breaking, sustained short-circuit current, thermal and asymmetrical breaking current, plus DC component.
- Computation of minimum/maximum short-circuit current. Precise model for transformer earthing connection.
- Asymmetrical network structure are allowed for (asymmetrical short circuit) Current limiting due to circuit breakers

Voltage Stability Analysis

As an integral part of NEPLAN software, the Voltage Stability module provides 4 approaches for static voltage stability analysis of power systems: V-Q curves, P-V curves, V-Q sensitivity analysis and Q-V eigenvalue analysis (modal analysis). This module allows examination of a wide range of system conditions. It is an ideal tool to provide much insight into the nature of voltage stability problems.

- Module is fully integrated, and works independently of the type and size of the network concerned.
- Planning of ripple control systems, dimensioning of compensators (SVC) and harmonic filters, plus determination of network impedance for sub-synchronous resonances.
- Option for simulating frequency response of intermeshed networks. Harmonic generators (current and voltage sources) are entered directly in the single line diagram. Libraries available.
- Unrestricted number of harmonic generators can be computed with each harmonic.
- Computation of network impedance, and the harmonic level for each frequency and for each node.
- Frequency-dependence of elements is allowed for.
- Libraries for frequency-dependence are available (can be extended by the user). Length of computation steps for impedance computation is automatically adjusted to resonance proximity.
- Harmonic load flow

Filter Dimensioning

- Filter elements are transferred directly into the single line diagram.
- Filter elements: filters (normal, HP, C-filter), series RLC-circuits with or without earth connection, ripple control traps.
- Filters are dimensioned directly by the program. Filter data are listed or saved in a text file.
- Result lists can be saved in text files.

Over-current Protection

- Result lists can be saved in result files for evaluation by means of spreadsheet programs (like MS-Excel).
- All types of protective devices with an over-current time characteristic can be entered: fuse gear, circuit-breakers, definite-time over-current relays and inverse-time relays, electronic relays.
- Up to 6 protective functions (blocking of directional and non-directional over-current protection) can be assigned to each protective device.
- Extensive libraries with protective devices from a variety of manufacturers are available, and can be extended at will.
- Option for entering user-defined characteristics for simulating motor start-ups or thermal loadability of conductors, transformers, etc.

Characteristic can be shifted using a k-factor (inverse-time relay).

Selectivity Diagram

- Diagram options for characteristics: point-by-point or formula in conformity with BS142 or the American ASA Standard.
- Relays and current transformers are positioned in the network plan graphically.
- Transformation ratios of current transformers incorporated in the network plan are allowed for in the selectivity diagrams.
- A maximum of 6 characteristics can be incorporated in one diagram. Unrestricted number of diagrams can be processed simultaneously. Selectivity analysis over more than one voltage level, and independently of the network type and size involved.
- Two reference voltages for diagrams can be user-defined.
- Individualized coloring of the characteristics.

Network Reduction

Limit on number of diagrams and protective numbers for management.

This module is designed to reduce the size of a network model by replacing sets of buses and the network elements (lines, transformers,...) that connect them with a smaller but exact, numerically equivalent network. For a properly chosen set of buses, this equivalent network will have fewer buses and branches than the original,

yet still provide the correct response to faults or load flow calculations in the unreduced portion. The network can be reduced for

- symmetrical or asymmetrical short circuit calculations according to IEC909,
- IEC60909, ANSI/IEEE or superposition method and load flow calculation.

The reduced network gives the same short circuit or load flow results as the original network. Giving the nodes to be reduced, the program determines the boundary nodes automatically.

Optimal Power Flow

- Control variables: active / reactive power generation, schedule voltages of generators and ULTC-transformers, reference values of HVDC systems and FACTS (UPFC, STATCOM, SVC, TCSC,...)
- Variable limits for bus voltages, branch loadings, active and reactive power of generators
- Individual or general limits, 'consider/not consider' limits function
- Objective function: apply to whole network / to a certain area or zone, minimize / maximize MW losses, MVAR losses, generation costs, MW import or MVAR import
- Multi objective function is possible (use of weight factors)

Motor Starting Analysis

- Simulation of motor start-up in unlimited networks.
 - Simultaneous or time-delayed start-up for any desired number of motors. Identification of motor parameters
 - using the least square of error method. Different motor models, depending on the motor data entered.
 - Saturation and eddy-current losses in the motor allowed for (linear or point-by-point).
 - Libraries for standard motor data, plus additional libraries for $M_e(s)$, $I(s)$ and $\cos\phi(s)$ are available (can be extended by the user).
 - Operating point computation for all non-starting motors in accordance with their load characteristics (Newton-Raphson).
 - Automatic tap changing transformers are allowed for after a user-defined time-delay.
 - Load torque entered as a characteristic or as a linear or quadratic load torque curve.
 - Libraries for load torques are available (can be extended by the user).
- Start-up devices are allowed for, such as star-delta starter, series resistor, transformer.

Voltage Drop

- Computation of voltage drop to the moment $t = 0$.
- Reduced data entry for motors and computation parameters.
- Non-starting motors can be simulated by a user-defined load PQ (constant power) or shunt.
- Overloaded elements, measuring instruments and protective devices or nodes with voltages outside a defined range are highlighted.
- Results of the voltage drop computation are displayed in the single line diagram.
The motor data entered and the motor parameters computed can be accessed by clicking on the motor concerned in the single line diagram.

17.2

Aids for Installation

1. To install the individual programs, insert the CD accompanying this book in the CD-ROM drive.
2. Click the corresponding drive and confirm with Return. The programs are then displayed on the screen.
3. Select the program with which you wish to work.
4. Before every installation, carefully read the Read-me file.
5. Proceed according to the instructions given.
6. Never try to start from the CD-ROM.
7. Following successful installation, make backup copies.

Bibliography

- 1 DIN, ZVEH: DIN-Normen für das Handwerk. 20 TAB: 1993 Technische Anschlu>bedingungen Band 2, 6.Aufl. Berlin: Beuth Verlag, 1999
- 2 Schauer, K.: Der Fachplaner für elektrotechni- sche Anlagen. 2. Aufl. Heidelberg: Hüthig, 1996
- 3 Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten (EMV6) vom 18.9.98
- 4 Seip, 6. 6.: Elektrische Installationstechnik. 3. Aufl. Berlin und München: Verlag Siemens, 1993
- 5 Fehmel, 6.; Flachmann, H.; Mai, O.: Elektrische Maschinen. 10. Aufl. Würzburg: Vogel, 1993
- 6 Giersch, H-U.; Harthus, H.; Vogelsang, N.: Elektrotechnik für Fachschulen, Elektrische Maschinen. 3. Aufl. Stuttgart: B.6. Teubner, 1991
- 7 DIN EN 60439: 1994-04 Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen
- 8 DIN VDE 0100: Bestimmungen für das Errichten von Starkstromanlagen mit Nenn- spannungen bis 1000 V
- 9 –; Teil 200 10 –; Teil 300 11 –; Teil
- 410 12 –; Teil 430 13 –; Teil 520 14 –; Beiblatt 5 15 –; Teil 540 16 –; Teil 610
- 17 DIN VDE 0276 Teil 1000: 1995-06 Strombelastbarkeit; Allgemeines; Umrechnungsfaktoren
- 18 DIN VDE 0107: 1994-10 Starkstromanlagen in Krankenhäusern und medizinisch genutzten Räumen au>erhalb von Krankenhäusern
- 19 DIN VDE 0108: 1989-10 Starkstromanlagen und Sicherheitsstromversorgung in baulichen Anlagen mit
- 20 Menschensammlungen Analysis and Design of Low-Voltage Power Systems. Ismail Kasikci Copyright E 2004 WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim ISBN: 3-527-30483-5
- 21 DIN 18015: 1992-03 Elektrische Anlagen in Wohngebäuden
- 22 VOB: 1999 Verdingungsordnung für Bauleis- tungen
- 23 Kiefer, 6.: VDE 0100 und die Praxis. 9. Aufl. Berlin: VDE Verlag, 1999
- 24 Kasikci, I.: Kurzschlu>stromberechnung in elektrischen Anlagen nach DIN VDE 0102 (IEC 60909), Stuttgart: Expert-Verlag, 2000
- 25 DIN VDE 0102: 1990-01 Berechnung von Kurzschlu>strömen in DS-Netzen
- 26 Beiblatt 1 zu DIN VDE 0102: Berechnung von Kurzschlu>strömen in DS-Netzen; Beispiele
- 27 Beiblatt 2 zu DIN VDE 0102: Anwendungsleit- faden für die Berechnung von Kurzschlu>strö- men in DS-Netzen
- 28 Beiblatt 3 zu DIN VDE 0102: Berechnung von Kurzschlu>strömen in DS-Netzen; Faktoren
- 29 DIN VDE 0102-2: 1975-11 VDE-Leitsätze für die Berechnung der Kurzschlu>ströme
- 30 Funk, 6.: Symmetrische Komponenten. Ber- lin: Elitera Verlag, 1976
- 31 Siemens Aktiengesellschaft (Hrsg.): Schalten, Schützen, Verteilen in Niederspannungs- netzen. 3. Aufl. Berlin und München: Verlag Siemens AG, 1992
- 32 DIN VDE 0103: 1988-04 Bemessung von Starkstromanlagen auf mech. und therm. Kurzschlu>festigkeit
- 33 Roeper, R.: Kurzschlu>ströme in Drehstrom- netzen. 5. Aufl. Verlag Siemens, 1970
- 34 Oeding, D.; Happold, H.: Elektrische Kraft- werke und Netze. Berlin: Springer, 1978
- 35 Fa. Kabelmeyer: Starkstromkabel 1–30 kV. Mönchengladbach, 1996
- 36 DIN VDE 0141: 1989-07 Erdungen für Stark- stromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV

- s7 Schutz in elektrischen Anlagen. Band 2: Erdungen, Berechnung, Ausführung und Messung. VDE-Schriftenreihe 81. Berlin: VDE-Verlag 1996
- s8 Gester, J.: Starkstromleitungen und Netze. Berlin: Verlag Technik, 1977
- s9 DIN 5035: 1990-06 Beleuchtung mit künstlichem Licht
- 40 Siemens: Überlast- und Kurzschlussschutz
- 41 Kirsch: Handbuch der Niederspannungs- und Hochspannungstechnik, 1996
- 42 Trafo-Union: OI-Verteilungstransformatoren, TV2-1996
- 44 Trafo-Union: 6EAFOL-6E-Motortransformatoren, TV1-1995
- 45 Trafo-Union: 6EAFOL-Planungshinweise
- 46 Siemens: Elektronisches Motorsteuergerät SIKOSTART 3RW22
- 47 ABB: Technik der Standardmotoren
- 48 ABB: Der Drehstrommotor
- 49 Elektropraktiker: Fachbeiträge zum Thema FI-Schutz
- 50 Siemens: Sonderdruck Fehlerstrom-Schutzeinrichtung
- 51 Siemens: Überlast- und Kurzschlussschutz
- 52 Siemens: Selektivität und Back-up-Schutz
- 5s Siemens: Schutz und Schaltgeräte N-System, Katalog I 2.1
- 54 Kelaiditis, K.: Ein Beitrag zum SLS-Schalter
- 55 Hager: Technisches Handbuch
- 56 Hager: Hauptkatalog-1997
- 57 ABB: Technische Daten, Sicherungsautomaten
- 58 Klöckner Moeller: Überlast- und Kurzschlussschutzanlagen. Technische Akademie Esslingen
- 59 Kaskel, I.: Leitungs-Berechnung von Elektroanlagen. 82 Aix Pert: Ingenieures
- 60 Klöckner Moeller: Technische Informationen T1-91, Bonn
- 61 Asea Brown Boveri: Technische Unterlagen, Kataloge
- 62 Asea Brown Boveri: Schaltanlagen. 9. Aufl.
- 6s ABB STOTZ: Hauptsicherungsautomaten
- 64 ABB STOTZ: Verlegearten, Strombelastbarkeit von Leitungen und Kabeln, Ausgabe:11/97
- 65 ABB STOTZ: Auslöse-Charakteristiken für Sicherungsautomaten im Vergleich
- 66 Trilux: Innenraumleuchten
- 67 Beleuchtungsplanungssysteme, Program 93
- 68 Philips: Katalog Niederspannung
- 69 Philips: Katalog Hochspannung
- 70 ABB: Katalog Blindstromkompensation und Auswahlkriterien
- 7s ABB, Brilon: PROKON für Windows, Kondensatorauslegung
- 74 DIN ENV 6104 (VDE V0185 Teil 100): 1996-08 Blitzschutz baulicher Anlagen – Teil 1: Allgemeine Grundzüge
- 75 DIN VDE 0185: 1982-12 Blitzschutzanlage, Teil 1 und 2
- 76 DIN VDE 0185 Teil 100: Entwurf 11.92: Gebäudeblitzschutz; Allgemeine Grundsätze
- 77 Trommer, W., Hampe, A.E.: Blitzschutzanlagen. Planen, Bauen, Prüfen. 2. Aufl. Heidelberg: Hüthig, 1997
- 78 Kleinhuis: Katalog Überspannungsschutz
- 79 Dehn+Söhne: Blitzplaner
- 80 Dehn+Söhne: Seminarunterlagen, Blitzschutz, Erdung, Überspannungsschutz, 1997
- 81 Dehn+Söhne: Muster-Leistungsverzeichnis, Schutzklassenberechnung nach DIN V ENV 61024-1, 1996