

# Protección de la red eléctrica

Media Tensión



Patrocinador estratégico de





Sencillamente, una única marca y un  
único proveedor de ahorro energético

# Schneider Electric



## El sello de la Eficiencia Energética

Nuestros sellos de EE le ayudan a tomar  
la decisión correcta



El sello de soluciones de Eficiencia Energética indica el ahorro potencial que puede esperar de cada solución



Este símbolo distingue los productos básicos para la Eficiencia Energética

Consulte la Guía de Soluciones de Eficiencia Energética en:

[www.schneiderelectric.es/eficienciaenergetica](http://www.schneiderelectric.es/eficienciaenergetica)

# Guía de protección

## Contenido

<b>Presentación</b>	2
<b>Arquitectura de sistemas eléctricos</b>	
Criterios de selección	4
Ejemplos de arquitecturas	5
<b>Regímenes de neutro</b>	
Cinco sistemas de puesta a tierra de neutro	6
Neutro aislado	7
Puesta a tierra por resistencia	8
Puesta a tierra por baja reactancia	9
Puesta a tierra por reactancia de compensación	10
Neutro conectado a tierra permanentemente	11
<b>Corrientes de cortocircuito</b>	
Introducción a los cortocircuitos	12
Tipos de cortocircuitos	14
Cortocircuitos a través de terminales de generadores	16
Cálculo de corrientes de cortocircuito	17
Comportamiento de los equipos durante los cortocircuitos	18
<b>Sensores</b>	
Sensores de intensidad de fase (TI)	19
Sensores de intensidad de fase (LPCT)	21
Sensores de intensidad residual	22
Transformadores de tensión (TT)	23
<b>Funciones de protección</b>	
Características generales	24
Lista de funciones	26
Funciones asociadas	27
<b>Selectividad</b>	
Selectividad cronométrica	28
Selectividad amperimétrica	30
Selectividad lógica	31
Selectividad direccional	32
Selectividad diferencial	33
Selectividad combinada	34
<b>Protección de sistemas eléctricos</b>	
Sistemas eléctricos con una acometida	36
Sistemas eléctricos con doble acometida	38
Sistemas eléctricos en bucle abierto	40
Sistemas eléctricos en bucle cerrado	41
<b>Protección de barras</b>	
Tipos de fallos y funciones de protección	42
<b>Protección de enlaces (líneas y cables)</b>	
Tipos de fallos y funciones de protección	44
<b>Protección de transformadores</b>	
Tipos de fallos	46
Funciones de protección	47
Ajustes recomendados	48
Ejemplos de aplicaciones	49
<b>Protección de motores</b>	
Tipos de fallos	50
Funciones de protección	51
Ajustes recomendados	53
Ejemplos de aplicaciones	54
<b>Protección de generadores</b>	
Tipos de fallos	55
Funciones de protección	56
Ajustes recomendados	58
Ejemplos de aplicaciones	59
<b>Protección de condensadores</b>	
Tipos de fallos	60
Funciones de protección	61
Ajustes recomendados y ejemplos de aplicaciones	62
<b>Apéndices</b>	
Glosario: palabras clave y definiciones	63
Bibliografía	65
Definiciones de símbolos	66
Índice de términos técnicos	67

# Presentación

## Guía de protección

Las unidades de protección supervisan de forma continua el estado de los componentes del sistema eléctrico y les retiran la tensión (por ejemplo, disparando un disyuntor) cuando son objeto de perturbaciones serias, tales como cortocircuitos, fallos de aislamiento, etc.

La elección de un dispositivo de protección no es el resultado de un estudio aislado, sino uno de los pasos más importantes en el diseño del sistema eléctrico.

Basada en un análisis del comportamiento de los equipos eléctricos (motores, transformadores, etc.) durante los fallos y los fenómenos producidos, esta guía está pensada para facilitarle la elección de los dispositivos de protección más adecuados.

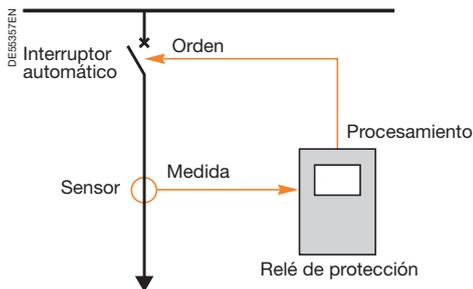


Fig. 1. Sistema de protección.

## Introducción

Entre las diversas finalidades que tienen, los dispositivos de protección:

- Contribuyen a la protección de las personas contra los riesgos eléctricos.
- Evitan daños en los equipos (un cortocircuito trifásico en barras de bus de media tensión puede fundir hasta 50 kg de cobre en un segundo y la temperatura en el centro del arco puede superar 10.000 °C).
- Limitan las tensiones térmicas, dieléctricas y mecánicas en los equipos.
- Mantienen la estabilidad y la continuidad del servicio en el sistema eléctrico.
- Protegen las instalaciones adyacentes (por ejemplo, reduciendo la tensión inducida en los circuitos adyacentes).

Para lograr estos objetivos, un sistema de protección debe ser rápido y fiable, y garantizar la selectividad.

La protección, no obstante, tiene sus límites ya que primero debe producirse el fallo para que el sistema de protección pueda reaccionar.

La protección no puede impedir, por lo tanto, las perturbaciones, sólo puede limitar sus efectos y su duración (al limitar la duración, el coste económico de reparación disminuye considerablemente). Además, la elección de un sistema de protección suele ser a menudo un compromiso técnico y económico entre la disponibilidad y la seguridad de la alimentación eléctrica.

## Diseño de la protección de los sistemas eléctricos

El diseño de la protección de un sistema eléctrico se puede dividir en dos pasos distintos:

- La definición del sistema de protección, llamada igualmente estudio del sistema de protección.
- La determinación de los ajustes para cada unidad de protección, denominada también coordinación del sistema de protección o estudio de selectividad.

## Definición del sistema de protección

Este paso incluye la selección de componentes de protección y de una estructura global coherente adaptada al sistema eléctrico.

El sistema de protección está constituido por una sucesión de dispositivos que incluye lo siguiente (fig. 1):

- Sensores de medida (intensidad y tensión) que suministran los datos necesarios para la detección de fallos.
- Relés de protección encargados de la supervisión continua del estado del sistema eléctrico, incluidas la creación y la emisión de órdenes al circuito de disparo.
- Aparatos encargados de despejar los defectos, tales como disyuntores o combinaciones de interruptores o contactores y fusibles.

**El estudio del sistema de protección** determina los dispositivos que se deben utilizar para la protección contra los principales defectos que afectan al sistema eléctrico y a las máquinas:

- Cortocircuitos entre fases y de fase a tierra.
- Sobrecargas.
- Fallos específicos de máquinas giratorias.

El estudio del sistema de protección debe tener en cuenta los parámetros siguientes:

- La arquitectura y el tamaño del sistema eléctrico, así como los diversos modos de funcionamiento.
- Los sistemas de puesta a tierra de neutro.
- Las características de las fuentes de corriente y su contribución en caso de defecto.
- Los tipos de cargas.
- La necesidad de la continuidad del servicio.

## Determinación de los ajustes de la unidad de protección

Se debe configurar cada función de protección para garantizar el mejor funcionamiento posible del sistema eléctrico en todos los modos de funcionamiento.

Los mejores ajustes son el resultado de unos cálculos completos basados en las características detalladas de los distintos elementos de la instalación.

Estos cálculos se realizan ahora normalmente mediante herramientas de software especializadas que indican el comportamiento del sistema eléctrico durante los defectos y que proporcionan los ajustes para cada función de protección.

# Presentación

## Guía de protección (continuación)

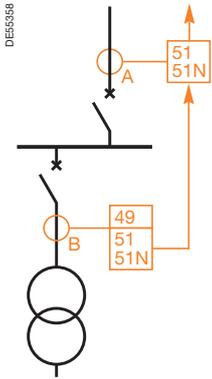


Fig. 2. Estudio del sistema de protección.

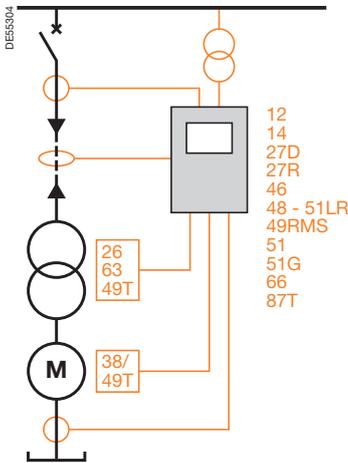


Fig. 3. Ejemplo de una aplicación de motor.

### Contenido de esta guía

Esta guía está pensada para los responsables del diseño de la protección de sistemas eléctricos. Incluye dos partes:

- Parte 1. Estudio de sistemas eléctricos.
- Parte 2. Soluciones para cada aplicación.

### Estudio de sistemas eléctricos

Ésta es una sección teórica que presenta la información necesaria para realizar un estudio del sistema de protección y trata los puntos siguientes:

- Arquitectura de sistemas eléctricos: ¿cuáles son las principales arquitecturas que se utilizan en los sistemas eléctricos de media tensión?
- Sistemas de puesta a tierra de neutro: ¿cuáles son los principales sistemas de puesta a tierra de neutro en media tensión y cuáles son los criterios de selección?
- Corrientes de cortocircuito: ¿cuáles son sus características, cómo se calculan y cómo reaccionan los dispositivos eléctricos?
- Sensores de medida: ¿cómo se deben utilizar los transformadores de instrumentos para la intensidad y la tensión?
- Funciones de protección: ¿qué funciones proporcionan las unidades de protección y cuáles son sus códigos (códigos ANSI)?
- Selectividad de los dispositivos de protección: ¿qué técnicas se deben utilizar para asegurar una corrección eficaz de los defectos?

Esta guía no trata de forma precisa la determinación de los ajustes de protección.

### Soluciones para cada aplicación

En esta sección se proporciona información práctica sobre los tipos de fallos encontrados en cada aplicación:

- Sistemas eléctricos.
- Barras.
- Líneas y cables.
- Transformadores.
- Motores.
- Generadores.
- Condensadores.

Y las unidades de protección necesarias para cada tipo de fallo, con recomendaciones de ajustes y ejemplos de aplicación.

# Arquitectura de sistemas eléctricos

## Criterios de selección

La protección de un sistema eléctrico depende de la arquitectura y el modo de funcionamiento.

En este capítulo se comparan estructuras típicas de sistemas eléctricos.

## Arquitectura de sistemas eléctricos

Los distintos componentes de un sistema eléctrico se pueden organizar de diversas maneras.

La complejidad de la arquitectura resultante determina la disponibilidad de la energía eléctrica y el coste de la inversión.

La selección de una arquitectura para una aplicación dada se basa, por lo tanto, en un compromiso entre las necesidades técnicas y el coste.

Las arquitecturas incluyen lo siguiente:

- **Sistemas radiales:**
  - Radial.
  - Doble radial.
  - Acometidas en paralelo.
  - Alimentación doble con doble barra.
- **Sistemas de bucle:**
  - Bucle abierto.
  - Bucle cerrado.
- **Sistemas con generación de energía interna:**
  - Generación a partir de fuente normal.
  - Generación a partir de fuente de sustitución.

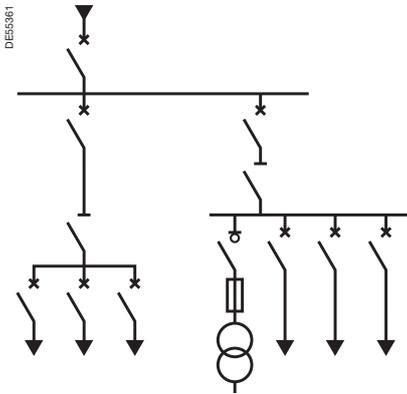
La tabla siguiente enumera, a título comparativo, las principales características de cada arquitectura. En la página siguiente aparecen las ilustraciones.

Arquitectura	Uso	Ventajas	Inconvenientes
<b>Sistemas radiales</b>			
<b>Radial</b>	Procesos que no requieren alimentaciones continuas. Ej.: trabajos de cemento.	Arquitecturas más sencillas. Fácil de proteger. Coste mínimo.	Baja disponibilidad. Los tiempos de inactividad debidos a fallos pueden ser largos. Un único fallo interrumpe la alimentación de toda la unidad de alimentación.
<b>Doble radial</b>	Procesos continuos: aceros, petroquímica.	Buena continuidad de la alimentación. Mantenimiento posible en barras de bus del cuadro de distribución principal.	Solución costosa. Funcionamiento parcial de barras de bus durante el mantenimiento.
<b>Acometidas en paralelo</b>	Sistemas eléctricos grandes. Expansión futura limitada.	Buena continuidad de la alimentación. Protección sencilla.	Requiere funciones de control automáticas.
<b>Doble barra</b>	Procesos que requieren una elevada continuidad del servicio. Procesos con cambios de carga importantes.	Buena continuidad de la alimentación. Funcionamiento flexible: transferencias sin interrupciones. Mantenimiento flexible.	Solución costosa. Requiere funciones de control automáticas.
<b>Sistemas de bucle</b>			
<b>Bucle abierto</b>	Sistemas eléctricos muy grandes. Expansión futura importante. Cargas concentradas en distintas zonas de una instalación.	Menos costoso que otros bucles cerrados. Protección sencilla.	Se puede aislar el segmento que presenta el fallo durante la reconfiguración del bucle. Requiere funciones de control automáticas.
<b>Bucle cerrado</b>	Sistema eléctrico que ofrece una alta continuidad del servicio. Sistemas eléctricos muy grandes. Cargas concentradas en distintas zonas de una instalación.	Buena continuidad de la alimentación. No requiere funciones de control automáticas.	Solución costosa. Sistema de protección complejo.
<b>Generación de energía interna</b>			
<b>Generación a partir de fuente normal</b>	Instalaciones de proceso industrial que producen su propia energía. Ej.: papeleras, aceros.	Buena continuidad de la alimentación. Coste de energía (energía recuperada del proceso).	Solución costosa.
<b>Fuente de sustitución (inversión de redes)</b>	Centros industriales y comerciales. Ej.: hospitales.	Buena continuidad de la alimentación para las unidades de alimentación de salida prioritarias.	Requiere funciones de control automáticas.

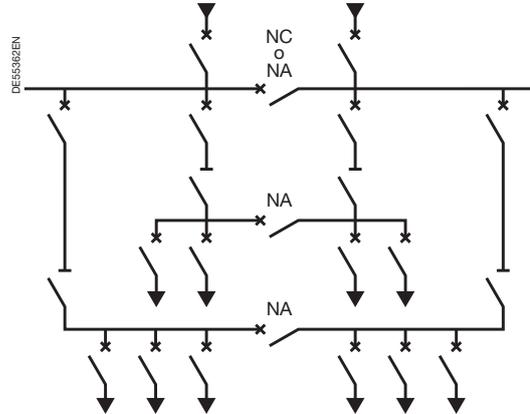
# Arquitectura de sistemas eléctricos

## Ejemplos de arquitecturas

Radial

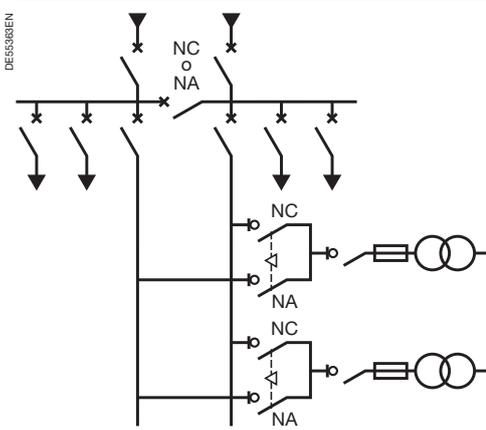


Doble radial

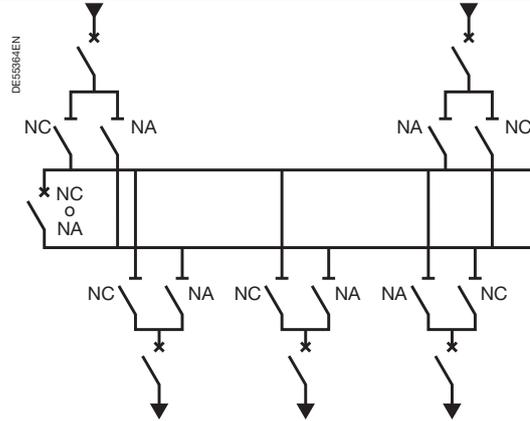


Leyenda:  
 NC: normalmente cerrado.  
 NA: normalmente abierto.  
 Salvo indicación  
 contraria, todos los  
 aparatos están NC.

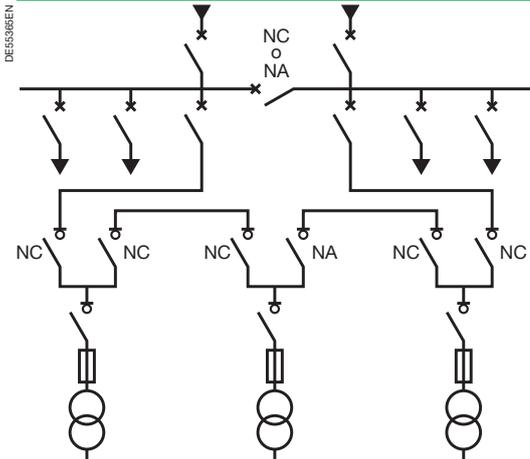
Acometidas en paralelo



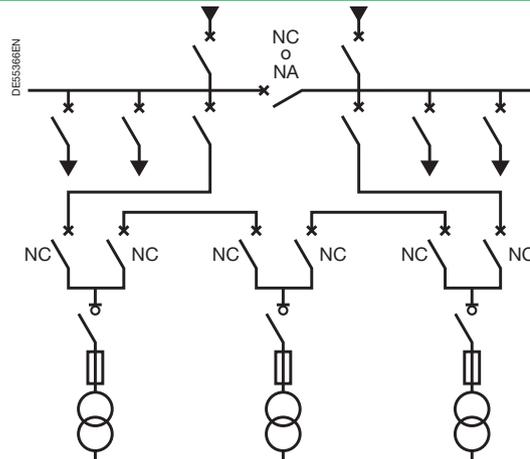
Doble barra



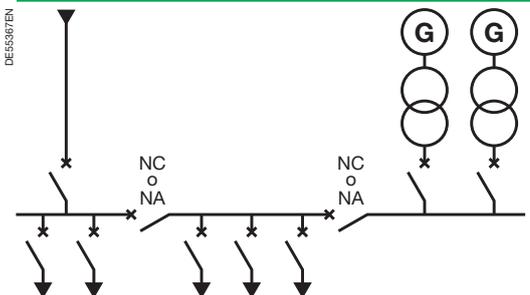
Bucle abierto



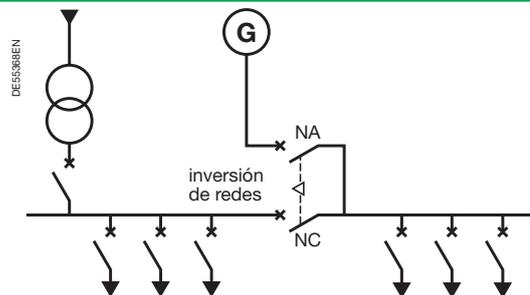
Bucle cerrado



Generación a partir de fuente local normal



Generación de fuente de sustitución (inversión de redes)



# Regímenes de neutro

## Cinco sistemas de puesta a tierra de neutro

La elección de la puesta a tierra del neutro para sistemas eléctricos de MT y AT es, desde hace tiempo, un tema muy controvertido debido a que es imposible encontrar un compromiso único para los distintos tipos de sistemas eléctricos. La experiencia adquirida permite ahora realizar una elección adecuada según las restricciones específicas de cada sistema. En este capítulo se comparan los distintos tipos de puesta a tierra del neutro, que se diferencian por la conexión de punto neutro y la técnica de funcionamiento utilizada.

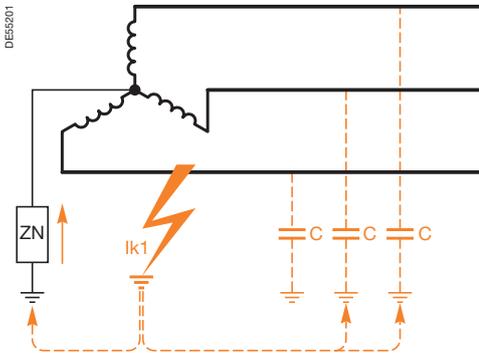


Fig. 4. Esquema equivalente de un sistema eléctrico con un defecto a tierra.

### Impedancia de la puesta a tierra

El potencial de neutro se puede conectar a tierra mediante cinco métodos distintos, según el tipo (capacitivo, resistivo, inductivo) y el valor (de cero a infinito) de la impedancia ZN de la conexión entre el neutro y la tierra:

- $Z_N = \infty$ : **neutro aislado**.
- $Z_N = R$  se refiere a una **resistencia** con un valor bastante alto.
- $Z_N = X_c$  se refiere a una **reactancia** con un valor generalmente bajo.
- $Z_N = X_c$  se refiere a una **reactancia de compensación**, diseñada para compensar la capacidad del sistema.
- $Z_N = 0$ : el neutro está **permanentemente conectado a tierra**.

### Dificultades y criterios de selección

Los criterios de selección presentan muchos aspectos:

- Consideraciones técnicas (funcionamiento del sistema eléctrico, sobretensiones, corrientes de defecto, etc.).
- Consideraciones de funcionamiento (continuidad del servicio, mantenimiento).
- Seguridad.
- Coste (desembolso de capital y gastos de funcionamiento).
- Prácticas locales y nacionales.

Dos de las consideraciones técnicas principales parecen ser contradictorias:

#### Reducción del nivel de las sobretensiones

Las sobretensiones excesivas provocan la ruptura dieléctrica de los materiales de aislamiento eléctrico, lo que genera cortocircuitos.

Las sobretensiones pueden tener distintos orígenes:

- Máxima tensión debida a los rayos, al que están expuestos todos los sistemas aéreos, hasta el punto de alimentación del usuario.
- Máxima tensión en el sistema debido a conmutaciones y situaciones críticas como la resonancia.
- Máxima tensión resultante de un fallo a tierra y su eliminación.

#### Reducción de la corriente de defecto a tierra ( $I_{k1}$ ) (fig. 4)

La corriente de defecto que sea demasiado elevada produce toda una serie de consecuencias relacionadas con lo siguiente:

- Daños provocados por el arco en el punto de defecto; en particular, la fusión de los circuitos magnéticos en máquinas giratorias.
- La resistencia térmica para el blindaje del cable.
- El tamaño y coste de la resistencia de puesta a tierra.
- La inducción en circuitos de telecomunicación adyacentes.
- El riesgo para las personas creado por el aumento en potencia de las piezas conductoras expuestas.

Lamentablemente, la optimización de uno de estos requisitos se hace automáticamente en perjuicio de los demás. Dos métodos típicos de puesta a tierra del neutro acentúan este contraste:

- Un neutro aislado, que elimina el flujo de la corriente de defecto a tierra a través del neutro pero crea mayores sobretensiones.
- Un neutro conectado a tierra permanentemente, que reduce la máxima tensión a un mínimo pero provoca una gran corriente de defecto.

En cuanto a las consideraciones de funcionamiento, según el método de puesta a tierra del neutro utilizado:

- El funcionamiento continuo puede ser posible o no tras un primer fallo persistente.
- Las tensiones de contacto son distintas.
- La selectividad de protección puede ser fácil o difícil de implantar.

Por lo tanto, se suele elegir a menudo una solución intermedia, por ejemplo, puesta a tierra del neutro mediante una impedancia.

### Resumen de las características de puesta a tierra del neutro

Características	Puesta a tierra del neutro				
	aislada	compensada	resistencia	reactancia	directa
Amortiguamiento de sobretensiones transitorias	-	+ -	+	+ -	++
Limitación de sobretensiones de 50 Hz	-	-	+	+	+
Limitación de corrientes de defecto	+	++	+	+	--
Continuidad del servicio (no se requiere ningún disparo en el primer fallo)	+	+	-	-	-
Instalación fácil de la selectividad de protección	-	--	+	+	+
No se necesita personal cualificado	-	-	+	+	+

Leyenda: + bueno.  
- mediocre.

# Regímenes de neutro

## Neutro aislado

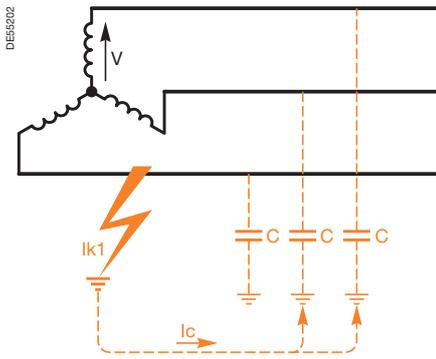


Fig. 5. Corriente de defecto capacitiva en un sistema de neutro aislado.

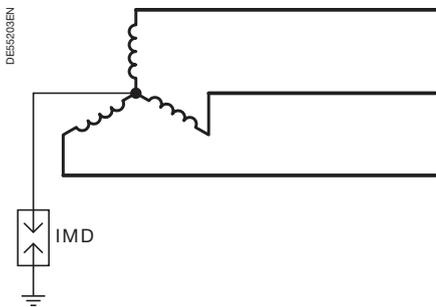


Fig. 6. Dispositivo de supervisión del aislamiento (IMD).

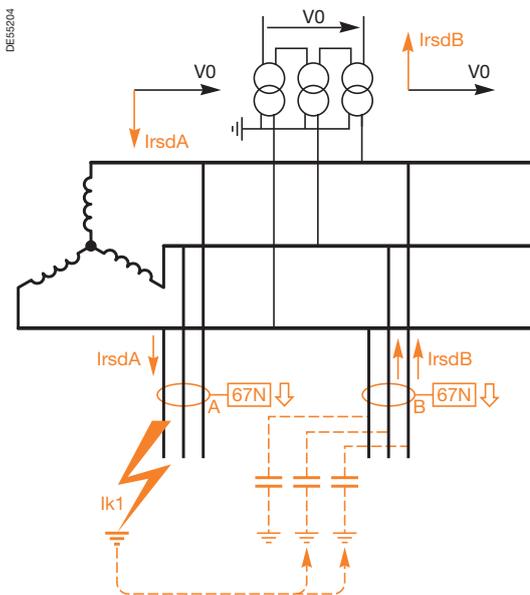


Fig. 7. Detección para protección de fallo a tierra direccional.

### Esquema de bloque

No hay una puesta a tierra intencional del punto neutro, excepto para dispositivos de medida o de protección.

### Técnica de funcionamiento

En este tipo de sistemas eléctricos, un fallo de fase a tierra sólo produce una corriente baja a través de las capacidades de fase a tierra de las fases libres de fallos (fig. 5). Se puede demostrar que  $I_{k1} = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$ , donde:

$V$  es la tensión de fase a neutro.

$C$  es la capacidad de fase tierra de una fase.

$\omega$  es la frecuencia angular del sistema eléctrico definido como  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ .

La corriente de defecto  $I_{k1}$  puede mantenerse durante largo tiempo, en principio, sin provocar ningún daño ya que no supera unos pocos amperios (aproximadamente 2 A por km para un cable unipolar de 6 kV con una sección de 150 mm<sup>2</sup>, aislamiento de polietileno entrecruzado (XLPE) y una capacidad de 0,63 mF/km). No se requiere realizar ninguna acción para eliminar este primer defecto, lo que resalta las ventajas de esta solución en términos de mantenimiento de la continuidad del servicio.

No obstante, esto implica las siguientes consecuencias:

- Se debe supervisar de forma continua el aislamiento y un **dispositivo de supervisión del aislamiento** o una unidad de protección de desplazamiento de tensión de neutro (ANSI 59N) (fig. 6) debe indicar los fallos no corregidos aún.
- El posterior seguimiento de fallos requiere un equipo automático complejo para la rápida identificación de la salida de alimentación defectuosa y también un personal de mantenimiento cualificado que se ocupe del funcionamiento del equipo.
- Si no se corrige el primer defecto, el segundo fallo que se produzca en otra fase provocará un auténtico cortocircuito bifásico a tierra que despejarán las unidades de protección de fase.

### Ventajas

La ventaja esencial es la continuidad del servicio ya que la corriente de defecto muy baja no provoca un disparo automático en el primer defecto; es el segundo fallo el que requiere un disparo.

### Inconvenientes

- El hecho de no eliminar las sobretensiones transitorias a través de la tierra puede constituir un gran inconveniente si la máxima tensión es alta.
- Asimismo, cuando se conecta a tierra una fase, las demás alcanzan una tensión entre fases a una frecuencia industrial ( $U = \sqrt{3} \cdot V$ ) con respecto a la tierra y esto aumenta la probabilidad de un segundo fallo. Los costes de aislamiento son mayores debido a que la tensión entre fases puede mantenerse entre la fase y la tierra durante largo tiempo sin un disparo automático.
- La supervisión del aislamiento es obligatoria, con indicación del primer fallo.
- Es necesario disponer de un departamento de mantenimiento con equipo para rastrear rápidamente el primer defecto de aislamiento.
- Existen riesgos de sobretensiones provocadas por ferorresonancia.

### Función de protección

Es posible detectar la salida de alimentación defectuosa mediante una unidad de protección de fallo a tierra direccional (ANSI 67N) (fig. 7).

El esquema muestra que la selectividad se implanta mediante una comparación del ángulo de desplazamiento de la fase entre la tensión residual y las corrientes residuales, para la salida en defecto y para cada salida libre de fallos.

La corriente se mide mediante un toroidal y se establece el umbral de disparo:

- Para evitar disparos intempestivos.
- Inferior a la suma de las corrientes capacitivas de todas las demás salidas de alimentación.

Esto dificulta la detección de fallos en los sistemas eléctricos que están limitados en tamaño y que sólo constan de algunos centenares de metros de cable.

### Aplicaciones

Esta solución se utiliza a menudo para sistemas eléctricos industriales ( $\leq 15$  kV) que requieren continuidad del servicio.

Se utiliza igualmente en los sistemas de distribución públicos de España, Italia y Japón.

# Regímenes de neutro

## Puesta a tierra por resistencia

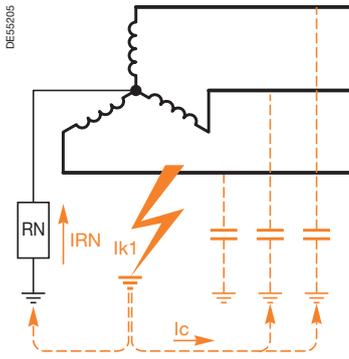


Fig. 8. Puesta a tierra con neutro accesible: resistencia entre neutro y tierra.

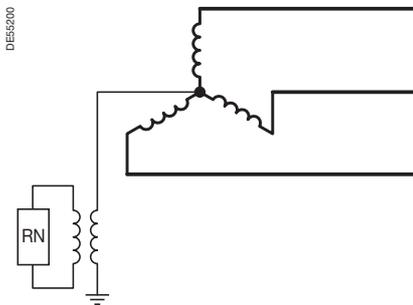
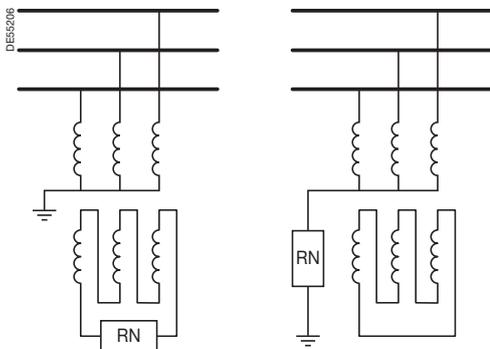


Fig. 9. Puesta a tierra con neutro accesible: resistencia en circuito secundario de transformador monofásico.



Puesta a tierra con neutro inaccesible:

Fig. 10. Resistencia limitadora en circuito secundario.

Fig. 11. Resistencia limitadora en circuito primario.

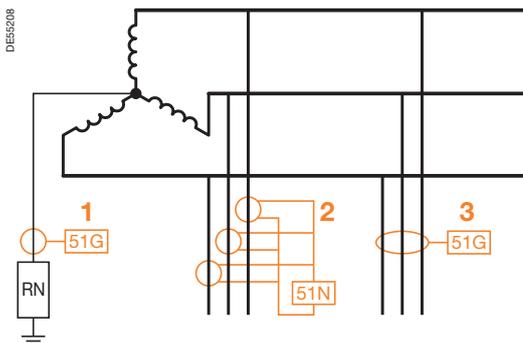


Fig. 12. Soluciones de protección de fallo a tierra.

### Esquema de bloque

Se conecta intencionadamente una resistencia entre el punto neutro y la tierra.

### Técnica de funcionamiento

En este tipo de sistemas eléctricos, la impedancia resistiva limita la corriente de defecto a tierra  $I_{k1}$  pero permite aun así la evacuación satisfactoria de las sobretensiones.

No obstante, se deben utilizar unidades de protección para corregir automáticamente el primer fallo. En los sistemas eléctricos que alimentan a las máquinas giratorias, la resistencia se calcula de tal manera que se obtenga una corriente de defecto  $I_{k1}$  de 15 a 50 A. Esta corriente baja debe ser no obstante  $IRN \geq 2 I_c$  (donde  $I_c$  es la corriente capacitiva total del sistema eléctrico) para reducir las sobretensiones de conmutación y permitir una detección sencilla.

En los sistemas eléctricos de distribución, se utilizan valores más altos (de 100 a 500 A en líneas aéreas, y 1.000 A en subterráneas) ya que son más fáciles de detectar y permiten la evacuación de las sobretensiones debidas a rayos.

### Ventajas

- Este sistema constituye un buen compromiso entre una corriente de defecto baja y una evacuación de máxima tensión satisfactoria.
- No requiere equipos con aislamiento de fase a tierra dimensionados para la tensión entre fases.
- Las unidades de protección son sencillas y selectivas, y la corriente está limitada.

### Inconvenientes

- La continuidad del servicio de la unidad de alimentación defectuosa se degrada y los fallos a tierra deben corregirse en cuanto se produzcan (disparo en el primer fallo).
- Cuanto mayores sean la tensión y la corriente limitadas, mayor será el coste de la resistencia de la puesta a tierra.

### Puesta a tierra de neutro

- Si el punto neutro es accesible (bobinados conectados en estrella con un neutro accesible), la resistencia de la puesta a tierra se puede conectar entre el neutro y la tierra (fig. 8) o a través de un transformador monofásico con una carga resistiva equivalente en el bobinado secundario (fig. 9).
- Cuando el neutro no es accesible (bobinado conectado en triángulo) o cuando el estudio del sistema de protección muestra que es adecuado, se crea un punto neutro artificial mediante un **generador homopolar** conectado a las barras de bus; consta de un transformador especial con una reactancia nula muy baja.
- Transformador en estrella-triángulo con un neutro primario conectado a tierra permanentemente y conexión en triángulo que incluye una resistencia limitadora (aislamiento de baja tensión, por lo tanto, la solución más económica) (fig. 10).
- Transformador en estrella-triángulo con una resistencia limitadora (aislamiento de alta tensión) entre el punto neutro primario y la tierra, y una conexión en triángulo cerrada (sin resistencia); esta solución se suele utilizar menos (fig. 11).

### Funciones de protección

Para detectar una corriente de defecto  $I_{k1}$  que sea baja, se necesitan funciones de protección distintas a la máxima intensidad de fase (fig. 12).

Estas funciones de protección de "fallo a tierra" detectan corrientes de defecto:

- Directamente en la puesta a tierra del neutro **1**.
  - O en el sistema eléctrico mediante la suma vectorial de las 3 corrientes medidas por:
    - 3 sensores de intensidad que alimentan a las unidades de protección **2**.
    - O un toroidal **3**: método preferido debido a su mayor precisión.
- El umbral se establece según la corriente de defecto  $I_{k1}$  calculada sin tener en cuenta la impedancia nula de la fuente y de la conexión en relación con la impedancia RN, de conformidad con dos normas:

- Ajuste de 1,3 veces la corriente capacitiva del sistema eléctrico aguas abajo de la unidad de protección.
- Ajuste en el rango del 10 al 20% de la corriente de defecto a tierra máxima. Asimismo, si se utilizan 3 TI para la detección, según las tecnologías actuales, el ajuste debería estar entre el 5 y el 30% de la intensidad nominal del TI para tener en cuenta la incertidumbre relacionada con:
  - La asimetría de la corriente transitoria.
  - La saturación del TI.
  - La dispersión del rendimiento.

### Aplicaciones

Sistemas de distribución públicos e industriales de MT.

# Regímenes de neutro

## Puesta a tierra por baja reactancia

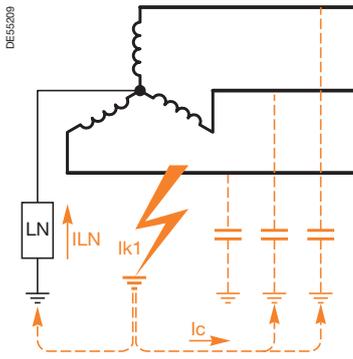


Fig. 13. Puesta a tierra con neutro accesible.

### Esquema de bloque

Se conecta intencionadamente una reactancia entre el punto neutro y la tierra. Para las tensiones de sistemas eléctricos superiores a 40 kV, es preferible utilizar una reactancia que no sea una resistencia debido a las dificultades que surgen de la emisión de calor en caso de producirse un defecto (fig. 13).

### Técnica de funcionamiento

En este tipo de sistemas eléctricos, una impedancia inductiva limita la corriente de defecto a tierra  $I_{k1}$  pero permite aun así la evacuación satisfactoria de las sobretensiones.

No obstante, se deben utilizar unidades de protección que corrijan automáticamente el primer defecto.

Para reducir las sobretensiones de conmutación y permitir una detección sencilla, la corriente  $I_L$  debe ser muy superior a la corriente capacitiva total de  $I_c$  del sistema eléctrico. En los sistemas de distribución, se utilizan valores más altos (de 300 a 1.000 A) ya que son más fáciles de detectar y permiten la evacuación de las sobretensiones debidas a rayos.

### Ventajas

- Este sistema limita la amplitud de las corrientes de defecto.
- La selectividad de la protección es fácil de instalar si la corriente limitadora es muy superior a la corriente capacitiva en el sistema eléctrico.
- La bobina tiene una baja resistencia y no disipa una gran cantidad de energía térmica; se puede reducir, por lo tanto, el tamaño de la bobina.
- En los sistemas de alta tensión, esta solución es más rentable que la puesta a tierra por resistencia.

### Inconvenientes

- La continuidad del servicio de la unidad de alimentación defectuosa se degrada; los fallos a tierra deben corregirse en cuanto se produzcan (disparo en el primer defecto).
- Una vez corregidos los fallos a tierra, se pueden producir sobretensiones altas debido a la resonancia entre la capacidad del sistema eléctrico y la reactancia.

### Puesta a tierra de neutro

● Si el punto neutro está accesible (bobinados conectados en estrella con un neutro accesible), se puede conectar la reactancia de la puesta a tierra entre el neutro y la tierra.

● Cuando el neutro no está accesible (bobinados conectados en triángulo) o cuando el estudio del sistema eléctrico muestra que es adecuado, se crea un punto neutro artificial mediante una **bobina de punto neutro** conectada a las barras; consiste en una bobina en zigzag con un neutro accesible (fig. 14).

La impedancia entre las dos partes del bobinado, básicamente inductiva y baja, limita la corriente a los valores que siguen siendo superiores a 100 A.

Se puede añadir una resistencia limitadora entre el punto neutro de la bobina y la tierra para reducir la amplitud de la corriente de defecto (aislamiento de AT).

### Funciones de protección

- El ajuste de protección está en el rango del 10 al 20% de la corriente de defecto máxima.
- La función de protección es menos restrictiva que en el caso de una puesta a tierra por resistencia, especialmente si se considera el valor alto de  $I_{LN}$  cuando  $I_c$  es menor que la corriente limitada.

### Aplicaciones

Sistemas de distribución públicos e industriales de MT (corrientes de varios centenares de amperios).

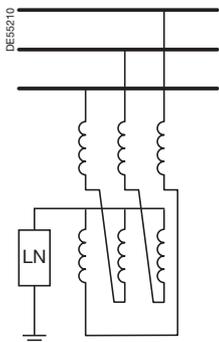


Fig. 14. Puesta a tierra con neutro inaccesible.

# Regímenes de neutro

## Puesta a tierra por reactancia de compensación

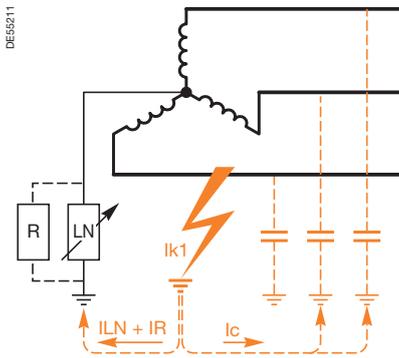


Fig. 15. Fallo a tierra en un sistema eléctrico con una puesta a tierra por reactancia de compensación.

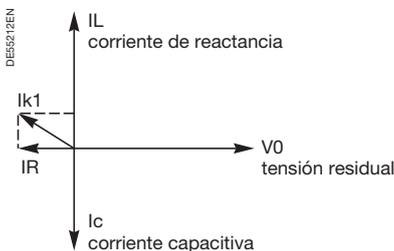


Fig. 16. Esquema vectorial de corrientes durante un fallo a tierra.

### Esquema de bloque

Se introduce una reactancia ajustada a la capacidad total de fase a tierra del sistema eléctrico entre el punto neutro y la tierra para que la corriente de defecto sea cercana a cero en caso de que se produzca un fallo a tierra (fig. 15).

### Técnica de funcionamiento

Este sistema se utiliza para compensar una corriente capacitiva en el sistema eléctrico. La corriente de defecto es la suma de las corrientes que fluyen a través de los circuitos siguientes:

- Circuito de puesta a tierra por reactancia.
  - Capacidades de fase libres de fallos con respecto a tierra.
- Las corrientes se compensan entre sí debido a que:
- Una es inductiva (en el circuito de puesta a tierra).
  - La otra es capacitiva (en las capacidades de fase libres de fallos).

Se suman, por lo tanto, en fase opuesta.

En la práctica, debido a la ligera resistencia de la bobina, hay una corriente resistiva de algunos amperios (fig. 16).

### Ventajas

- El sistema reduce la corriente de defecto, incluso si la capacidad de fase a tierra es alta: extinción espontánea de fallos a tierra no permanentes.
- La tensión de contacto está limitada a la ubicación del fallo.
- La instalación sigue en servicio incluso en el caso de un fallo permanente.
- El primer defecto se indica mediante la detección de la corriente que fluye a través de la bobina.

### Inconvenientes

- El coste de la puesta a tierra por reactancia puede ser alto ya que se debe modificar la reactancia para adaptar la compensación.
- Es necesario asegurarse de que la corriente residual en el sistema eléctrico durante el defecto no presenta ningún peligro para las personas o los equipos.
- Existe un alto riesgo de sobretensiones transitorias en el sistema eléctrico.
- El personal debe estar presente para la supervisión de la instalación.
- Es difícil instalar una selectividad de protección para el primer defecto.

### Función de protección

La detección del fallo se basa en el componente activo de la corriente residual. El fallo crea corrientes residuales a través del sistema eléctrico, pero el circuito defectuoso es el único a través del cual fluye la corriente residual resistiva. Además, las unidades de protección deben tener en cuenta los fallos repetitivos autoextinguibles (fallos recurrentes).

Cuando la reactancia de la puesta a tierra y la capacidad del sistema eléctrico se ajustan a  $3 L_N \cdot C \cdot \omega^2 = 1$ :

- La corriente de defecto es mínima.
- Es una corriente resistiva.
- El fallo es autoextinguible.

La reactancia de compensación se denomina **bobina de extinción** o **bobina Petersen**.

### Aplicación

Sistemas de distribución públicos e industriales de MT con alta corriente capacitiva.

# Regímenes de neutro

## Neutro conectado a tierra permanentemente

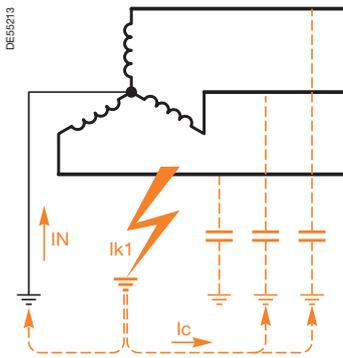


Fig. 17. Fallo a tierra en un sistema eléctrico de neutro conectado a tierra permanentemente.

### Esquema de bloque

Se configura intencionadamente una conexión eléctrica con impedancia nula entre el punto neutro y la tierra.

### Técnica de funcionamiento

Como el neutro está conectado a tierra sin impedancia limitadora, la corriente de defecto de fase a tierra  $I_{k1}$  es prácticamente un cortocircuito de fase a neutro, y es, por lo tanto, alta (fig. 17).

El disparo se produce en cuanto ocurre el primer defecto de aislamiento.

### Ventajas

- Este sistema es perfecto para evacuar sobretensiones.
- Se pueden utilizar equipos con un aislamiento dimensionado para la tensión de fase a neutro.
- No se requieren unidades de protección específicas: se pueden utilizar unidades de protección de máxima intensidad de fase normales para corregir los fallos a tierra permanentes.

### Inconvenientes

- Este sistema presenta todos los inconvenientes y riesgos de la corriente de defecto a tierra alta: máximo nivel de daños y perturbaciones.
- No hay continuidad del servicio en la unidad de alimentación defectuosa.
- El peligro para el personal es elevado durante los fallos porque las tensiones de contacto creadas son altas.

### Función de protección

Los fallos de impedancia se detectan mediante una unidad de protección de fallo a tierra temporizado (ANSI 51N), configurada en el rango de la corriente nominal.

### Aplicaciones

- Este tipo de sistemas no se utiliza en los sistemas eléctricos aéreos o subterráneos europeos de MT, pero es predominante en los sistemas de distribución norteamericanos. En los sistemas eléctricos norteamericanos (sistemas aéreos), entran en juego otras características para justificar la elección:
  - Conductor de neutro distribuido.
  - Distribución trifásica o bifásica + neutro o fase + neutro.
  - Uso del conductor de neutro como conductor de protección con puesta a tierra sistemática en cada polo de transmisión.
- Este tipo de sistemas puede utilizarse cuando la potencia del cortocircuito de la fuente es baja.

# Corrientes de cortocircuito

## Introducción a los cortocircuitos

Un cortocircuito es uno de los grandes incidentes que afecta a los sistemas eléctricos.

En este capítulo se describen los cortocircuitos y sus efectos en los sistemas eléctricos, así como sus interacciones con los equipos.

Se proporciona igualmente un método y las ecuaciones principales para calcular las corrientes y tensiones cuando se produce un cortocircuito.

### Definiciones

Un cortocircuito es una conexión accidental entre conductores mediante impedancia nula (cortocircuito permanente) o no nula (cortocircuito impedante).

Un cortocircuito se define como interno si está localizado dentro del equipo o como externo si ocurre en los enlaces.

La duración de un cortocircuito es variable. Se dice que un cortocircuito es autoextinguible si su duración es demasiado breve para disparar los dispositivos de protección, transitorio si se corrige tras el disparo y el reenganche de los dispositivos de protección y continuo o sostenido si no desaparece tras el disparo.

Las causas de un cortocircuito pueden ser mecánicas (palas, ramas, animales), eléctricas (aislamiento dañado, sobretensiones) o humanas (errores de funcionamiento) (fig. 18).

### Efectos de corrientes de cortocircuito

Las consecuencias son a menudo serias, si no realmente graves:

- Un cortocircuito perturba el entorno del sistema eléctrico alrededor del punto de fallo provocando una caída repentina de tensión.
  - Es necesaria la desconexión, mediante la puesta en marcha de los dispositivos de protección, de una parte (a menudo amplia) de la instalación.
  - Todos los equipos y conexiones (cables, líneas) sujetos a un cortocircuito están sometidos a una elevada tensión mecánica (fuerzas electrodinámicas) que puede provocar cortes y tensiones térmicas que llegan a fundir los conductores y destruir el aislamiento.
  - En el punto de fallo suele haber a menudo un arco eléctrico de alta energía, lo que provoca grandes daños que se pueden extender rápidamente.
- Aunque los cortocircuitos tienen cada vez menos posibilidades de producirse en instalaciones modernas, bien diseñadas y que funcionan bien, las serias consecuencias que pueden tener son un estímulo para instalar todos los medios posibles a fin de detectarlos y eliminarlos rápidamente.
- Se debe calcular la corriente de cortocircuito en distintos puntos del sistema eléctrico para diseñar los cables, las barras, y todos los dispositivos de conmutación y protección, así como para determinar su configuración.

### Caracterización de los cortocircuitos

En un sistema eléctrico se pueden producir determinados tipos de cortocircuitos:

- **Cortocircuito trifásico:** fallo entre las tres fases. Este tipo suele provocar en general las corrientes más altas (fig. 19).
- **Cortocircuito de fase a tierra:** fallo entre la fase y la tierra. Este tipo es el más frecuente (fig. 20).
- **Cortocircuito bifásico alejado de tierra:** fallo entre dos fases (tensión entre fases). La corriente resultante es inferior a un cortocircuito trifásico, excepto cuando el fallo está junto a un generador (fig. 21).
- **Cortocircuito bifásico a tierra:** fallo entre dos fases y la tierra (fig. 22).

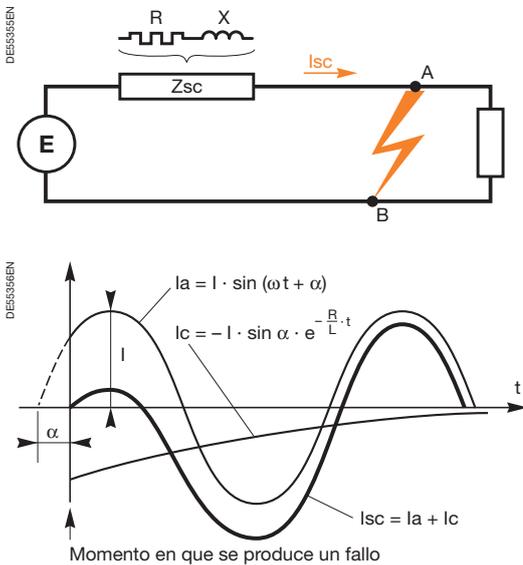


Fig. 18. Representación gráfica de una corriente de cortocircuito basada en un esquema equivalente.

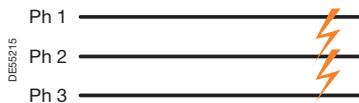


Fig. 19. Cortocircuito trifásico (el 5% de los casos).

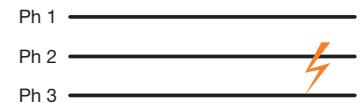


Fig. 21. Cortocircuito bifásico alejado de tierra.

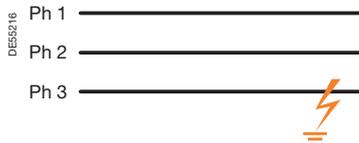


Fig. 20. Cortocircuito de fase a tierra (el 80% de los casos).

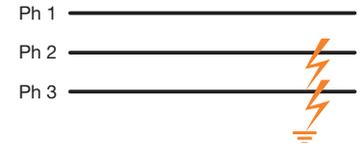


Fig. 22. Cortocircuito bifásico a tierra.

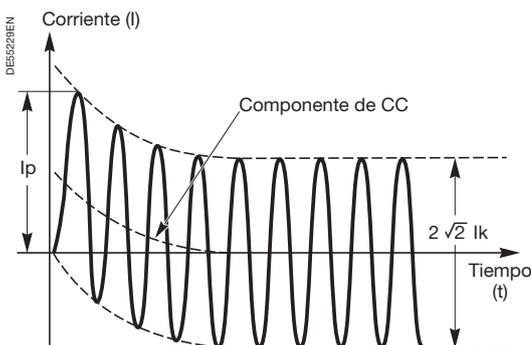


Fig. 23. Curva de corriente de cortocircuito típica.

La corriente de cortocircuito en un punto determinado del sistema eléctrico se expresa como **valor rms Ik** (en kA) de su componente de CA (fig. 23).

El **valor instantáneo** máximo que puede alcanzar una corriente de cortocircuito es el **valor de pico Ip** de la primera mitad del ciclo. Este valor punta puede ser mucho más alto que  $\sqrt{2} \cdot Ik$  debido a la **ICC del componente de CC** amortiguado que se puede superponer en el componente de CA.

Este componente de CC depende del valor instantáneo de la tensión al inicio del cortocircuito y de las características del sistema eléctrico. El sistema eléctrico está definido por la potencia del cortocircuito, según la ecuación:

$$S_{sc} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot Ik \text{ (en MVA)}$$

Este valor teórico no tiene una realidad física, sino que es un valor convencional práctico comparable a unas especificaciones de potencia aparente.

# Corrientes de cortocircuito

## Introducción a los cortocircuitos (continuación)

### Componentes simétricos

Durante el funcionamiento simétrico normal y equilibrado, el análisis de los sistemas trifásicos es parecido al de un sistema monofásico equivalente, caracterizado por tensiones de fase a neutro, corrientes de fase e impedancias del sistema eléctrico (llamadas impedancias cíclicas). En cuanto aparezca una disimetría relativa en la configuración o el funcionamiento del sistema eléctrico, la simplificación ya no es posible. No es posible establecer relaciones eléctricas sencillas en los conductores con las impedancias cíclicas.

En este caso, se utiliza el método de componentes simétricos, que consiste en expresar el sistema real como una superposición de tres sistemas eléctricos monofásicos independientes, denominados:

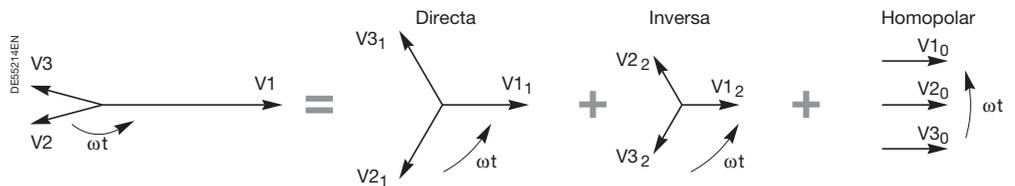
- Directo (designado por un subíndice 1, por ejemplo,  $V_1$ ).
- Inverso (designado por un subíndice 2, por ejemplo,  $V_2$ ).
- Homopolar (designado por un subíndice 0, por ejemplo,  $V_0$ ).

Para cada sistema (directo, inverso y homopolar, respectivamente), las tensiones  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $V_0$  y las corrientes  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_0$  están relacionadas por las impedancias  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_0$  del mismo sistema.

Las impedancias simétricas están en función de las impedancias reales, sobre todo de las inductancias mutuas.

La noción de componentes simétricos es aplicable igualmente a la potencia.

$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_2 &= a^2 \cdot \bar{V}_1 + a \cdot \bar{V}_2 + \bar{V}_0 \\ \bar{V}_3 &= a \cdot \bar{V}_1 + a^2 \cdot \bar{V}_2 + \bar{V}_0 \end{aligned}$ <p>Donde <math>a = e^{j \cdot \frac{2\pi}{3}}</math></p>	$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a \cdot \bar{V}_2 + a^2 \cdot \bar{V}_3) \\ \bar{V}_2 &= \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2 \cdot \bar{V}_2 + a \cdot \bar{V}_3) \\ \bar{V}_0 &= \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \end{aligned}$ <p>Donde <math>a = e^{j \cdot \frac{2\pi}{3}}</math></p>
---	--



Descomposición de un sistema trifásico en componentes simétricos.

La descomposición en componentes simétricos no es simplemente una técnica matemática, sino que corresponde a la realidad física de los fenómenos.

Es posible medir directamente los componentes simétricos (tensiones, corrientes, impedancias) de un sistema desequilibrado.

Las impedancias directas, inversas y homopolares de un elemento del sistema eléctrico son las impedancias del elemento sometido a los sistemas de tensión, que son, respectivamente, trifásico directo, trifásico inverso y de fase a tierra en las tres fases en paralelo.

Los generadores producen el componente directo y los fallos pueden producir los componentes inversos y nulos.

En el caso de los motores, el componente directo crea el campo giratorio útil, al igual que el componente inverso crea un campo giratorio de frenado.

Para los transformadores, un fallo a tierra crea un componente homopolar que produce un campo homopolar que pasa a través de la cuba.

# Corrientes de cortocircuito

## Tipos de cortocircuitos

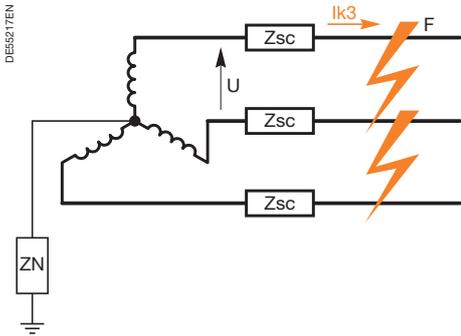


Fig. 24. Cortocircuito trifásico.

### Cortocircuito trifásico entre conductores de fase (fig. 24)

El valor de la corriente de cortocircuito trifásico en el punto F dentro del sistema eléctrico es:

$$I_{k3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{sc}}$$

donde U se refiere a la tensión entre fases en el punto F antes de que ocurra el fallo, y Zsc es la impedancia del sistema eléctrico aguas arriba equivalente tal como se ve desde el punto de fallo.

En teoría, es un cálculo simple; en la práctica, se complica debido a la dificultad del cálculo de Zsc, una impedancia equivalente a todas las impedancias unitarias de las unidades conectadas en serie y en paralelo situadas aguas arriba desde el fallo. Estas impedancias son ellas mismas la suma cuadrática de las reactancias y resistencias.

$$Z_{sc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

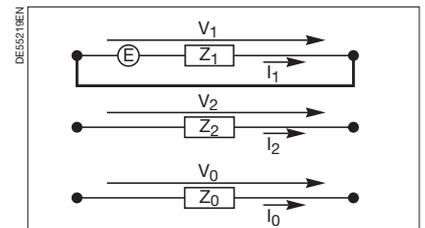
Los cálculos pueden ser mucho más sencillos si se conoce la potencia Ssc del cortocircuito en el punto de conexión de la alimentación de la compañía eléctrica. Es posible deducir la impedancia Za equivalente aguas arriba de este punto.

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{sc}} \quad I_{sc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_a}$$

De igual forma, es posible que no haya una fuente de tensión única, sino varias fuentes en paralelo, en particular, motores síncronos y asíncronos que actúan como generadores cuando se producen cortocircuitos.

La corriente de cortocircuito trifásico es en general la corriente más potente que puede fluir en el sistema eléctrico.

$$\begin{aligned} I_1 &= \frac{E}{Z_1} \\ I_2 &= I_0 = 0 \\ V_1 &= V_2 = V_0 = 0 \end{aligned}$$



Modelo de cortocircuito trifásico con componentes simétricos.

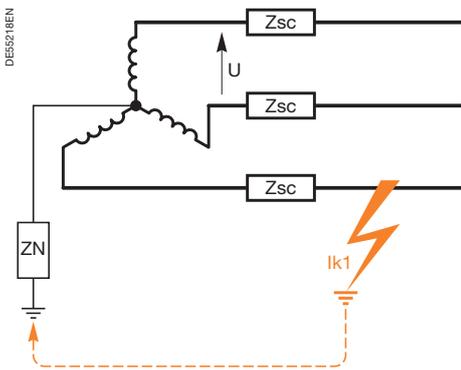


Fig. 25. Cortocircuito fase-tierra.

### Cortocircuito monofásico entre un conductor de fase y la tierra (fig. 25)

El valor de esta corriente depende de la impedancia ZN entre el neutro y la tierra. Esta impedancia puede ser virtualmente nula si el neutro está permanentemente conectado a tierra (en serie con la resistencia de puesta a tierra) o, por el contrario, casi infinita si el neutro está aislado (en paralelo con la capacidad de fase a tierra del sistema eléctrico).

El valor de la corriente de defecto de fase a tierra es:

$$I_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_N)}$$

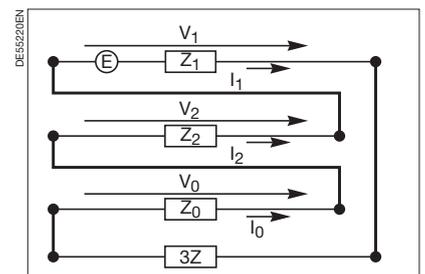
Este cálculo es necesario para los sistemas eléctricos en los cuales el neutro está conectado a tierra por una impedancia ZN. Se utiliza para determinar la configuración de los dispositivos de protección de "fallo a tierra" que deben cortar la corriente de defecto a tierra.

Si Z1, Z2 y Z0 son insignificantes en lo que respecta a ZN, entonces:

$$I_{k1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_N}$$

Es el caso, por ejemplo, en el que Ik1 está limitado a 20 A en un sistema eléctrico de MT alimentado por un transformador de alta potencia (10 MVA).

$$\begin{aligned} I_1 &= I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \\ V_1 &= \frac{E(Z_2 + Z_0 + 3Z)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \\ V_2 &= \frac{-Z_2 \cdot E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \\ V_0 &= \frac{-Z_0 \cdot E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z} \end{aligned}$$



Modelo de cortocircuito de fase a tierra con componentes simétricos.

# Corrientes de cortocircuito

## Tipos de cortocircuitos (continuación)

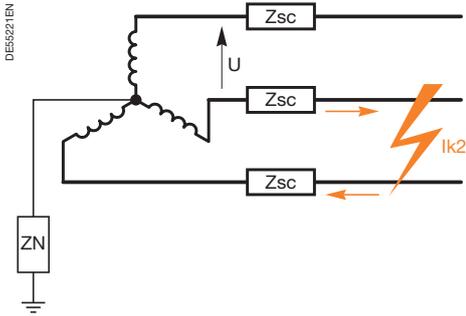


Fig. 26. Cortocircuito bifásico alejado de tierra.

### Cortocircuito bifásico entre conductores de fase (fig. 26)

El valor de la corriente de cortocircuito bifásico en un punto dentro del sistema eléctrico es:

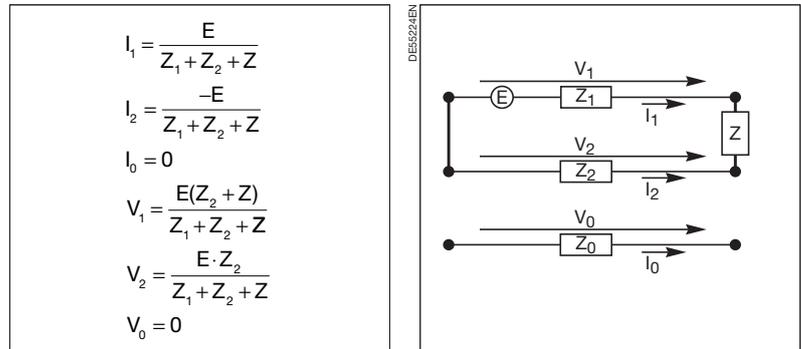
$$Ik2 = \frac{U}{Z_1 + Z_2}$$

En un sistema eléctrico alimentado por un transformador (fallo alejado de las fuentes), el valor de la corriente de cortocircuito bifásico en un punto dentro del sistema eléctrico es:

$$Ik2 = \frac{U}{2 \cdot Zsc}$$

La corriente de cortocircuito bifásico es más débil que la corriente de un cortocircuito trifásico, con una relación de  $\sqrt{3}/2$ , por ejemplo, un 87% aproximadamente.

Si el fallo ocurre cerca de un generador ( $Z_2 \leq Z_1$ ), la corriente puede ser mayor que en un fallo trifásico.



Modelo de cortocircuito bifásico con componentes simétricos.

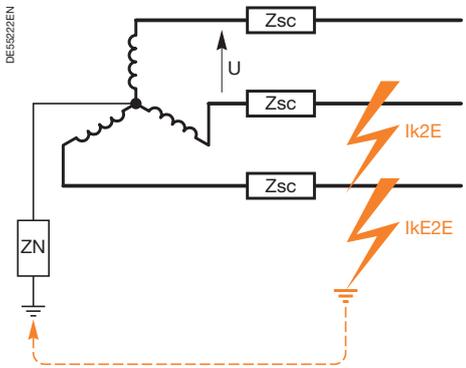
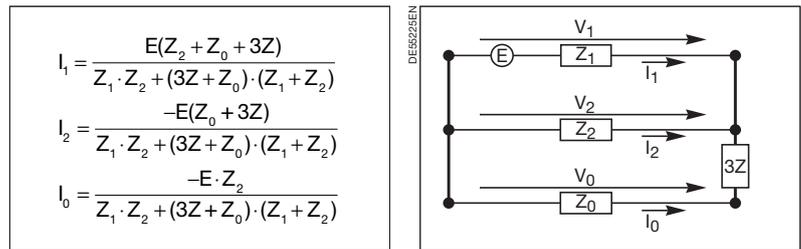


Fig. 27. Cortocircuito bifásico a tierra.

### Cortocircuito bifásico entre dos conductores de fase y la tierra (fig. 27)

Para un cortocircuito permanente (fallo alejado de las fuentes), el valor del cortocircuito bifásico a tierra es:

$$IkE2E = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{(Z_1 + 2Z_0)}$$



Modelo de cortocircuito bifásico a tierra con componentes simétricos.

# Corrientes de cortocircuito

## Cortocircuitos a través de terminales de generadores

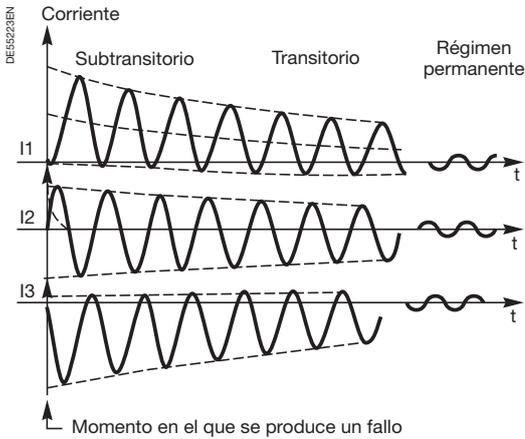


Fig. 28. Curvas típicas para corrientes de cortocircuito a través de terminales de generadores.

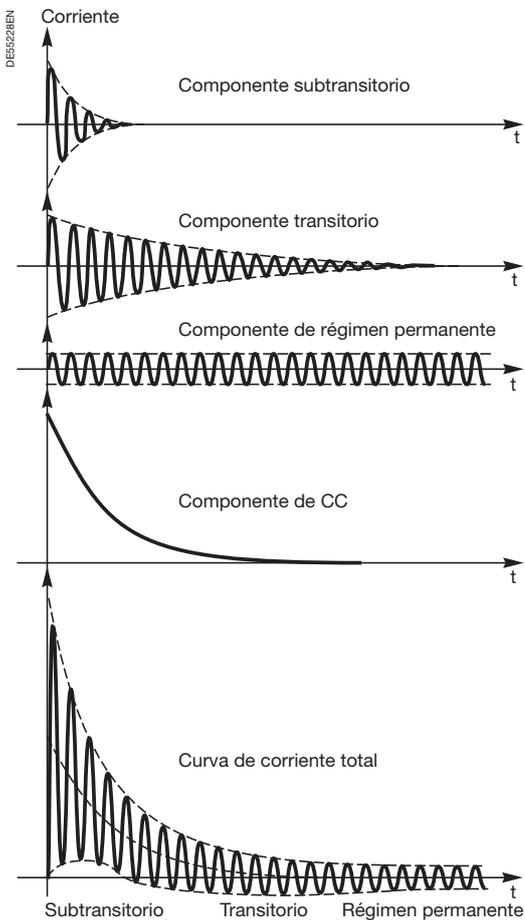


Fig. 29. Descomposición de la corriente de cortocircuito.

Es más complicado calcular la corriente de cortocircuito a través de los terminales de un generador síncrono que a través de los terminales de un transformador conectado al sistema eléctrico.

Esto se debe a que la impedancia interna de la máquina no puede considerarse constante tras el inicio del fallo. Aumenta progresivamente y la corriente se vuelve más débil, pasando por tres fases características:

- **Subtransitoria** (aproximadamente de 0,01 a 0,1 segundo), la corriente de cortocircuito (valor rms del componente de CA) es alta, de 5 a 10 veces la corriente continua nominal.
- **Transitoria** (entre 0,1 y 1 segundo), la corriente de cortocircuito cae entre 2 y 6 veces la corriente nominal.
- **Régimen permanente**, la corriente de cortocircuito cae entre 0,5 y 2 veces la corriente nominal.

Los valores dados dependen de las especificaciones de potencia de la máquina, su modo de excitación y, para la corriente de régimen permanente, del valor de la corriente de excitación, por lo tanto, de la carga de la máquina en el momento del fallo. Y además, la impedancia nula de los generadores de CA es generalmente de 2 a 3 veces menor que su impedancia directa. La corriente de cortocircuito de fase a tierra es, por lo tanto, mayor que la corriente trifásica.

A modo comparativo, la corriente de cortocircuito trifásico de régimen permanente a través de los terminales de un transformador es de 6 a 20 veces la corriente nominal, dependiendo de las especificaciones de potencia.

Se puede llegar a la conclusión de que los cortocircuitos a través de los terminales de un generador son difíciles de evaluar, y especialmente, su bajo valor decreciente dificulta el ajuste de la protección.

# Corrientes de cortocircuito

## Cálculo de corrientes de cortocircuito

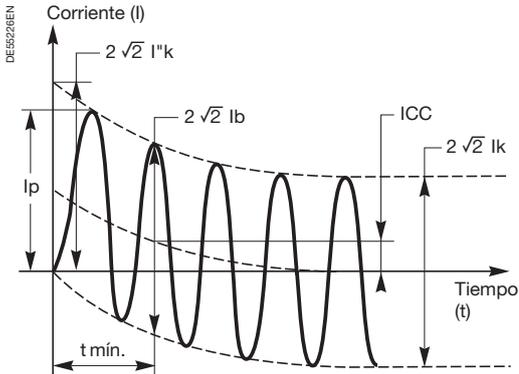


Fig. 30. Representación gráfica de cantidades de cortocircuito según IEC 60909.

### Método IEC (norma 60909)

Las reglas para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en instalaciones eléctricas se presentan en la norma IEC 60909, publicada en 2001. El cálculo de corrientes de cortocircuito en varios puntos de un sistema eléctrico puede convertirse rápidamente en una dura tarea cuando la instalación es compleja. El uso de programas de software especializados acelera los cálculos. Esta norma general, aplicable a todos los sistemas radiales y mallados, de 50 o 60 Hz y hasta 550 kV, es extremadamente precisa y prudente.

Se puede utilizar para tratar los distintos tipos de cortocircuitos permanentes (simétricos o asimétricos) que pueden producirse en una instalación eléctrica:

- Cortocircuito trifásico (las tres fases incluidas), en general, es el que produce las corrientes más altas.
- Cortocircuito bifásico (entre dos fases), corrientes más bajas que los fallos trifásicos.
- Cortocircuito bifásico a tierra (entre dos fases y tierra).
- Cortocircuito de fase a tierra (entre una fase y tierra), el tipo más frecuente (el 80% de todos los casos).

Cuando se produce un fallo, la corriente de cortocircuito transitorio está en función del tiempo y consta de dos componentes (fig. 30):

- Un componente de CA, que disminuye hasta su valor de régimen permanente, provocado por las distintas máquinas giratorias y en función de la combinación de sus constantes de tiempo.
  - Un componente de CC, que disminuye hasta cero, provocado por la iniciación de la corriente y en función de las impedancias del circuito.
- En la práctica, se deben definir los valores de cortocircuito que sean útiles en la selección de equipos del sistema y del sistema de protección:
- I<sup>''</sup>k: valor rms de la corriente simétrica inicial.
  - Ib: valor rms de la corriente simétrica interrumpida por el dispositivo de conmutación cuando se abre el primer polo en t mín. (temporización mínima).
  - Ik: valor rms de la corriente simétrica de régimen permanente.
  - Ip: valor instantáneo máximo de la corriente en la primera punta.
  - ICC: valor de CC de la corriente.

Estas corrientes se identifican mediante subíndices 3, 2, 2E, 1, según el tipo de cortocircuito, trifásico, bifásico alejado de tierra, bifásico a tierra, y de fase a tierra, respectivamente.

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

- Definir la fuente equivalente de tensión aplicada al punto de fallo. Representa la tensión existente justo antes del fallo y es la tensión nominal multiplicada por un factor que tiene en cuenta las variaciones de fuente, los conmutadores de regulación en carga del transformador y el comportamiento subtransitorio de las máquinas.
- Calcular las impedancias, tal como se ven desde el punto de fallo, de cada ramificación que llega a este punto. Para los sistemas directos e inversos, el cálculo no tiene en cuenta las capacidades de líneas y las admitancias de cargas no giratorias en paralelo.
- Una vez definidos los valores de tensión y admitancia, calcula los valores mínimos y máximos característicos de las corrientes de cortocircuito.

Los distintos valores de corrientes en el punto de fallo se calculan mediante:

- Las ecuaciones proporcionadas.
- Una ley de suma para las corrientes que fluyen en las ramificaciones conectadas al nodo:
  - I<sup>''</sup>k, vea las ecuaciones para I<sup>''</sup>k en las tablas adjuntas, donde el factor de tensión c está definido por la norma; suma algebraica o geométrica.
  - Ip = κ · √2 · I<sup>''</sup>k, donde κ es inferior a 2, según la relación R/X de la impedancia directa para la ramificación dada, suma de puntas.
  - Ib = μ · q · I<sup>''</sup>k, donde μ y q son inferiores a 1, según los generadores y motores, y la temporización de interrupción de corriente mínima; suma algebraica.
  - Ik = I<sup>''</sup>k, cuando el fallo está alejado del generador.
  - Ik = λ · Ir, para un generador, donde Ir es la corriente nominal del generador y λ es un factor que depende de su inductancia de saturación; suma algebraica.

Tipo de cortocircuito	I <sup>''</sup> k
Trifásico	$\frac{c \cdot Un}{\sqrt{3} \cdot Z_1}$
Bifásico	$\frac{c \cdot Un}{Z_1 + Z_2}$
Bifásico a tierra	$\frac{c \cdot Un \cdot \sqrt{3} \cdot Z_2}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_0}$
De fase a tierra	$\frac{c \cdot Un \cdot \sqrt{3}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$

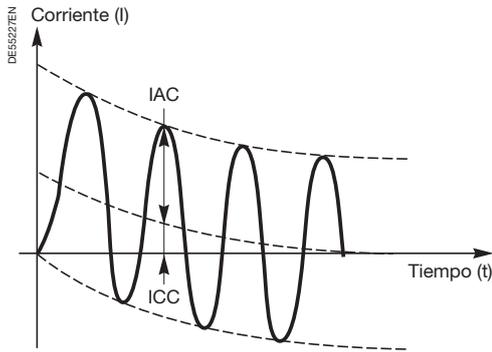
Corrientes de cortocircuito según IEC 60909 (situación general).

Tipo de cortocircuito	I <sup>''</sup> k
Trifásico	$\frac{c \cdot Un}{\sqrt{3} \cdot Z_1}$
Bifásico	$\frac{c \cdot Un}{2 \cdot Z_1}$
Bifásico a tierra	$\frac{c \cdot Un \cdot \sqrt{3}}{Z_1 + 2Z_0}$
De fase a tierra	$\frac{c \cdot Un \cdot \sqrt{3}}{2Z_1 + Z_0}$

Corrientes de cortocircuito según IEC 60909 (fallos distantes).

# Corrientes de cortocircuito

## Comportamiento de los equipos durante los cortocircuitos



IAC: punta del componente periódico.  
ICC: componente aperiódico.

Fig. 31. Corriente de corte nominal de un disyuntor sometido a un cortocircuito según IEC 60056.

### Caracterización

Existen 2 tipos de equipos de sistemas, basados en si reaccionan o no cuando se produce un fallo.

### Equipos pasivos

Esta categoría incluye todos los equipos que, debido a su función, deben tener la capacidad de transportar tanto la corriente normal como la de cortocircuito. Entre estos equipos se incluyen cables, líneas, barras, conmutadores de desconexión, interruptores, transformadores, reactancias y condensadores en serie, transformadores de instrumentos.

Para estos equipos, la capacidad de resistencia a un cortocircuito sin sufrir daños se define en términos de:

- Resistencia electrodinámica (expresada en punta kA), que caracteriza la resistencia mecánica a la tensión electrodinámica.
- Resistencia térmica (expresada en rms kA para entre 1 y 5 segundos), que caracteriza el calentamiento máximo autorizado.

### Equipos activos

Esta categoría comprende los equipos diseñados para corregir las corrientes de cortocircuito, por ejemplo, disyuntores y fusibles. Esta propiedad se expresa mediante la capacidad de corte y, si es preciso, la capacidad de cierre al producirse un fallo.

#### Capacidad de corte (fig. 31)

Esta característica básica de un dispositivo de interrupción de corriente es la corriente máxima (en rms kA) que es capaz de cortar en las condiciones específicas definidas por las normas; suele hacer referencia al valor rms del componente de CA de la corriente de cortocircuito. A veces, para algunos aparatos, se especifica el valor rms de la suma de los 2 componentes (CA y CC), en cuyo caso es la "corriente asimétrica".

La capacidad de corte depende de otros factores, tales como:

- La tensión.
- La relación R/X del circuito interrumpido.
- La frecuencia natural del sistema eléctrico.
- El número de cortes con la corriente máxima, por ejemplo, el ciclo: A - C/A - C/A (A = apertura, C = cierre).
- El estado del dispositivo después de la prueba.

La capacidad de corte es una característica relativamente complicada de definir y no es sorprendente, por lo tanto, que se pueden asignar al mismo dispositivo capacidades de corte distintas según la norma por la que se define.

#### Capacidad de cierre de cortocircuitos

Por lo general, esta característica está definida de forma implícita por la capacidad de corte ya que un dispositivo tiene que ser capaz de cerrar una corriente que puede cortar. A veces, la capacidad de cierre debe ser superior, por ejemplo, para los disyuntores que protegen los generadores. La capacidad de cierre se define en términos de kA porque la primera punta asimétrica es la más exigente desde un punto de vista electrodinámico.

Por ejemplo, según la norma IEC 60056, un disyuntor que se utiliza en un sistema eléctrico de 50 Hz debe poder tratar una corriente de cierre de punta igual a 2,5 veces la corriente de corte de rms.

#### Corriente de corte de cortocircuito eventual

Algunos dispositivos tienen capacidad de limitar la corriente de defecto que se debe interrumpir. Su capacidad de corte se define como la corriente de corte máxima eventual que se puede desarrollar durante un cortocircuito permanente a través de los terminales aguas arriba del dispositivo.

### Características de dispositivos específicos

Las funciones proporcionadas por varios dispositivos de interrupción y las restricciones principales aparecen en la tabla siguiente.

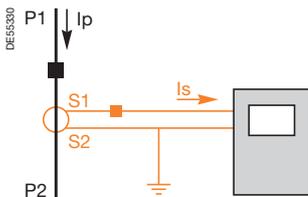
Dispositivo	Aislamiento	Condiciones de conmutación de corriente		Restricciones principales
		Normal	Fallo	
Seccionador	sí	no	no	Aislamiento de entrada/salida longitudinal. Interruptor de puesta a tierra: capacidad de cierre de cortocircuitos.
Interruptor	no	sí	no	Cierre y corte de corriente de carga normal. Capacidad de cierre de cortocircuitos. Con fusible: capac. corte de cortocircuitos en zona de fusibles no fundidos.
Contactador	no sí, si es extraíble	sí	no	Capacidades de cierre y corte nominales. Capacidades de cierre y corte máximas. Características de servicio y resistencia.
Disyuntor	no sí, si es extraíble	sí	sí	Capacidad de corte de cortocircuitos. Capacidad de cierre de cortocircuitos.
Fusible	no	no	sí	Capacidad de corte de cortocircuitos mínima. Capacidad de corte de cortocircuitos máxima.

# Sensores

## Sensores de intensidad de fase (TI)

Los dispositivos de protección y medida requieren datos sobre las especificaciones eléctricas del equipo que se va a proteger. Por motivos técnicos, económicos y de seguridad, estos datos no se pueden obtener directamente de la fuente de alimentación de alta tensión del equipo. Se necesitan los siguientes dispositivos intermedios:

- Sensores de intensidad de fase.
  - Toroidales para medir las corrientes de defecto a tierra.
  - Transformadores de tensión (TT).
- Estos dispositivos cumplen las siguientes funciones:
- Reducción del valor que se debe medir (por ejemplo, 1.500/5 A).
  - Aislamiento galvánico.
  - Suministro de la energía necesaria para el procesamiento de datos y la función de protección.



$I_p$ : corriente primaria.

$I_s$ : corriente secundaria (proporcional a  $I_p$  y en fase).

Fig. 32. Transformador de intensidad.

La función del sensor de intensidad de fase es proporcionar a su bobinado secundario una corriente proporcional a la corriente primaria medida.

Se utilizan para la medida y la protección.

Existen dos tipos de sensores:

- Transformadores de intensidad (TI).
- Transformadores de intensidad con salida de tensión (LPCT).

### Características generales (fig. 32)

El transformador de intensidad está constituido por dos circuitos, el primario y el secundario, acoplados por un circuito magnético.

Cuando hay cierto número de espiras en el circuito primario, el transformador es de tipo primario devanado.

Cuando el primario es un conductor único que va a través de un sensor, el transformador puede ser de tipo primario barra (primario integrado constituido por una barra de cobre), de tipo soporte (primario formado por un conductor sin aislar de la instalación) o de tipo toroidal (primario hecho de un cable sin aislar de la instalación).

Los TI se caracterizan por los valores siguientes (según la norma IEC 60044) (1):

### Nivel de aislamiento nominal de TI

Es la tensión más alta aplicada al primario del TI.

Hay que tener en cuenta que el primario está al nivel de alta tensión y que uno de los terminales secundarios suele estar en general conectado a tierra.

Al igual que para otros equipos, se definen los valores siguientes:

- Tensión de resistencia de 1 minuto máxima a una frecuencia industrial.
- Tensión de resistencia impulsiva máxima.

Ejemplo. Para una tensión nominal de 24 kV, el TI debe resistir 50 kV durante 1 minuto a 50 Hz y una tensión impulsiva de 125 kV.

### Relación de transformación nominal

Se suele indicar por lo general como la relación de transformación entre la corriente primaria y secundaria  $I_p/I_s$ .

La corriente secundaria nominal suele ser normalmente 5 A o 1 A.

### Precisión

Se define por el error compuesto para la corriente de límite de precisión.

El factor de límite de precisión es la relación entre la corriente de límite de precisión y la corriente nominal.

- Para clase P:

5P10 significa un 5% de error para 10  $I_n$  y 10P15 significa un 10% para 15  $I_n$ , 5P y 10P son las clases de precisión estándar para los TI de protección, 5  $I_n$ , 10  $I_n$ , 15  $I_n$ , 20  $I_n$  son las corrientes de límite de precisión estándar.

- La clase PR se define por el factor de remanencia, la relación entre el flujo remanente y el flujo de saturación, que debe ser inferior al 10%.

5PR y 10PR son las clases de precisión estándar para los TI de protección.

- La clase PX es otro modo de especificar las características de TI basándose en la "tensión de codo", la resistencia secundaria y la corriente magnetizante (consulte la página siguiente, fig. 33, respuesta de TI en estado saturado).

### Salida nominal

Es la potencia aparente en VA que el TI puede proporcionar al circuito secundario con la corriente secundaria nominal sin provocar errores por superar los valores especificados.

Representa la potencia consumida por todos los dispositivos y cables conectados.

Si se carga un TI con una potencia inferior a la salida nominal, su nivel de precisión real es superior al nivel de precisión nominal. De igual modo, un TI que está sobrecargado pierde precisión.

### Corriente térmica de corta duración

Expresada en rms kA, la corriente máxima autorizada durante 1 segundo ( $I_{th}$ ) (ya que el secundario está en cortocircuito) representa la resistencia térmica del TI a las máximas intensidades. El TI debe poder resistir a la corriente de cortocircuito durante el tiempo necesario para corregirla. Si el tiempo de corrección es distinto a 1 seg., la corriente que el TI puede resistir es  $I_{th}/\sqrt{t}$ .

La resistencia electrodinámica expresada en punta kA es al menos igual a  $2,5 \cdot I_{th}$ .

Valores normales de corrientes primarias nominales (en A):

10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y múltiplos o submúltiplos decimales.

(1) Se deben tener en cuenta igualmente los elementos relacionados con el tipo de montaje, características de la instalación (por ejemplo, temperatura, etc.), frecuencia industrial, etc.

# Sensores

## Sensores de intensidad de fase (TI) (continuación)

### Respuesta de TI en estado saturado

Cuando está sometido a una corriente primaria muy alta, el TI se satura. La corriente secundaria ya no es proporcional a la corriente primaria. El error de corriente que corresponde a la corriente de magnetización aumenta de manera significativa.

### Tensión de codo (fig. 33)

Es el punto en la curva de magnetización del transformador de intensidad en la que un aumento del 10% en la tensión E requiere un aumento del 50% en la corriente de magnetización  $I_m$ .

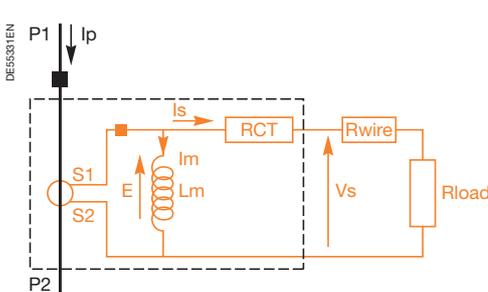


Fig. 33. Esquema equivalente de una corriente secundaria de TI... y una curva de magnetización de TI.

El secundario del TI cumple la ecuación:

$$(RTI + Rcarga + Rcable) \cdot FLP \cdot I_{sn}^2 = \text{constante}$$

Donde:

$I_{sn}$  = corriente secundaria nominal.

FLP = factor de límite de precisión.

$I_{sat} = FLP \cdot I_{sn}$ .

### TI para protección de máxima intensidad de fase

Para la protección de máxima intensidad de tiempo independiente, si no se alcanza la saturación a 1,5 veces el ajuste de corriente, el funcionamiento está asegurado independientemente de lo elevada que sea la corriente de defecto (fig. 34).

Para la protección de máxima intensidad de tiempo dependiente, no se debe alcanzar la saturación a 1,5 veces el valor de corriente correspondiente al máximo en la parte útil de la curva de funcionamiento (fig. 35).

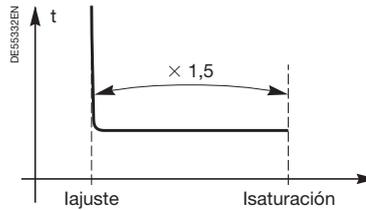


Fig. 34.

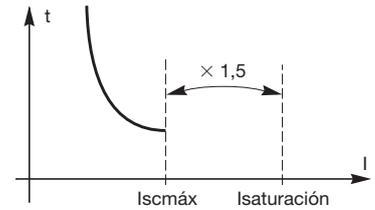


Fig. 35.

### TI para protección diferencial (fig.36)

Se deben especificar los TI para cada aplicación, según el principio de funcionamiento de la unidad de protección y el componente protegido. Consulte el manual de instrucciones de la unidad de protección.

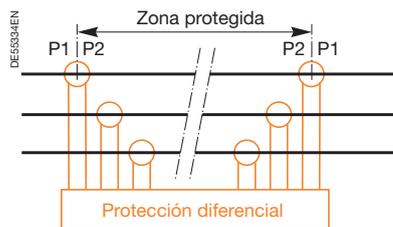


Fig. 36.

# Sensores

## Sensores de intensidad de fase (LPCT)

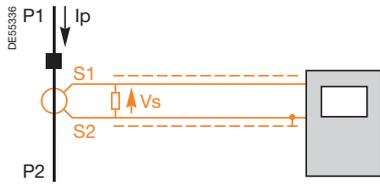


Fig. 37. Sensores de intensidad de tipo LPCT.

### Transductores de intensidad de baja potencia (LPCT) (fig. 37)

Son sensores de salida de tensión especiales de tipo transductor de intensidad de baja potencia (LPCT), que cumplen con la norma IEC 60044-8.

Los TIBP se utilizan para funciones de medida y protección.

Están definidos por:

- La corriente primaria nominal.
- La corriente primaria ampliada nominal.
- La corriente primaria de límite de precisión nominal.

Tienen una salida lineal por encima de un rango de corrientes amplio y comienzan a saturarse en niveles superiores a las corrientes que se deben interrumpir.

#### Ejemplo de características de medida según IEC 60044-8:

- Corriente primaria nominal  $I_{pn} = 100 \text{ A}$ .
- Corriente primaria ampliada nominal  $I_{pe} = 1.250 \text{ A}$ .
- Tensión secundaria  $V_{sn} = 22,5 \text{ mV}$ .
- Clase 0,5:
- Precisión del 0,5% de 100 A a 1.250 A.
- Precisión del 0,75% a 20 A.
- Precisión del 1,5% a 5 A.

#### Ejemplo de características de protección según IEC 60044-8:

- Corriente primaria  $I_{pn} = 100 \text{ A}$ .
- Tensión secundaria  $V_{sn} = 22,5 \text{ mV}$ .
- Clase 5P de 1,25 kA a 40 kA (fig. 38).

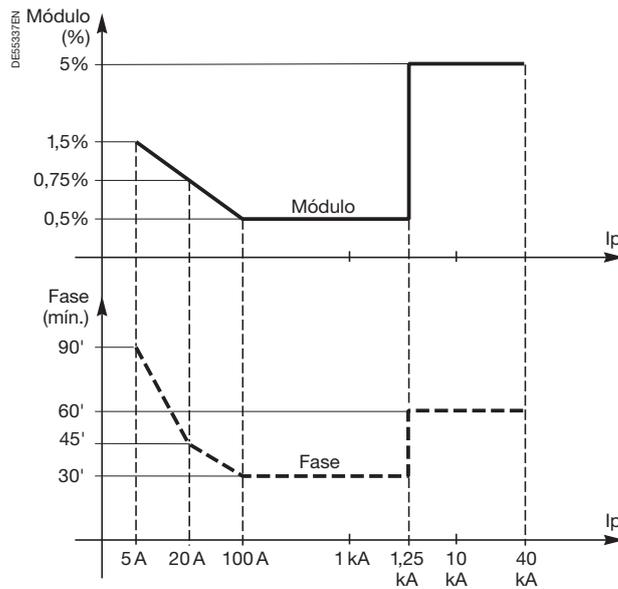


Fig. 38. Características de precisión de LPCT.

# Sensores

## Sensores de intensidad residual

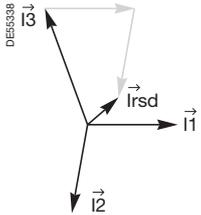


Fig. 39. Definición de corriente residual.

### Corriente homopolar - corriente residual

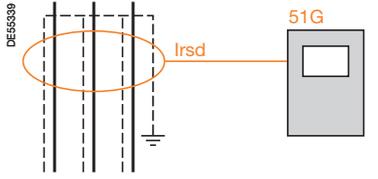
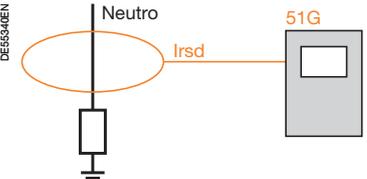
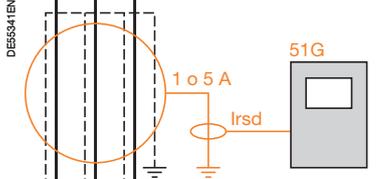
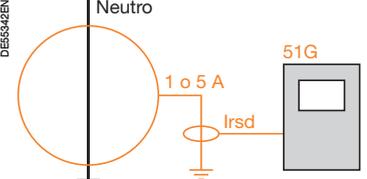
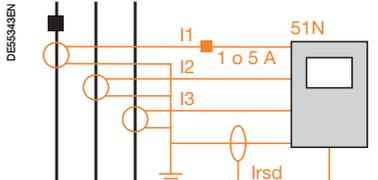
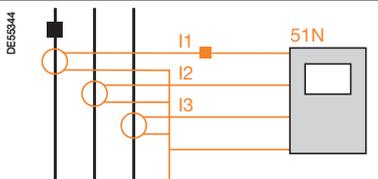
La corriente residual que caracteriza la corriente de defecto a tierra es igual a la suma vectorial de las corrientes trifásicas (fig. 39).

La corriente residual es igual a tres veces la corriente homopolar  $I_0$ .

$$\vec{I}_{rsd} = 3 \cdot \vec{I}_0 = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3$$

### Detección de la corriente de defecto

La corriente de defecto a tierra se puede detectar de varias maneras.

Sensores de medida	Precisión	Umbral recomendado mínimo para protección de fallo a tierra	Montaje
<b>Toroidal especial</b>	+++	Algunos amperios	 <p>Medida directa por toroidal especial conectado directamente al relé de protección. El TI está instalado alrededor de los conductores en tensión y lee directamente la corriente residual.</p>  <p>Se puede instalar igualmente en el neutro accesible al enlace de tierra. El resultado es una alta precisión de medida; se puede utilizar un umbral de detección muy bajo (algunos amperios).</p>
<b>TI toroidal + TI anular interpuesto</b>	++	10% de InTI (DT) 5% de InTI (IDMT) 1% de InTI en relés de detección sensible	 <p>Medida diferencial que utiliza un TI toroidal clásico instalado alrededor de los conductores en tensión y que genera la corriente residual, además de un TI anular interpuesto que se utiliza como adaptador para el relé de protección.</p>  <p>El TI toroidal se puede instalar igualmente en el neutro accesible al enlace de tierra con un TI anular interpuesto. Esta solución ofrece una buena precisión y flexibilidad en la selección del TI.</p>
<b>TI trifásicos + TI anular interpuesto</b>	++	10% de InTI (T indep.) 5% de InTI (T dep.) 1% de InTI en relés de detección sensible	 <p>Medida de las corrientes en las tres fases con un TI por fase y medida de la corriente residual mediante un TI anular interpuesto especial.</p> <p>En la práctica, el umbral de corriente residual debe ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● <math>I_{s0} \geq 10\%</math> de InTI (protección de T indep.).</li> <li>● <math>I_{s0} \geq 5\%</math> de InTI (protección de T dep.).</li> </ul>
<b>TI trifásicos (I_rsd calculado por relé)</b>	+	Sin retención de H2 30% de InTI (T indep.) 10% de InTI (T dep.)  Con retención de H2 10% de InTI (T indep.) 5% de InTI (T dep.)	 <p>Cálculo basado en la medida de las corrientes en las tres fases con un TI por fase:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● La corriente residual se calcula mediante el relé de protección.</li> <li>● La precisión de la medida no es alta (suma de los errores de TI y características de saturación, corriente calculada).</li> <li>● La instalación es más fácil que en el caso anterior, pero la precisión de la medida es inferior.</li> </ul> <p>En la práctica, la configuración del umbral de protección debe cumplir las reglas siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● <math>I_{s0} \geq 30\%</math> de InTI para protección de T indep. (el 10% de InTI para un relé de protección con retención de H2).</li> <li>● <math>I_{s0} \geq 10\%</math> de InTI para protección de T dep.</li> </ul>

# Sensores

## Transformadores de tensión (TT)

La función del transformador de tensión es proporcionar a su bobinado secundario una tensión proporcional a la aplicada al circuito primario. Los transformadores de tensión se utilizan para la medida y la protección.

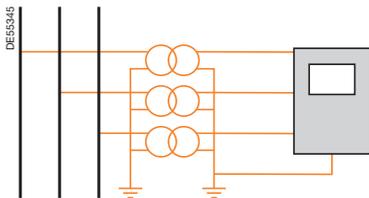


Fig. 40. Transformadores de tensión (TT) conectados en estrella.

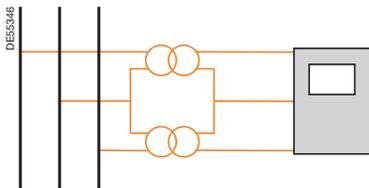


Fig. 41. Transformadores de tensión (TT) conectados en V.

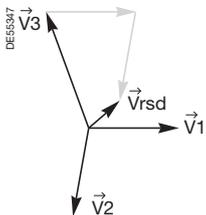


Fig. 42. Definición de tensión residual.

### Medida de las tensiones entre fases

El transformador de tensión consta de dos bobinados, el primario y el secundario, acoplados por un circuito magnético, y se pueden realizar conexiones entre fases o entre una fase y la tierra.

Los transformadores de tensión se caracterizan por los valores siguientes (publicaciones IEC 60186, IEC 60044-2 y NFC 42-501) (1):

- Frecuencia industrial, en general 50 o 60 Hz.
- Tensión primaria más alta en el sistema eléctrico.
- Tensión secundaria nominal 100, 100/3, 110, 110/3 voltios según el tipo de conexión.
- Factor de tensión nominal utilizado para definir las características de calentamiento.
- Potencia aparente, en VA, que el transformador de tensión puede proporcionar al secundario, sin provocar errores por superar su clase de precisión, cuando está conectado a la tensión primaria nominal y a la carga nominal. Hay que tener en cuenta que un TT no debe estar nunca en cortocircuito en el secundario, porque la potencia proporcionada aumenta y el transformador puede estropearse debido al calentamiento resultante, clase de precisión que define los límites de error garantizados para la relación de tensión y el desplazamiento de fase en las condiciones de potencia y tensión especificadas.

Son posibles algunos montajes de medida:

- Montaje en estrella de transformador 3 (fig. 40) (requiere 1 terminal de alta tensión aislado por transformador).

Relación de transformación:  $\frac{U_n / \sqrt{3}}{100 / \sqrt{3}}$  por ejemplo.

- Montaje en "V" de transformador 2 (fig. 41) (requiere 2 terminales de alta tensión aislados por transformador).

Relación de transformación:  $U_n / 100$  por ejemplo.

En sistemas de neutros aislados, todos los TT de fase a neutro suficientemente cargados para evitar el riesgo de resonancia ferromagnética.

(1) Se deben tener en cuenta igualmente los elementos relacionados con el tipo de montaje, características de la instalación (por ejemplo, temperatura), etc.

### Medida de tensión residual

La tensión residual que caracteriza la tensión del punto neutro con respecto a la tierra es igual a la suma vectorial de las tensiones trifásicas a tierra.

La tensión residual es igual a tres veces la tensión nula  $V_0$ .

$$\overline{V_{rsd}} = 3 \cdot \overline{V_0} = \overline{V_1} + \overline{V_2} + \overline{V_3} \quad (\text{fig. 42})$$

La ocurrencia de esta tensión indica la existencia de un fallo a tierra.

Se puede medir o calcular:

- La medida mediante tres transformadores de tensiones cuyos primarios están conectados en estrella y los secundarios, en una disposición en triángulo abierto, proporcionan la tensión residual (fig. 43).
- El cálculo por el relé, mediante tres transformadores de tensión cuyos primarios y secundarios están conectados en estrella (fig. 44).

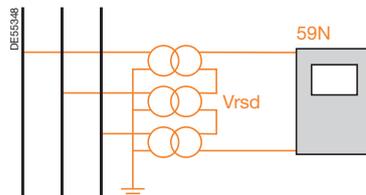


Fig. 43. Medida directa de tensión residual.

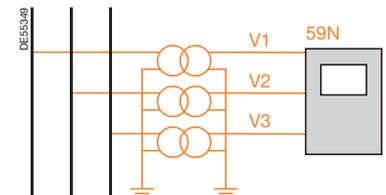


Fig. 44. Cálculo de tensión residual.

# Funciones de protección

## Características generales

Los relés de protección que supervisan de forma continua las variables del sistema eléctrico incluyen combinaciones de funciones básicas que se adaptan a los componentes del sistema eléctrico que se deben supervisar.

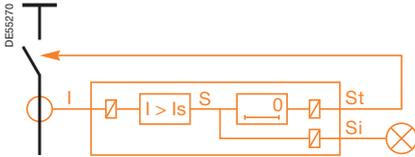


Fig. 45. Principio de funcionamiento del relé (ejemplo de relé de protección de máxima intensidad de fase ANSI 51).

## Funcionamiento

El relé incluye (fig. 45):

- Una entrada de medida analógica para la variable observada, recibida del sensor.
- Un resultado lógico del proceso de medida (indicado como S).
- Una salida lógica instantánea de la función de protección, que se utiliza para indicaciones, por ejemplo (indicado como Si).
- Una salida lógica temporizada para la función de protección, que se utiliza para controlar el disparo del disyuntor (indicado como St).

## Características (fig. 46)

El modo de funcionamiento de la función de protección implica tiempos característicos (IEC 60255-3):

- Tiempo de funcionamiento: es el tiempo entre la aplicación de la cantidad característica (a dos veces el ajuste de umbral) y la conmutación del relé de salida (salida instantánea).
- Tiempo de exceso: es la diferencia entre el tiempo de funcionamiento y el tiempo máximo durante el que se puede aplicar la cantidad característica sin disparo.
- Tiempo de restablecimiento: es el tiempo entre una disminución repentina de la cantidad característica y la conmutación del relé de salida.

**Nota:** Aparecen igualmente otros términos no normalizados, cuyas definiciones pueden variar de un fabricante a otro: tiempo de recuperación, tiempo sin respuesta, tiempo de disparo instantáneo, tiempo de memoria.

Para mejorar la estabilidad, las funciones tienen una relación de desconexión/rearme que es un % del ajuste del umbral: en el ejemplo de la figura 3, S varía de 1 a 0 cuando  $I = d \cdot I_s$ .

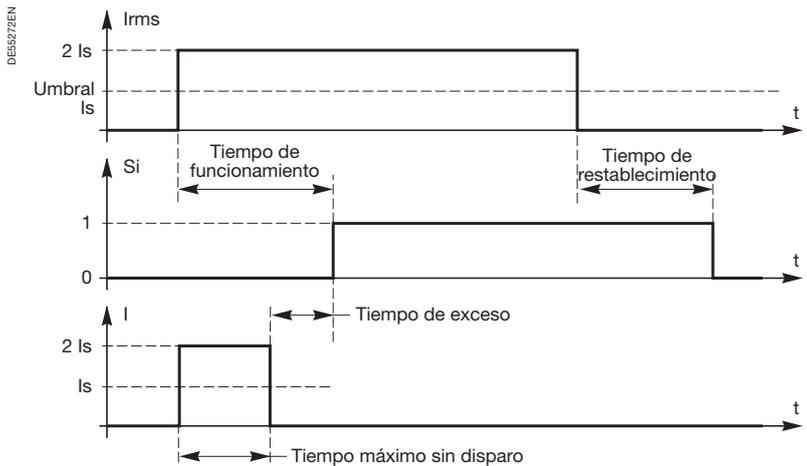


Fig. 46. Tiempos característicos de la función de protección.

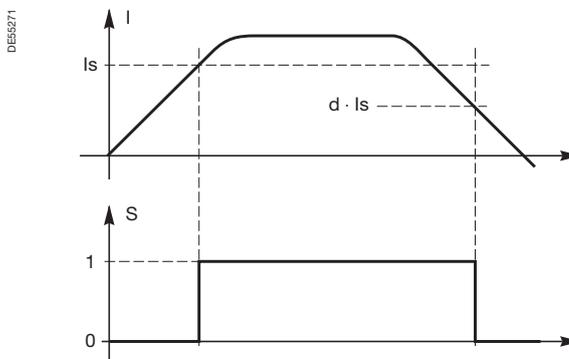


Fig. 47. Relación de desconexión/rearme.

# Funciones de protección

## Características generales (continuación)

### Ajustes

El usuario puede configurar algunas funciones de protección, en particular:

- **Punto de ajuste de disparo:** establece el límite de la cantidad observada que activa la función de protección.

- **Tiempo de disparo:**

- Temporización de tiempo independiente (T indep.).

El ejemplo de la figura 48, aplicado a un relé de corriente, muestra que por encima del umbral de corriente  $I_s$ , el tiempo de disparo de protección es constante (ajuste de temporización T).

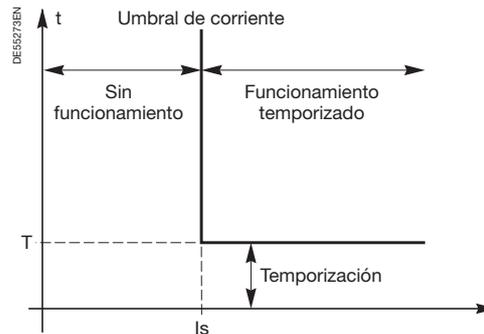


Fig. 48. Principio de disparo de tiempo independiente.

- Temporización de tiempo dependiente (T dep.: tiempo dependiente).

El ejemplo de la figura 49, aplicado a un relé de corriente, muestra que por encima del umbral de corriente  $I_s$ , cuanto más alta es la corriente, más corto es el tiempo de disparo de protección.

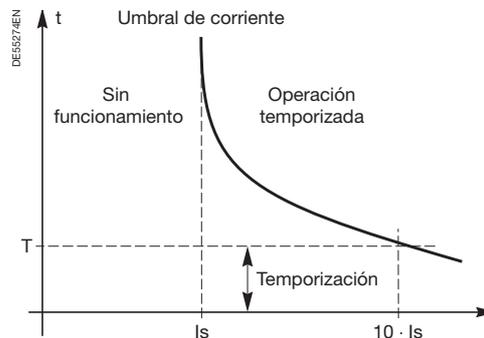


Fig. 49. Principio de disparo de T dep.

Existen varios tipos de curvas, determinadas por ecuaciones y definidas por las distintas organizaciones de normalización: por ejemplo, el IEC define lo siguiente (fig. 50):

- Tiempo inverso estándar (SIT).
- Tiempo muy inverso (VIT).
- Tiempo extremadamente inverso (EIT).

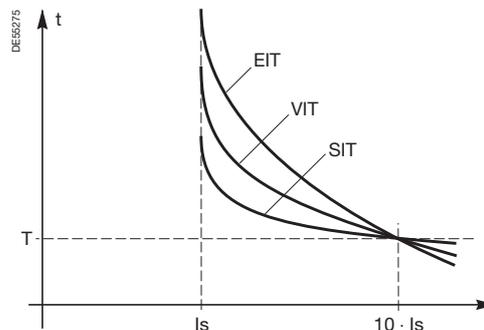


Fig. 50. Curvas de disparo de T dep.

- **Retención de temporizador:** tiempo de restablecimiento ajustable.
- **Retención:** prohibición de disparo según porcentaje del segundo armónico.
- **Constantes de tiempo** (por ejemplo, sobrecarga térmica ANSI 49RMS).
- **Ángulo característico** (por ejemplo, máxima intensidad direccional ANSI 67).

# Funciones de protección

## Lista de funciones

En la tabla siguiente aparecen las principales funciones de protección junto con una breve definición.

Aparecen descritas en orden numérico por código ANSI C37.2.

Código ANSI	Nombre de función	Definición
12	Máxima velocidad	Detección de máxima velocidad de la máquina giratoria
14	Mínima velocidad	Detección de mínima velocidad de la máquina giratoria
21	Protección de distancia	Detección de medida de impedancia
21B	Mínima impedancia	Protección de cortocircuito entre fases de reserva para generadores
24	Control de flujo	Comprobación de sobreflujo
25	Comprobación de sincronización	Comprobación antes de poner en paralelo dos partes del sistema eléctrico
26	Termostato	Protección contra sobrecargas
27	Mínima tensión	Protección para el control de los mínimos de tensión
27D	Mínima tensión directa	Protección de motores contra el funcionamiento con tensión insuficiente
27R	Mínima tensión remanente	Comprobación de la desaparición de la tensión sostenida por las máquinas giratorias después de la desconexión de la alimentación
27TN	Mínima tensión del tercer armónico	Detección de fallos a tierra en el aislamiento del bobinado del estator (neutro de impedancia)
32P	Máxima potencia activa direccional	Protección contra la transferencia de máxima potencia activa
32Q	Máxima potencia reactiva direccional	Protección contra la transferencia de máxima potencia reactiva
37	Mínima intensidad de fase	Protección trifásica contra la subintensidad
37P	Mínima potencia activa direccional	Protección contra la transferencia de mínima potencia activa
37Q	Mínima potencia reactiva direccional	Protección contra la transferencia de mínima potencia reactiva
38	Supervisión de temperatura de los cojinetes	Protección contra el recalentamiento de los cojinetes de la máquina giratoria
40	Pérdida de campo	Protección de máquinas síncronas contra fallos o pérdidas de campo
46	Inversa / desequilibrada	Protección contra la corriente de fase desequilibrada
47	Máxima tensión inversa	Protección de tensión inversa y detección de rotación inversa de las máquinas giratorias
48 - 51LR	Tiempo de arranque excesivo y rotor bloqueado	Protección de motores contra arranques con sobrecargas o tensión reducida, y para cargas que se pueden bloquear
49	Sobrecarga térmica	Protección contra sobrecargas
49T	Sondas de temperatura	Protección contra el recalentamiento de los bobinados de las máquinas
50	Máxima intensidad de fase instantánea	Protección trifásica contra cortocircuitos
50BF	Fallo de disyuntor	Comprobación y protección si el disyuntor no se dispara después de una orden de disparo
50N o 50G	Fallo a tierra instantáneo	Protección contra fallos a tierra: 50N: corriente residual calculada o medida por 3 TI 50G: corriente residual medida directamente por un único sensor (TI o toroidal)
50V	Máxima intensidad de fase por retención de tensión instantánea	Protección trifásica contra cortocircuitos con umbral dependiente de la tensión
50/27	Puesta en tensión involuntaria del generador	Detección de puesta en tensión involuntaria del generador
51	Máxima intensidad de fase temporizada	Protección trifásica contra sobrecargas y cortocircuitos
51N o 51G	Fallo a tierra temporizado	Protección contra fallos a tierra: 51N: corriente residual calculada o medida por 3 TI 51G: corriente residual medida directamente por un único sensor (TI o toroidal)
51V	Máxima intensidad de fase por retención de tensión temporizada	Protección trifásica contra cortocircuitos con umbral dependiente de la tensión
59	Máxima tensión	Protección contra la tensión excesiva o detección de tensión suficiente
59N	Desplazamiento de tensión de neutro	Protección de fallo de aislamiento
63	Presión	Detección de fallos internos del transformador (gas, presión)
64REF	Diferencial de fallo a tierra limitado	Protección de fallo a tierra para bobinados trifásicos conectados en estrella con neutro a tierra
64G	100% fallo a tierra del estator del generador	Detección de fallos a tierra en el aislamiento del bobinado del estator (sistemas eléctricos con neutro de impedancia)
66	Arranques sucesivos	Función de protección que supervisa el número de arranques del motor
67	Máxima intensidad de fase direccional	Protección de cortocircuito trifásico según la dirección de flujo de la corriente
67N/67NC	Fallo a tierra direccional	Protección de fallo a tierra según la dirección de flujo de la corriente (NC: neutro compensado)
78	Desplazamiento vectorial	Protección de desconexión de desplazamiento vectorial
78PS	Deslizamiento de polos	Detección de pérdida de sincronización de máquinas síncronas
79	Reenganchador	Dispositivo automatizado que reengancha el disyuntor tras un disparo de fallo de línea transitorio
81H	Máxima frecuencia	Protección contra una frecuencia anormalmente alta
81L	Mínima frecuencia	Protección contra una frecuencia anormalmente baja
81R	Derivada de frecuencia	Protección para la desconexión rápida de dos partes del sistema eléctrico
87B	Diferencial de barra	Protección trifásica contra fallos internos en barras
87G	Diferencial de generador	Protección trifásica contra fallos internos en generadores de CA
87L	Diferencial de línea	Protección trifásica contra fallos internos en líneas
87M	Diferencial de motor	Protección trifásica contra fallos internos en motores
87T	Diferencial de transformador	Protección trifásica contra fallos internos en transformadores

# Funciones de protección

## Funciones asociadas

Las funciones de protección se completan mediante lo siguiente:

- Funciones de control adicionales.
- Funciones de supervisión de funcionamiento.
- Funciones de funcionamiento.
- Funciones de indicación.
- Funciones de medida.
- Funciones de diagnóstico.
- Funciones de comunicación, para el

funcionamiento mejorado de los sistemas eléctricos.

Todas estas funciones las puede proporcionar la misma unidad de protección digital.

### Control de aparato

Esta función controla los distintos tipos de bobinas de cierre y disparo del aparato.

### Vigilancia del circuito de disparo

Esta función indica los fallos del circuito de disparo del aparato.

### Lógica de mando

Esta función se utiliza para instalar una selectividad lógica en el envío o la recepción de "señales de bloqueo" por las distintas unidades de protección.

### Funciones lógicas

Estas funciones realizan operaciones de ecuaciones lógicas para generar datos adicionales u órdenes que se utilizan para la aplicación.

### Funciones de funcionamiento

Estas funciones hacen que el funcionamiento sea más cómodo para el usuario.

- Conmutadores de regulación en carga del transformador.
- Regulación de energía reactiva.
- Localizador de fallos (ANSI 21FL).
- Control de batería de condensadores.
- Tiempo de funcionamiento restante antes del disparo térmico por sobrecarga.

### Funciones de medida

Estas funciones proporcionan la información necesaria para una buena comprensión del funcionamiento de sistemas eléctricos.

- Corriente de fase.
- Corriente de disparo.
- Corriente residual.
- Corrientes diferenciales y atravesantes.
- THD de corriente (distorsión total de armónicos).
- Tensiones de fase a neutro y entre fases.
- Tensiones directas, inversas y residuales.
- THD de tensión (distorsión total de armónicos).
- Frecuencia.
- Potencia activa, reactiva y aparente.
- Factor de potencia ( $\cos \varphi$ ).
- Energía activa y reactiva.
- Corriente punta, potencia activa y reactiva.
- Temperatura.
- Tiempo de arranque del motor.
- Osciloperturbografía.

### Funciones de diagnóstico de aparatos

- Contadores de cierre de aparatos y de funcionamiento de disparo de fallo.
- Tiempo de funcionamiento.
- Tiempo de carga.
- Supervisión de sensor (TT, TI); esta función supervisa la cadena de medida del transformador de tensión o de corriente e inhibe las funciones de protección relacionadas.
- Corriente de corte total ( $kA^2$ ).

### Funciones de comunicación

Estas funciones se utilizan para el intercambio de datos disponibles por los distintos componentes de sistemas eléctricos (medidas, estados, órdenes de control...).

# Selectividad

## Selectividad cronométrica

Las funciones de protección constituyen un sistema coherente que depende de la estructura global del sistema eléctrico de distribución y de la disposición de la puesta a tierra del neutro. Se deben considerar por lo tanto como un sistema basado en el principio de selectividad, que consiste en aislar la parte defectuosa del sistema eléctrico, y sólo esa parte, tan rápido como sea posible y dejar en tensión las partes libres de fallos del sistema eléctrico. Se pueden utilizar diversos medios para poner en marcha una selectividad en la protección del sistema eléctrico:

- Selectividad cronométrica.
- Selectividad amperimétrica.
- Selectividad por intercambio de datos, denominada selectividad lógica.
- Selectividad por uso de funciones de protección direccional.
- Selectividad por uso de funciones de protección diferencial.
- Selectividad combinada para asegurar un rendimiento global mejor (técnico y económico), o de reserva.

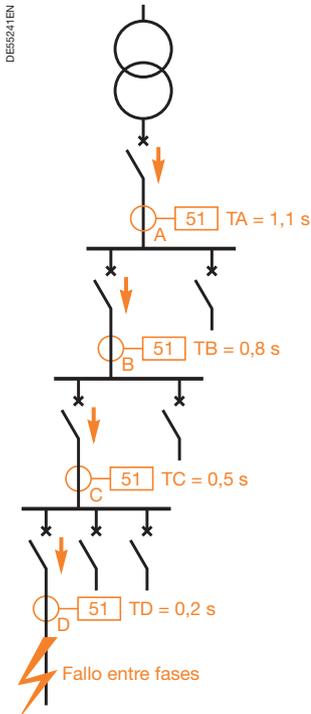


Fig. 51. Principio de selectividad cronométrica.

### Principio

La selectividad cronométrica consiste en asignar distintas temporizaciones a las unidades de protección de máxima intensidad distribuidas a través del sistema eléctrico.

Cuanto más cerca esté el relé de la fuente, más larga será la temporización.

### Modo de funcionamiento

El fallo mostrado en el esquema adjunto (fig. 51) es detectado por todas las unidades de protección (en A, B, C y D). Los contactos de la unidad de protección temporizada D se cierran más rápido que los de la unidad de protección C, que a su vez se cierran antes que los de la unidad de protección B...

Una vez que el disyuntor D se haya disparado y se haya corregido la corriente de defecto, las unidades de protección A, B y C, que ya no son necesarias, vuelven a la posición de espera.

La diferencia en el tiempo de funcionamiento  $\Delta T$  entre dos unidades de protección sucesivas es el intervalo de selectividad. Tiene en cuenta (fig. 52):

- El tiempo de corte  $T_c$  del disyuntor aguas abajo, que incluye el tiempo de respuesta del disyuntor y el tiempo de arco.
- Las tolerancias de temporización  $dT$ .
- El tiempo de exceso de la unidad de protección aguas arriba:  $tr$ .
- Un margen de seguridad  $m$ .

$\Delta T$  debe por lo tanto satisfacer la relación:

$$\Delta T \geq T_c + tr + 2dT + m$$

Teniendo en cuenta el rendimiento actual de aparatos y relés, a  $\Delta T$  se le asigna un valor de 0,3 s.

Ejemplo:  $T_c = 95$  ms,  $dT = 25$  ms,  $tr = 55$  ms; para un intervalo de selectividad de 300 ms, el margen de seguridad es 100 ms.

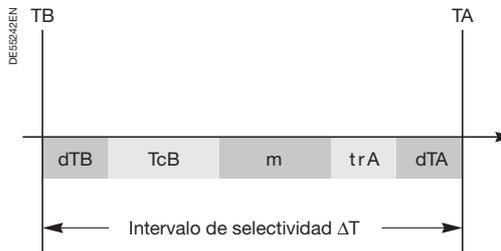


Fig. 52. Ruptura de un intervalo de selectividad.

### Ventajas

Este sistema de selectividad presenta dos ventajas:

- Proporciona su propia reserva; por ejemplo, si falla la unidad de protección  $\Delta$ , se activa la unidad de protección C  $\Delta T$  después.
- Es sencillo.

### Inconvenientes

No obstante, cuando hay un gran número de relés en cascada, debido a que la unidad de protección situada en el extremo más lejano aguas arriba tiene la temporización más larga, el tiempo de corrección de fallo se vuelve prohibitivo e incompatible con las necesidades de resistencia de la corriente de cortocircuito y de funcionamiento externas del equipo (por ejemplo, limitaciones impuestas por la compañía eléctrica).

# Selectividad

## Selectividad cronométrica (continuación)

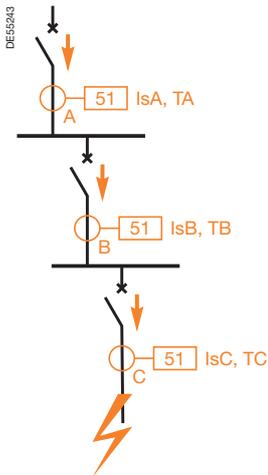


Fig. 53. Sistema de potencia radial con selectividad cronométrica.

### Aplicación

Este principio se utiliza en sistemas de potencia radiales (fig. 53). Las temporizaciones definidas para la selectividad cronométrica se activan cuando la corriente supera los ajustes de relés. Los ajustes deben ser coherentes. Hay dos casos, según el tipo de temporización utilizado.

#### Relés de tiempo independiente (fig. 54)

Se deben cumplir las condiciones siguientes:  $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$  y  $T_A > T_B > T_C$ . El intervalo de selectividad  $DT$  está situado convencionalmente en el rango de 0,3 segundos.

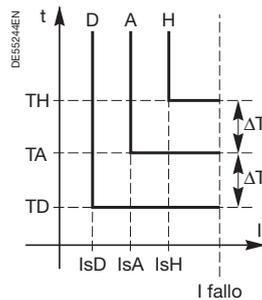


Fig. 54. Selectividad cronométrica con relés de tiempo independiente.

#### Relés de tiempo dependiente (fig. 55)

Si los umbrales están definidos en la corriente nominal  $I_n$ , la protección de sobrecarga está asegurada a la vez que se garantiza la protección de cortocircuito y la coherencia de los ajustes.

$$I_{nA} > I_{nB} > I_{nC}$$

$$I_{sA} = I_{nA}, I_{sB} = I_{nB} \text{ e } I_{sC} = I_{nC}$$

Las temporizaciones se definen para obtener el intervalo de selectividad  $DT$  para la corriente máxima considerada por el relé de protección aguas abajo. Se utiliza la misma familia de curvas para evitar la superposición en una parte del dominio.

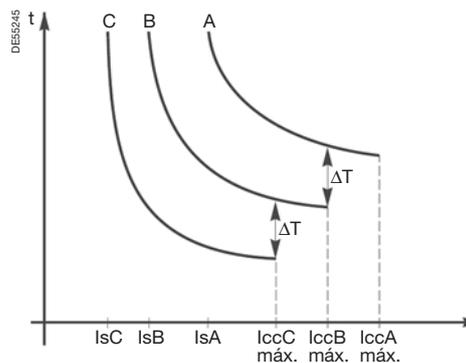


Fig. 55. Selectividad cronométrica con relés de tiempo dependiente.

# Selectividad

## Selectividad amperimétrica

### Principio

La selectividad amperimétrica utiliza el principio que en un sistema eléctrico, cuanto más alejado esté el fallo de la fuente, más débil será la corriente de defecto.

### Modo de funcionamiento

Hay instalada una unidad de protección de corriente en el punto inicial de cada sección: el umbral está definido en un valor inferior a la corriente de cortocircuito mínima generada por un fallo en la sección supervisada, y superior a la corriente máxima generada por un fallo aguas abajo (fuera del área supervisada).

### Ventajas

Con estos ajustes, cada dispositivo de protección sólo se activa por fallos situados justo aguas abajo, en la zona supervisada, y no es sensible a fallos fuera de esta zona. Para las secciones de líneas separadas por un transformador, puede ser ventajoso utilizar este sistema ya que es sencillo, rentable y rápido (disparo sin temporización). A continuación, aparece un ejemplo (fig. 56):

$I_{scB} \text{ máx.} < I_{sA} < I_{scA} \text{ mín.}$

$I_{sA}$  = ajuste de corriente.

$I_{scB}$  en el primario del transformador es proporcional a la corriente de cortocircuito máxima del secundario.

Las temporizaciones  $T_A$  y  $T_B$  son independientes, y  $T_A$  puede ser más corto que  $T_B$ .

### Inconvenientes

La unidad de protección aguas arriba (A) no proporciona una reserva para la unidad de protección aguas abajo (B).

En la práctica, es difícil definir los ajustes para dos unidades de protección en cascada y asegurar a la vez una selectividad satisfactoria, cuando no hay una reducción notable en la corriente entre dos áreas adyacentes. Es el caso en los sistemas eléctricos de media tensión, excepto en las secciones con transformadores.

### Aplicación

El ejemplo siguiente afecta a la protección de corriente en un transformador entre dos secciones de cable.

El ajuste de protección de máxima intensidad  $I_s$  satisface la relación:  
 $1,25 I_{scB} \text{ máx.} < I_{sA} < 0,8 I_{scA} \text{ mín.}$

La selectividad entre las dos unidades de protección está asegurada.

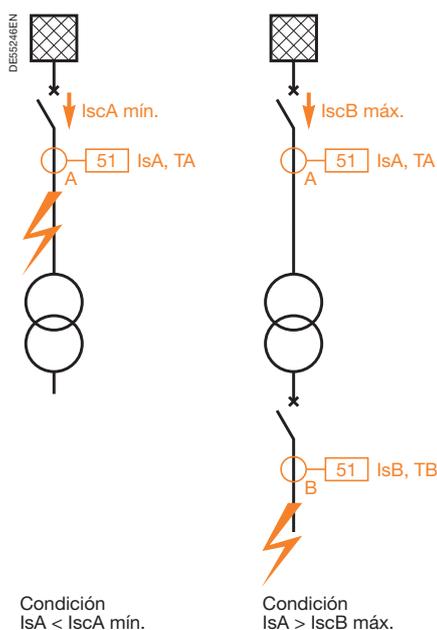
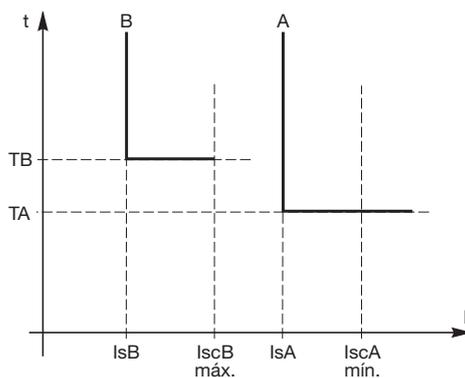


Fig. 56. Funcionamiento de selectividad amperimétrica.



Curvas de discriminación

# Selectividad

## Selectividad lógica

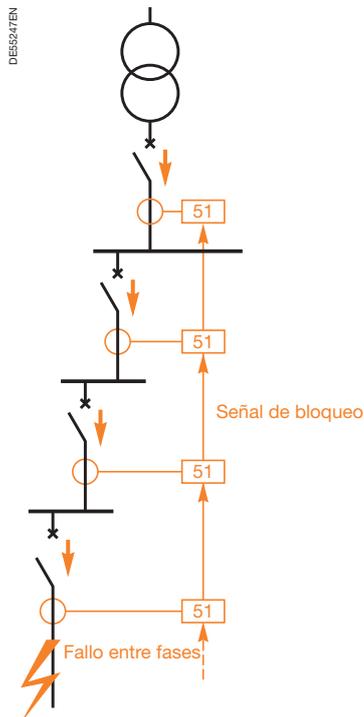


Fig. 57. Principio de selectividad lógica.

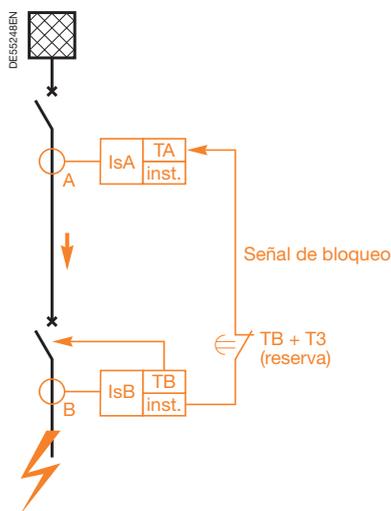


Fig. 58. Funcionamiento de selectividad lógica.

### Principio

Este sistema se ha desarrollado para resolver los inconvenientes de la selectividad cronométrica.

Este principio se utiliza cuando se requiere un tiempo de corrección de defecto muy breve (fig. 57).

### Modo de funcionamiento

El intercambio de datos lógicos entre las unidades de protección sucesivas elimina la necesidad de intervalos de selectividad y, por lo tanto, reduce considerablemente el tiempo de disparo de los disyuntores más cercanos a la fuente.

En los sistemas eléctricos radiales, se activan las unidades de protección situadas aguas arriba del fallo, pero no las de aguas abajo. De este modo, se pueden localizar claramente el punto de fallo y el disyuntor que se debe disparar.

Cada unidad de protección activada por un fallo envía:

- Una señal de bloqueo al nivel de aguas arriba (una orden para aumentar la temporización del relé aguas arriba).
  - Una orden de disparo al disyuntor relacionado a menos que ya haya recibido una señal de bloqueo desde el nivel de aguas abajo.
- Se proporciona de reserva el disparo temporizado.

El principio se ilustra en la figura 58:

- Cuando aparece un fallo aguas abajo de B, la unidad de protección en B bloquea la unidad de protección en A.
- Sólo la unidad de protección en B activa el disparo después de la temporización TB, siempre que no haya recibido una señal de bloqueo.
- La duración de la señal de bloqueo para la unidad de protección en A está limitada a  $TB + T3$ , con  $T3$  – tiempo de apertura y extinción del arco del disyuntor B (generalmente 200 ms).
- Si el disyuntor B no se dispara, la unidad de protección A da una orden de disparo en  $TB + T3$ .
- Cuando aparece un fallo entre A y B, la unidad de protección A se dispara después de la temporización TA.

### Ventajas

El tiempo de disparo no está relacionado con la ubicación del fallo en la cadena de selectividad o el número de unidades de protección de la cadena.

Esto significa que es posible la selectividad entre una unidad de protección aguas arriba con una temporización corta y una unidad aguas abajo con una temporización larga. Por ejemplo, se debe utilizar una temporización más corta en la fuente que cerca de las cargas.

El sistema también dispone dentro de sí de una reserva.

### Inconvenientes

Como se deben transmitir señales lógicas entre los distintos niveles de las unidades de protección, es preciso instalar un cableado adicional. Esto puede suponer una exigencia considerable cuando las unidades de protección están alejadas unas de otras, en caso de enlaces largos, por ejemplo (en distancias largas se usa fibra óptica para enviar la señal de bloqueo).

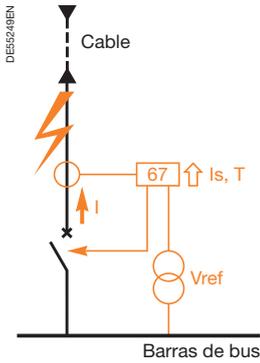
Esta dificultad puede superarse mediante la combinación de funciones: selectividad lógica en los cuadros de distribución cercanos y selectividad cronométrica entre zonas que están alejadas (consulte el capítulo sobre lógica combinada + selectividad cronométrica).

### Aplicación

Este principio se utiliza a menudo para proteger sistemas eléctricos de media tensión que incluyen ramificaciones radiales con varios niveles de selectividad.

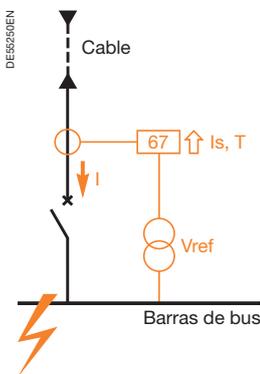
# Selectividad

## Selectividad direccional



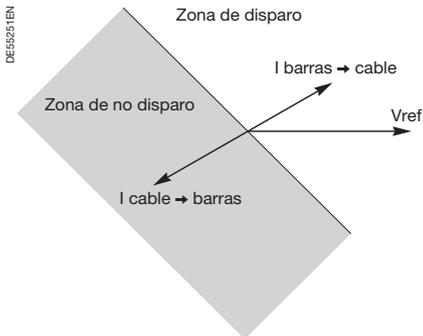
Principio de protección direccional.

Fig. 59. Unidad de protección activa.



Principio de protección direccional.

Fig. 60. Unidad de protección no activa.



Principio de protección direccional.

Fig. 61. Detección de dirección de la corriente.

### Principio

En un sistema eléctrico de bucle, en el que los fallos se alimentan desde ambos extremos, es necesario utilizar una unidad de protección que sea sensible a la dirección del flujo de la corriente de defecto para localizar y corregir el fallo de manera selectiva. Es la función de las unidades de protección de máxima intensidad direccional.

### Modo de funcionamiento

Las acciones de protección difieren según la dirección de la corriente (figuras 59 y 60), por ejemplo, según el desplazamiento de fase de la corriente en relación con una referencia dada por el vector de tensión; el relé necesita, por lo tanto, datos de corriente, así como de tensión.

Las condiciones de funcionamiento, a saber, la protección del disparo y de las zonas sin disparo, se adaptan para proteger el sistema eléctrico (fig. 61).

Ejemplo de uso de unidades de protección direccional (fig. 62):

Los disyuntores D1 y D2 están equipados con unidades de protección direccional que se activan si la corriente fluye desde las barras al cable.

Si el fallo se produce en un punto 1, la unidad de protección sólo lo detecta en D1.

La unidad de protección en D2 no lo detecta, debido a la dirección de corriente detectada. El disyuntor D1 se dispara.

Si el fallo se produce en un punto 2, estas unidades de protección no lo detectan y los disyuntores D1 y D2 permanecen cerrados.

Se deben incluir otras unidades de protección para proteger las barras.

### Ventajas

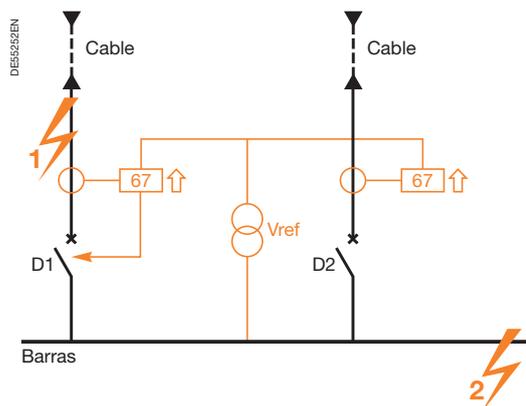
Esta solución es sencilla y se puede aplicar en un gran número de casos.

### Inconvenientes

Es necesario utilizar transformadores de tensión para proporcionar una referencia de fase a fin de determinar la dirección de la corriente.

### Aplicación

Este principio se utiliza para proteger los elementos de entrada en paralelo y los sistemas eléctricos de bucle cerrados, bucles abiertos con interruptor automático, así como en algunos casos de protección de fallo a tierra.



Protección direccional.

Fig. 62. Ejemplo de dos elementos de entrada en paralelo.

# Selectividad

## Selectividad diferencial

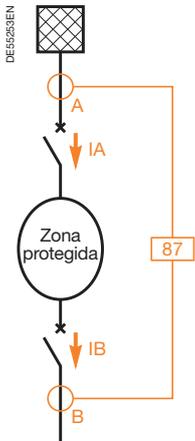


Fig. 63. Principio de protección diferencial.

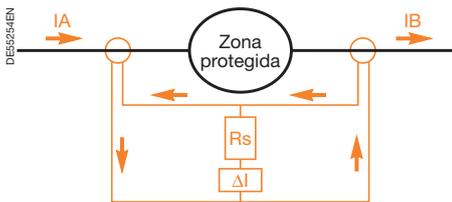


Fig. 64. Esquema de protección diferencial de alta impedancia.

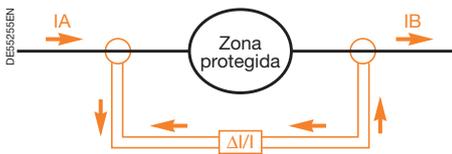


Fig. 66. Esquema de protección diferencial basada en porcentaje.

### Principio

Estas unidades de protección comparan la corriente en los dos extremos de la sección supervisada del sistema eléctrico (fig. 63).

### Modo de funcionamiento

Cualquier amplitud o diferencia de fase entre las corrientes indica la presencia de un defecto: las unidades de protección sólo reaccionan a los fallos dentro del área que cubren y son insensibles a cualquier fallo fuera de esa área. Este tipo de protección es, por lo tanto, selectiva por naturaleza.

El disparo instantáneo se produce cuando  $I_A - I_B \neq 0$ .

Para que la protección diferencial funcione, es necesario utilizar transformadores de corriente específicamente dimensionados para que las unidades de protección sean insensibles a otros fenómenos.

Lo que hace que las unidades de protección diferencial sean estables es que no se disparan mientras no haya fallos en la zona que se está protegiendo, incluso si se detecta una corriente diferencial:

- Corriente magnetizadora de transformador.
- Corriente capacitiva de línea.
- Corriente de error debida a saturación de los sensores de intensidad.

Existen dos principios básicos según el modo de estabilización:

- Protección diferencial de alta impedancia: el relé está conectado en serie a una resistencia de estabilización  $R_s$  en el circuito diferencial (figuras 64 y 65).
- Protección diferencial basada en porcentaje: el relé está conectado de forma independiente a los circuitos que transmiten las corrientes  $I_A$  e  $I_B$ . La diferencia entre las corrientes  $I_A$  e  $I_B$  está determinada en la unidad de protección y la estabilidad de protección se obtiene mediante una retención relacionada con la corriente atravesante (figuras 66 y 67).

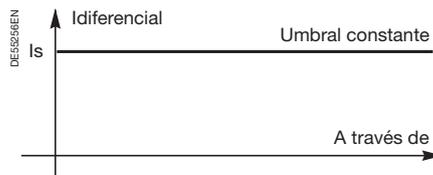


Fig. 65. Estabilidad por resistencia.

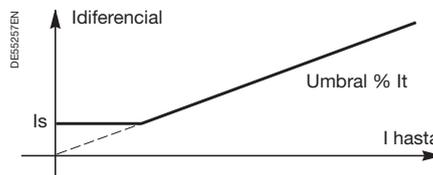


Fig. 67. Estabilidad por retención.

### Ventajas

- Protección sensible a la corriente de defecto menor que la corriente nominal del equipo protegido.
- Protección de zona que puede dispararse de manera instantánea.

### Inconvenientes

- El coste de la instalación es elevado.
- Se necesitan conocimientos para instalar el sistema.
- Se debe incluir una función de reserva de máxima intensidad.

### Comparación de los dos principios

- Protección diferencial de alta impedancia:
  - Los TI aguas arriba y aguas abajo deben tener las mismas corrientes nominales (primaria y secundaria).
  - Se elige la resistencia de estabilización para evitar que se dispare por fallos externos con un TI saturado y para permitir que el TI alimente el relé.
  - El relé es relativamente sencillo, pero requiere el uso de resistencias de estabilización.
- Protección diferencial basada en porcentaje:
  - Se puede adaptar para que se ajuste al equipo que se va a proteger.
  - El relé es relativamente más complejo pero es fácil de usar.

### Aplicación

La protección diferencial puede afectar a todos los componentes de alta potencia prioritarios: motores, generadores, transformadores, barras, cables y líneas.

# Selectividad

## Selectividad combinada

La selectividad combinada es una mezcla de funciones básicas que proporciona ventajas adicionales en comparación con los tipos de selectividades individuales:

- Selectividad total.
- Redundancia o reserva.

A continuación se describen varios ejemplos prácticos de aplicaciones que utilizan selectividad combinada:

- Amperimétrica + cronométrica.
- Lógica + cronométrica.
- Cronométrica + direccional.
- Lógica + direccional.
- Diferencial + cronométrica.

### Selectividad amperimétrica + cronométrica

El ejemplo muestra una disposición con dos de los siguientes elementos:

- Selectividad amperimétrica entre A1 y B.
- Selectividad cronométrica entre A2 y B.

Esto proporciona una selectividad total y la unidad de protección en A proporciona una reserva para la unidad de protección en B.

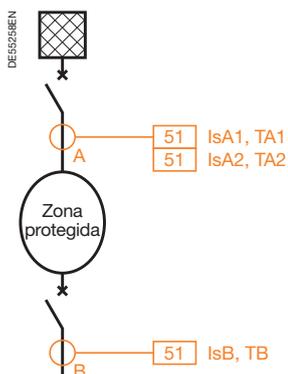


Fig. 68. Selectividad amperimétrica + cronométrica.

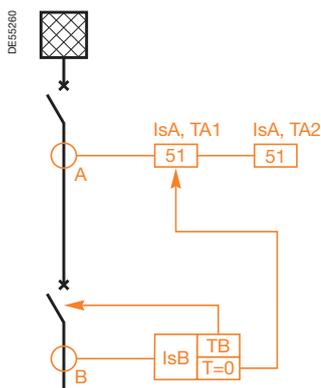
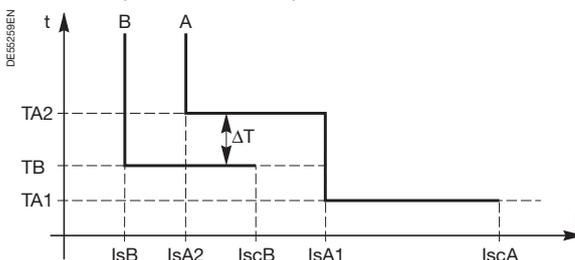


Fig. 69. Selectividad lógica + cronométrica de reserva.

### Selectividad lógica + cronométrica de reserva

El ejemplo muestra una disposición con dos de los siguientes elementos:

- Selectividad lógica entre A1 y B.
- Selectividad cronométrica entre A2 y B.

La unidad de protección A2 proporciona una reserva para la unidad de protección A1, si A1 falla al disparar debido a un fallo de señal de bloqueo (señal de bloqueo permanente).

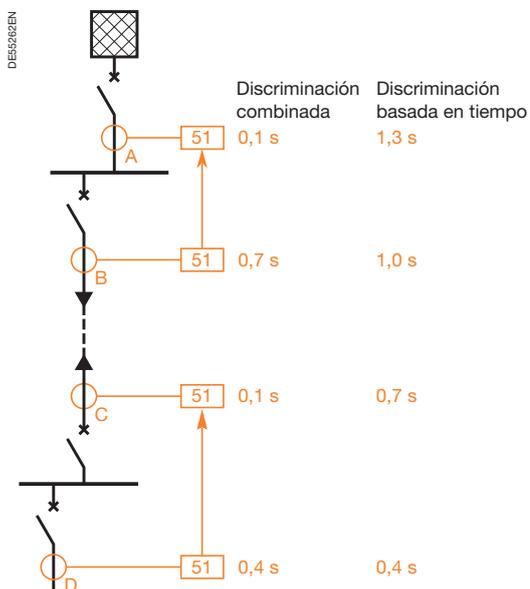
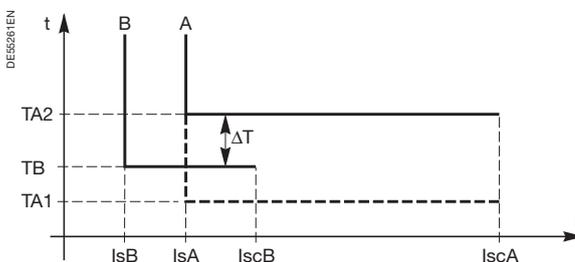


Fig. 70. Comparación de tiempos de disparo de selectividad combinada (lógica + cronométrica) y de selectividad cronométrica.

### Selectividad lógica + cronométrica

El ejemplo muestra una disposición con dos de los siguientes elementos:

- Selectividad lógica dentro de un cuadro de distribución (entre A y B, y entre C y D).
- Selectividad cronométrica entre dos cuadros de distribución B y D, con  $TB = TD + \Delta T$ .

No es necesario instalar un enlace de transmisión de señales lógicas entre dos cuadros de distribución alejados. Las temporizaciones de disparo son más cortas con la selectividad cronométrica únicamente (fig. 70).

- La selectividad cronométrica de reserva debe incluirse en los puntos A y C (consulte la sección anterior).

# Selectividad

## Selectividad combinada (continuación)

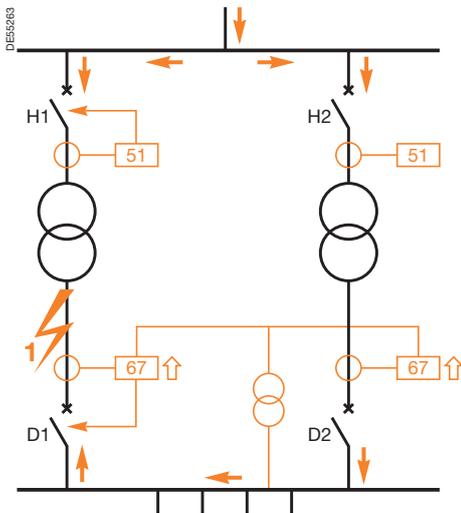


Fig. 71. Selectividad cronométrica + direccional.

### Selectividad cronométrica + direccional

D1 y D2 están equipados con unidades de protección direccional de temporización corta; H1 y H2 están equipados con unidades de protección de máxima intensidad de temporización.

Si el fallo se produce en un punto 1, sólo lo detectan las unidades de protección D1 (direccional), H1 y H2. La unidad de protección en D2 no lo detecta, debido a la dirección de corriente detectada. D1 se dispara. La unidad de protección H2 se desconecta, H1 se dispara y la sección defectuosa H1-D1 se aísla:

$$TH1 = TH2.$$

$$TD1 = TD2.$$

$$TH = TD + DT.$$

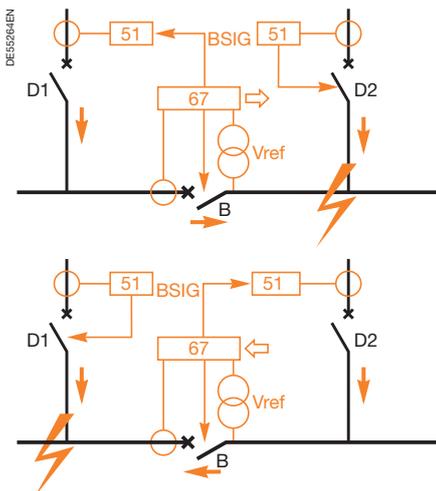


Fig. 72. Selectividad lógica + direccional.

### Selectividad lógica + direccional

El ejemplo muestra la orientación de las señales de bloqueo depende de la dirección del flujo de la corriente.

Este principio se utiliza para el acoplamiento de barras y bucles cerrados.

Fallo en extremo D2:

- Disparo en D2 y B.
- D1 está bloqueado por B (BSIG: señal de bloqueo).

Fallo en extremo D1:

- Disparo en D1 y B.
- D2 está bloqueado por B (BSIG: señal de bloqueo).

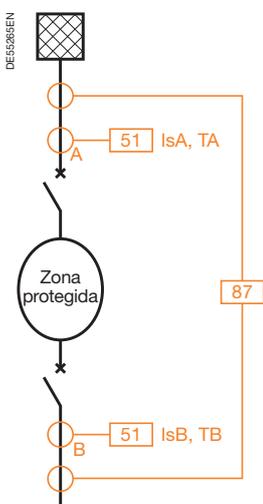


Fig. 73. Selectividad diferencial + cronométrica.

### Selectividad diferencial + cronométrica

El ejemplo muestra una disposición con dos de los siguientes elementos:

- Protección diferencial instantánea.
- Una unidad de protección de máxima intensidad de fase o de fallo a tierra en A como reserva para la unidad de protección diferencial.
- Una unidad de protección de corriente en B para proteger la zona aguas abajo.
- Selectividad cronométrica entre las unidades de protección en A y B, con  $TA = TB + \Delta T$ .

Esto proporciona una reserva para la función de protección diferencial, pero a veces son necesarios los transformadores de doble devanado.

**Nota:** La selectividad cronométrica puede ser sustituida por la selectividad lógica.

# Protección de sistemas eléctricos

## Sistemas eléctricos con una acometida

La protección de sistemas eléctricos debe:

- Detectar fallos.
- Aislar las partes defectuosas del sistema eléctrico, y mantener las partes libres de fallos en funcionamiento.

Las unidades de protección se eligen según la configuración del sistema eléctrico (funcionamiento en paralelo de generadores o transformadores, sistema eléctrico de bucle o radial, disposición de puesta a tierra del neutro...).

Se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Protección de fallo entre fases.
- Protección de fallo a tierra, enlazada con la disposición de puesta a tierra del neutro.

Se examinarán los siguientes tipos de sistemas: con una acometida, dos acometidas, bucles abiertos y bucles cerrados.

### Fallos entre fases (fig. 74)

La acometida y las salidas están equipadas con unidades de protección de máxima intensidad de fase (ANSI 51).

Se utiliza la selectividad cromométrica entre la unidad de protección de la acometida (A) y las salidas (D).

La unidad de protección en D detecta un fallo 1 en la salida y dispara el disyuntor D tras una temporización TD.

La unidad de protección en A detecta un fallo 2 en las barras y se dispara tras una temporización TA.

Actúa igualmente como reserva en caso de fallo de D.

Elija:  $I_{sA} > I_{sD}$  y  $T_{A} > T_{D} + \Delta T$

$\Delta T$ : intervalo de selectividad (por lo general, 0,3 s).

La unidad de protección en D debe ser selectiva en relación con las unidades de protección aguas abajo: si la temporización necesaria para la protección A es demasiado larga, se debe utilizar la selectividad lógica o combinada (lógica + cromométrica).

### Fallos de fase a tierra

#### Puesta a tierra por resistencia en el transformador (fig. 75)

Las unidades de protección de fallo a tierra (ANSI 51N) se instalan en las salidas, las acometidas y la puesta a tierra del neutro.

Se utiliza la selectividad cromométrica entre las distintas unidades de protección.

Estas unidades son necesariamente distintas de las unidades de protección de fallo de fase ya que las corrientes de defecto están en un rango diferente.

Las unidades de protección de las salidas están definidas de manera selectiva en relación con la unidad de protección de la acometida, que está definida de manera selectiva a su vez en relación con la unidad de protección de la puesta a tierra del neutro (de acuerdo con los intervalos de selectividad).

La corriente de defecto fluye a través de las capacidades de las salidas libres de fallos y la resistencia de puesta a tierra.

Todos los sensores de las salidas libres de fallos detectan la corriente capacitiva.

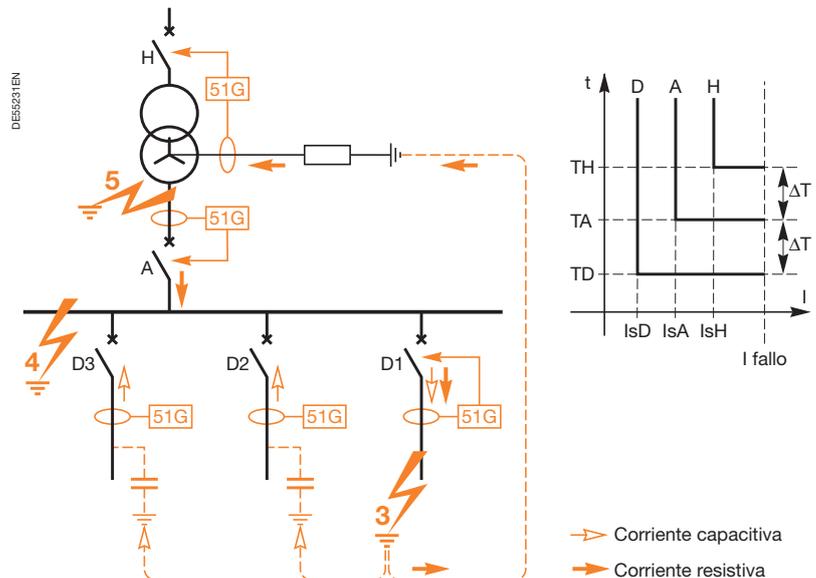
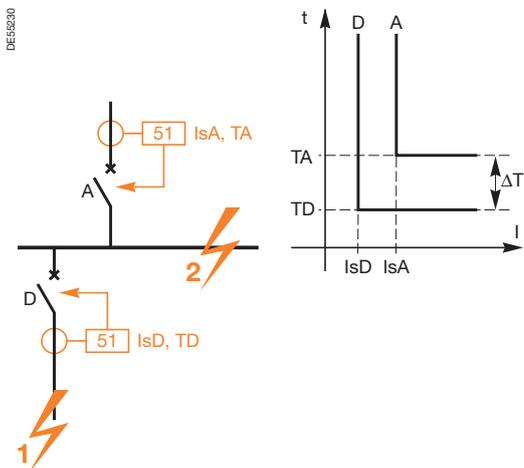
Para evitar disparos involuntarios, la unidad de protección de cada salida está establecida más alta que la corriente capacitiva de la salida.

- Fallo en 3: disparo del disyuntor D1 por la unidad de protección relacionada con él.
- Fallo en 4: disparo del disyuntor A por la unidad de protección de la acometida.
- Fallo en 5: la unidad de protección de la puesta a tierra del neutro dispara el disyuntor H en el circuito primario del transformador (fig. 74).

La unidad de protección en D debe ser selectiva en relación con las unidades de protección aguas abajo: si la temporización necesaria para la protección A es demasiado larga, se debe utilizar la selectividad lógica.

La unidad de protección de puesta a tierra del neutro en H actúa como reserva si la unidad de protección de la acometida en A no se dispara.

La unidad de protección de la acometida en A actúa como reserva si la unidad de protección de la salida en D no se dispara.



# Protección de sistemas eléctricos

## Sistemas eléctricos con una acometida (continuación)

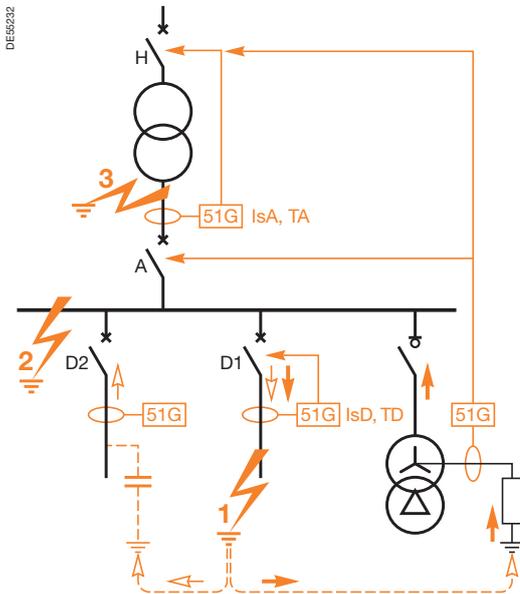


Fig. 76. Protección de fallo de fase a tierra (neutro conectado a tierra por resistencia en barras).

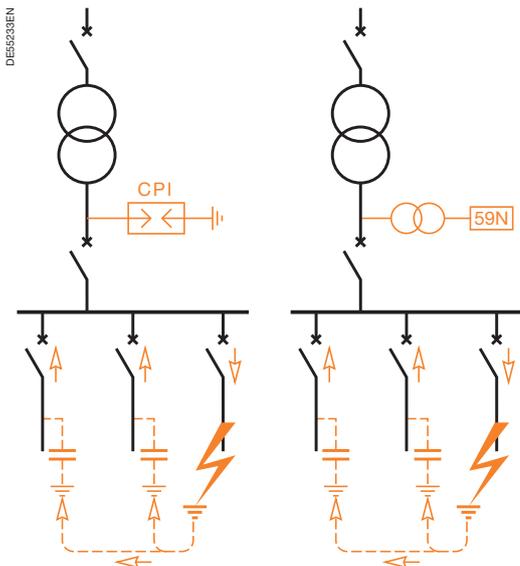


Fig. 77. Protección de fallo de fase a tierra (neutro aislado).

### Fallos de fase a tierra (continuación)

#### Neutro conectado a tierra por resistencia en barras (fig. 76)

Se utiliza un generador homopolar para la puesta a tierra por resistencia.

Las unidades de protección de fallo a tierra (ANSI 51G) se instalan en las salidas, la acometida y el generador homopolar.

Se utiliza la selectividad cronométrica entre las distintas unidades de protección.

Las unidades de protección de las salidas y de la acometida se establecen de forma selectiva en relación con la unidad de protección de la impedancia de la puesta a tierra. Como en el caso anterior, la unidad de protección de cada salida está establecida más alta que la corriente capacitiva de la salida.

En caso de fallo en la salida 1, sólo se dispara el disyuntor de la salida D1.

En caso de fallo en las barras 2, sólo la unidad de protección de la puesta a tierra detecta el fallo. Dispara el disyuntor A.

En caso de fallo en el circuito secundario del transformador 3, la unidad de protección de la acometida detecta el fallo. Dispara el disyuntor H.

**Nota:** Cuando el disyuntor A está abierto, el neutro del circuito secundario del transformador está aislado. Es posible que sea necesario protegerlo mediante una medida de desplazamiento de la tensión del neutro (ANSI 59N).

La unidad de protección del generador homopolar actúa como reserva si la unidad de protección de la acometida en A o de la salida en D no se dispara.

Si no se puede cumplir la condición  $I_{sD} > 1,3 I_c$  para una salida, se puede utilizar una unidad de protección de fallo a tierra direccional para discriminar entre una corriente de defecto y una corriente capacitiva.

#### Neutro conectado a tierra por reactancia

Se utiliza el mismo procedimiento que para la puesta a tierra por resistencia en el transformador o en las barras.

#### Neutro aislado (fig. 77)

Un fallo, independientemente de su ubicación, produce una corriente que fluye a través de la capacidad de las salidas libres de fallos.

En los sistemas eléctricos industriales, esta corriente suele ser débil (algunos amperios), lo que permite la ejecución de operaciones mientras se realiza el seguimiento del fallo.

Se utiliza la selectividad cronométrica entre las distintas unidades de protección.

El fallo lo detecta un dispositivo de supervisión del aislamiento o una unidad de protección de desplazamiento de tensión de neutro (ANSI 59N).

Cuando la corriente capacitiva total de un sistema eléctrico es alta (en el rango de diez amperios), se deben tomar medidas adicionales para corregir rápidamente el fallo.

Se puede utilizar la protección de fallo a tierra direccional para disparar de forma selectiva la unidad de protección de fallo.

#### Neutro conectado a tierra permanentemente

Esto es parecido a la puesta a tierra por resistencia en el transformador, pero las corrientes capacitivas son insignificantes comparadas con la corriente de defecto, por lo que la función de protección es más sencilla de instalar.

#### Neutro compensado

El sistema eléctrico está conectado a tierra en el transformador. Los fallos los detecta una unidad de protección de fallo a tierra direccional (ANSI 67NC), que supervisa la corriente residual activa y reconoce los defectos durante su fase transitoria inicial.

# Protección de sistemas eléctricos

## Sistemas eléctricos con doble acometida

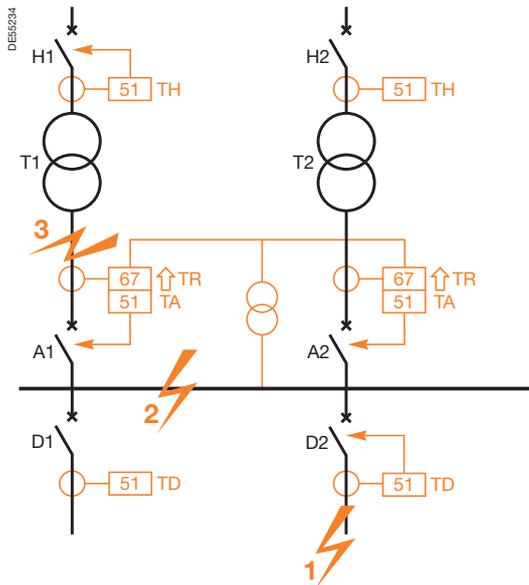


Fig. 78. Protección de fallo entre fases.

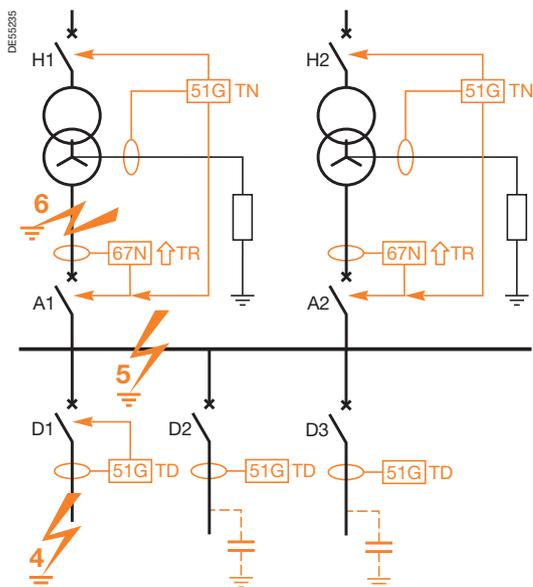


Fig. 79. Protección de fallo de fase a tierra (neutro conectado a tierra por resistencia en el transformador).

### Fallos entre fases (fig. 78)

#### Sistema eléctrico con dos acometidas en el transformador o en la línea

Las salidas están equipadas con unas unidades de protección de máxima intensidad de fase con temporizaciones definidas en TD.

Las dos acometidas A1 y A2 están equipadas con unidades de protección de máxima intensidad de fase (ANSI 51) definidas de forma selectiva en relación con las salidas, por ejemplo,  $TA \geq TD + \Delta T$ .

También están equipadas con unidades de protección direccional (ANSI 67) con temporizaciones definidas en  $TR < TA - DT$ .

Se utiliza la selectividad cronométrica entre las unidades de protección A de las acometidas y las unidades de protección D de las salidas.

Se utiliza la selectividad amperimétrica entre las unidades de protección H de la fuente de alimentación y las unidades de protección A de las acometidas.

Esto significa que un fallo en 1 se corrige mediante el disparo de D2 tras una temporización TD.

Un fallo en 2 se corrige mediante el disparo de A1 y A2 con una temporización de TA (las unidades de protección direccional no detectan el fallo).

Un fallo en 3 lo detecta la unidad de protección direccional A1 que dispara en el tiempo TR, lo que permite el funcionamiento continuado de la parte libre de fallos del sistema eléctrico.

No obstante, T1 sigue alimentando al fallo en 3. Cuando  $TH \geq TA + \Delta T$ , disparo del disyuntor H1 por la unidad de protección de máxima intensidad de fase relacionada con él.

### Fallos de fase a tierra (fig. 79)

#### Neutro conectado a tierra por resistencia en transformadores de acometida

Las unidades de protección de fallo a tierra (ANSI 51G) se instalan en las salidas y se establecen más altas que las corrientes capacitivas correspondientes, con temporizaciones de TD.

Las unidades de protección de fallo a tierra direccional (ANSI 67N) se instalan en las acometidas A1 y A2, con temporizaciones de TR.

Las unidades de protección de fallo a tierra (ANSI 51G) se instalan en las conexiones a tierra y se establecen más altas que las unidades de protección de acometidas y de salidas, con temporizaciones como  $TN \geq TD + \Delta T$ .

Se utiliza la selectividad cronométrica entre las distintas unidades de protección. Esto significa que un fallo en 4 se corrige mediante el disparo de D1.

Un fallo en 5 se corrige mediante el disparo de A1, A2, H1 y H2 por las unidades de protección situadas en las conexiones a tierra del neutro de los 2 transformadores.

Un fallo en 6 lo detecta la unidad de protección direccional A1 que dispara en el tiempo TR, lo que permite el funcionamiento continuado de la parte libre de fallos del sistema eléctrico.

No obstante, el fallo en 6 sigue alimentándose hasta el tiempo TN en el que la unidad de protección de la puesta a tierra del transformador correspondiente dispara el disyuntor H1.

#### Neutro conectado a tierra por resistencia en las barras

Se utiliza un generador homopolar para la puesta a tierra por resistencia.

Las unidades de protección de fallo a tierra se instalan en las salidas, las acometidas y el generador homopolar.

Se utiliza la selectividad cronométrica entre las distintas unidades de protección.

El sistema funciona de la misma manera que en los sistemas eléctricos de una acometida.

#### Neutro aislado

El sistema funciona de la misma manera que en los sistemas eléctricos de una acometida.

#### Neutro conectado directamente a tierra

Esto es parecido a la puesta a tierra por resistencia, pero la corriente de fase a tierra es más alta y alcanza el nivel de la corriente entre fases.

#### Neutro compensado

Sólo está en servicio una bobina de puesta a tierra en un tiempo dado para asegurar que coincida con la capacidad del sistema eléctrico; esto es parecido a los sistemas eléctricos de una acometida.

# Protección de sistemas eléctricos

## Sistemas eléctricos con doble acometida (continuación)

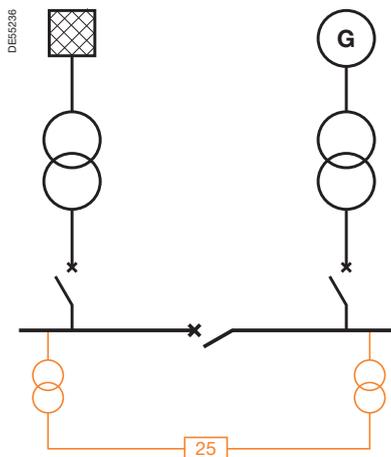


Fig. 80. Protección de acoplamiento del sistema eléctrico.

### Funciones de protección adicionales

#### Acoplamiento (fig. 80)

La función de comprobación de sincronización (ANSI 25) se utiliza para verificar que los circuitos que se van a conectar tienen diferencias de amplitud de tensión, fase y frecuencia dentro de unos límites aceptables que permitan el cierre del disyuntor de acoplamiento.

#### Desacoplamiento

Cuando las instalaciones eléctricas están suministradas por la compañía eléctrica y una fuente de alimentación independiente, se debe evitar la interferencia entre las dos fuentes resultante de eventos como un fallo de la compañía eléctrica o un fallo a tierra. Entre las consecuencias se incluyen fluctuaciones de tensión y frecuencia, e intercambios de potencia entre los distintos circuitos.

En las guías técnicas de los distribuidores se recomiendan o imponen a menudo funciones de protección.

Existen varios métodos de desacoplar dos fuentes:

- Supervisión de la dirección de la potencia activa y protección mediante un relé de protección de potencia inverso (ANSI 32P).
- Supervisión de la amplitud de tensión y protección de mínima intensidad o máxima intensidad (ANSI 27 o 59).
- Supervisión de frecuencias y protección de mínima frecuencia (ANSI 81L) o máxima frecuencia (ANSI 81H).
- Protección contra desplazamientos de fase provocados por fallos (ANSI 78).
- Supervisión de variaciones de frecuencia y protección de derivada de frecuencia (ANSI 81R) en relación con un umbral. Esta función de protección es más rápida que las funciones de protección de frecuencias y más estable que la protección de desplazamientos de fase.

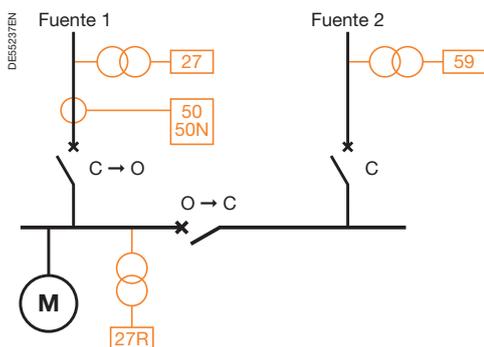


Fig. 81. Transferencia de fuente automática.

#### Transferencia de fuente automática (fig. 81)

El sistema de la figura 2 muestra una instalación con dos barras alimentadas normalmente por dos fuentes con el acoplamiento abierto (configuración 2/3).

Si se pierde la fuente 1, el sistema eléctrico se configura de nuevo. Se abre la fuente 1 y se cierra el acoplamiento; esta transferencia de fuente automática se realiza según un procedimiento:

- Inicialización de la transferencia por la detección de mínima tensión (ANSI 27) en la fuente 1, lo que provoca la apertura del disyuntor de la fuente 1:  $U_s = 70\% U_n$ .
- Prohibición de la transferencia si una unidad de protección de máxima intensidad (ANSI 50 y 50N) detecta un fallo aguas abajo de la fuente 1.
- Autorización de la transferencia tras comprobación de la desaparición de una tensión sostenida por las máquinas giratorias por parte de la unidad de protección de mínima tensión remanente (ANSI 27R):  $U_s = 25\% U_n$ .
- Autorización de la transferencia tras verificar que haya tensión suficiente (ANSI 59) en la fuente 2 y cierre del disyuntor de acoplamiento:  $U_s = 85\% U_n$ .

# Protección de sistemas eléctricos

## Sistemas eléctricos en bucle abierto

En los sistemas de distribución que incluyen subestaciones alimentadas en bucles abiertos, la protección se proporciona en la cabeza del bucle.

El sistema eléctrico funciona como un bucle abierto y la protección se suministra en los extremos de los bucles, que están equipados con disyuntores (fig. 82).

Los dispositivos de conmutación utilizados en las subestaciones son interruptores. Los fallos provocan cortes de alimentación.

Las unidades de protección de máxima intensidad de fase y fallo a tierra (ANSI 51 y 51N) están instaladas en los disyuntores en la cabeza de cada bucle.

Un fallo que ocurre en un cable que conecta 2 subestaciones puede disparar cualquiera de los disyuntores según la posición de la apertura del bucle.

La protección se completa a menudo con un dispositivo automatizado que:

- Corrige el fallo (con retirada de tensión) abriendo los dispositivos situados en los extremos del cable defectuoso después de que éste haya sido localizado por el detector de paso de falta.
- Cierra el disyuntor que se ha disparado en la cabeza del bucle.
- Cierra el dispositivo que asegura la apertura normal del bucle para restaurar la alimentación en la mitad del bucle sin fallos aguas abajo.

El sistema eléctrico puede recuperar su estado de funcionamiento inicial una vez reparado el circuito defectuoso.

El corte de alimentación puede durar desde unos segundos a unos minutos según si se ha reconfigurado el bucle de modo automático o manual.

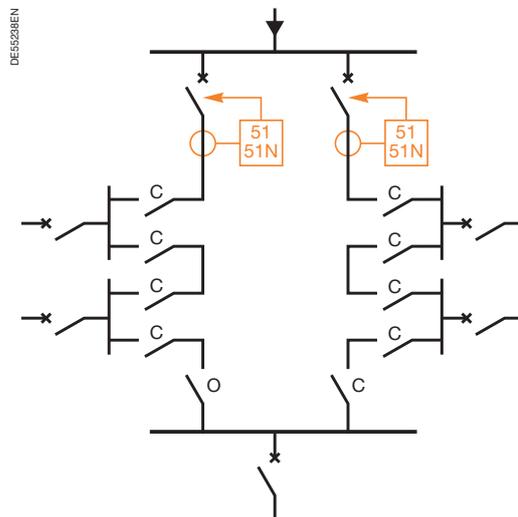


Fig. 82. Principio de protección en bucle abierto.

# Protección de sistemas eléctricos

## Sistemas eléctricos en bucle cerrado

En los sistemas de distribución que incluyen subestaciones alimentadas en bucles cerrados, se proporciona la protección en las distintas secciones.

El sistema eléctrico puede funcionar en bucles cerrados, con cada sección protegida por disyuntores en los extremos de la sección. La mayoría de los fallos no provocan cortes de alimentación. Se pueden utilizar varias soluciones de protección.

### Protección diferencial (fig. 83)

Cada cable está equipado con una unidad de protección diferencial de línea (ANSI 87L) y cada subestación cuenta con una unidad de protección diferencial de barras de bus (ANSI 87B).

Este tipo de protección es muy rápida.

Si el neutro está conectado a tierra por resistencia, la sensibilidad de las unidades de protección diferencial debe cubrir los fallos de fase a tierra.

Esta solución no incluye protecciones de reserva. Si falla una 87B disparará cabecera.

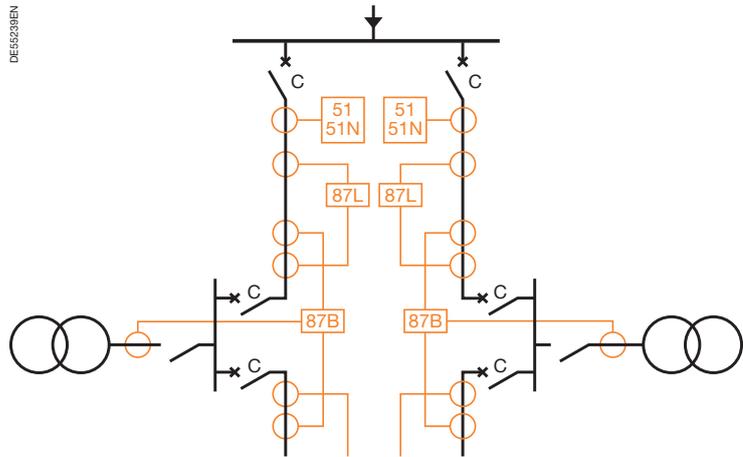


Fig. 83. Protección diferencial de bucle cerrado.

### Protección de máxima intensidad y selectividad lógica direccional (fig. 84)

Los disyuntores del bucle están equipados con unas unidades de protección de máxima intensidad y direccional. La selectividad lógica se utiliza para corregir los fallos rápidamente.

Un fallo del bucle activa:

- Todas las unidades de protección si el bucle está cerrado.
- Todas las unidades de protección aguas arriba desde el fallo cuando el bucle está abierto.

Cada unidad de protección envía una señal de bloqueo a una de las unidades adyacentes del bucle, según los datos transmitidos por la unidad de protección direccional.

Las unidades de protección que no reciben una señal de bloqueo se disparan con una temporización mínima que no depende de la posición del fallo en el bucle:

- El fallo se corrige mediante los dos disyuntores, uno a cada lado del fallo si el bucle está cerrado y todos los cuadros de distribución siguen en tensión.
- El fallo se corrige mediante el disyuntor aguas arriba si el bucle está abierto.

Esta solución es una solución global ya que protege los cables y las barras.

Es rápida, selectiva e incluye protección de reserva, siendo más consistente que la solución con 87L. También permite una detección de defectos a tierra más sensible que la 87L.

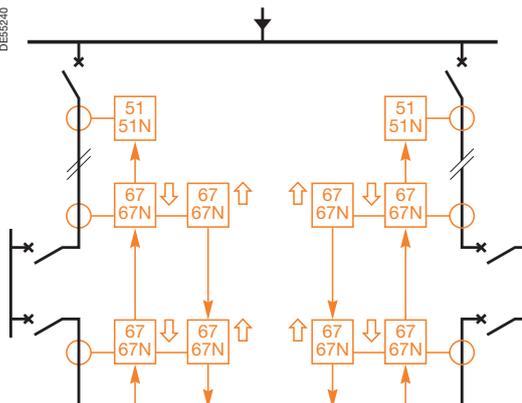


Fig. 84. Protección de máxima intensidad de bucle y selectividad de lógica direccional.

# Protección de barras

## Tipos de fallos y funciones de protección

Las barras son nodos de distribución de alimentación eléctrica que suelen tener más de dos extremos.

Se puede proporcionar una protección específica de las barras de varias maneras, mediante funciones básicas.

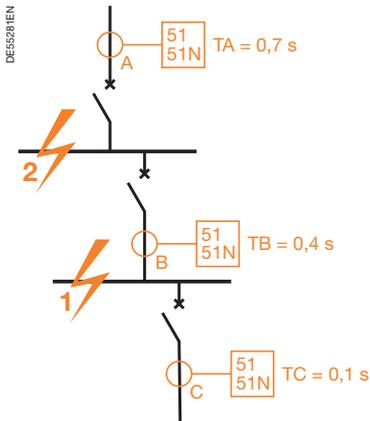


Fig. 85. Selectividad cronométrica.

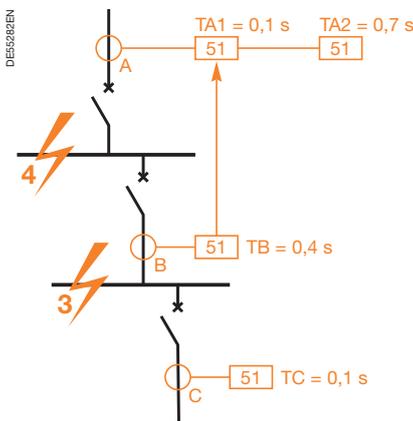


Fig. 86. Selectividad lógica.

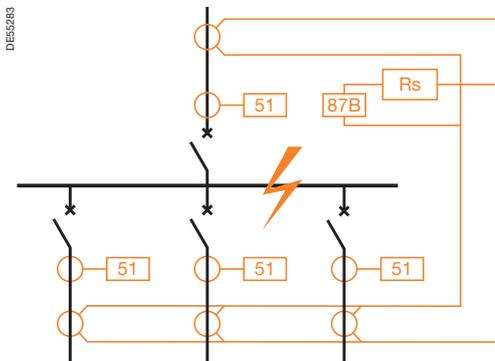


Fig. 87. Protección diferencial.

## Fallos entre fases y de fase a tierra

### Protección de máxima intensidad

El uso de una selectividad cronométrica con las funciones de protección de máxima intensidad (ANSI 51) y fallo a tierra (ANSI 51N) puede provocar rápidamente un tiempo de corrección de fallo excesivo debido al número de niveles de selectividad. En el ejemplo (fig. 85), la unidad de protección B se dispara en 0,4 s cuando hay un fallo de barra en el punto 1; cuando ocurre este tipo de fallo en el punto 2, la unidad de protección A se dispara en 0,7 s, ya que el intervalo de selectividad está definido en 0,3 s.

El uso de selectividad lógica (fig. 86) con una protección de máxima intensidad proporciona una solución sencilla para la protección de barras.

La unidad de protección B detecta un fallo en el punto 3, que envía una señal de bloqueo a la unidad de protección A.

La unidad de protección se dispara después de 0,4 s.

No obstante, un fallo en el punto 4 sólo es detectado por la unidad de protección A, que se dispara después de 0,1 s; con una protección de reserva proporcionada si es necesario en 0,7 s.

### Protección diferencial

La protección diferencial (ANSI 87B) se basa en la suma vectorial de la corriente que entra y sale de las barras para cada fase. Cuando las barras están libres de fallos, la suma es igual a cero, pero cuando hay un fallo en las barras, la suma no es cero y se disparan los disyuntores de alimentación de las barras.

Este tipo de protección es sensible, rápido y selectivo.

- Con una protección diferencial de impedancia basada en porcentaje, la diferencia se calcula directamente en el relé. El ajuste de umbral es proporcional a la corriente de paso y se pueden utilizar TI con distintas relaciones. No obstante, el sistema se complica cuando aumenta el número de entradas.
- Con una protección diferencial de alta impedancia (fig. 87), la diferencia se calcula en los cables y se instala una resistencia de estabilización en el circuito diferencial. Los TI se dimensionan para tener en cuenta la saturación según una regla determinada por el fabricante de relés de protección. El ajuste de umbral es aproximadamente 0,5 TI In y es necesario utilizar TI con las mismas especificaciones.

# Protección de barras

## Tipos de fallos y funciones de protección (continuación)

### Función de deslastrado

La función de deslastrado se utiliza cuando una escasez de la alimentación disponible en comparación con la demanda de carga provoca una caída anormal en la tensión y la frecuencia: se desconectan algunas cargas del consumidor según un guión establecido, llamado plan de deslastrado, para recuperar el equilibrio de potencia requerido.

Se pueden elegir distintos criterios de deslastrado:

- Mínima tensión (ANSI 27).
- Mínima frecuencia (ANSI 81L).
- Derivada de frecuencia (ANSI 81R).

### Fallo de disyuntor

La función de fallo de disyuntor (ANSI 50BF) proporciona una reserva cuando un disyuntor defectuoso no se dispara después de recibir una orden de disparo: se disparan los disyuntores de acometida adyacentes.

El ejemplo (fig. 88) muestra que cuando ocurre un fallo en el punto 1 y el disyuntor al que se ha enviado una orden de disparo falla, la función de protección de fallo de disyuntor es más rápida que una acción por selectividad cronométrica de protección aguas arriba: 0,6 s en vez de 0,7 s.

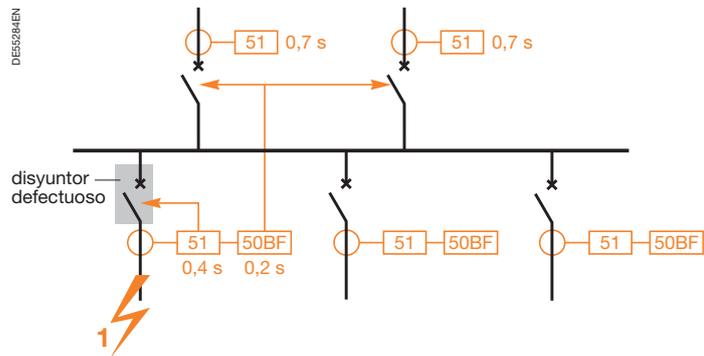


Fig. 88. Fallo del disyuntor.

# Protección de enlaces (líneas y cables)

## Tipos de fallos y funciones de protección

El término “enlace” hace referencia a los componentes designados para transmitir energía entre dos puntos que están a varios metros o kilómetros de distancia: los enlaces suelen ser líneas aéreas con conductores desnudos o cables con conductores aislados. Se requiere un tipo de protección específico para enlaces.

### Sobrecarga térmica

La protección contra el recalentamiento debido a las corrientes de sobrecarga en los conductores bajo condiciones de régimen permanente se proporciona mediante la función de protección de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS), que estima el aumento de temperatura según la medida de la corriente.

### Cortocircuitos entre fases

- Se puede utilizar la protección de máxima intensidad de fase (ANSI 51) para despejar el defecto, ya que la temporización se define para la selectividad. Un fallo bifásico distante crea un bajo nivel de máxima intensidad y un desequilibrio; se utiliza una función de protección inversa/de desequilibrio (ANSI 46) para completar la función de protección básica (fig. 89).

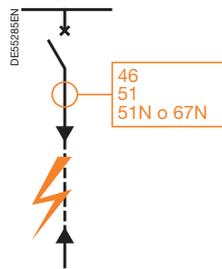


Fig. 89. Protección de enlace por relé de máxima intensidad.

### Cortocircuitos de fase a tierra

Se puede utilizar una protección de máxima intensidad temporizada (ANSI 51N) para corregir los fallos con un alto nivel de precisión (fig. 89). Para salidas con cables largos, con corriente capacitiva alta, la función de protección de fallo a tierra direccional (ANSI 67N) permite definir un umbral de corriente más bajo que la corriente capacitiva en el cable siempre que la puesta a tierra del sistema se realice a través de un neutro resistivo.

# Protección de enlaces (líneas y cables)

## Tipos de fallos y funciones de protección (continuación)

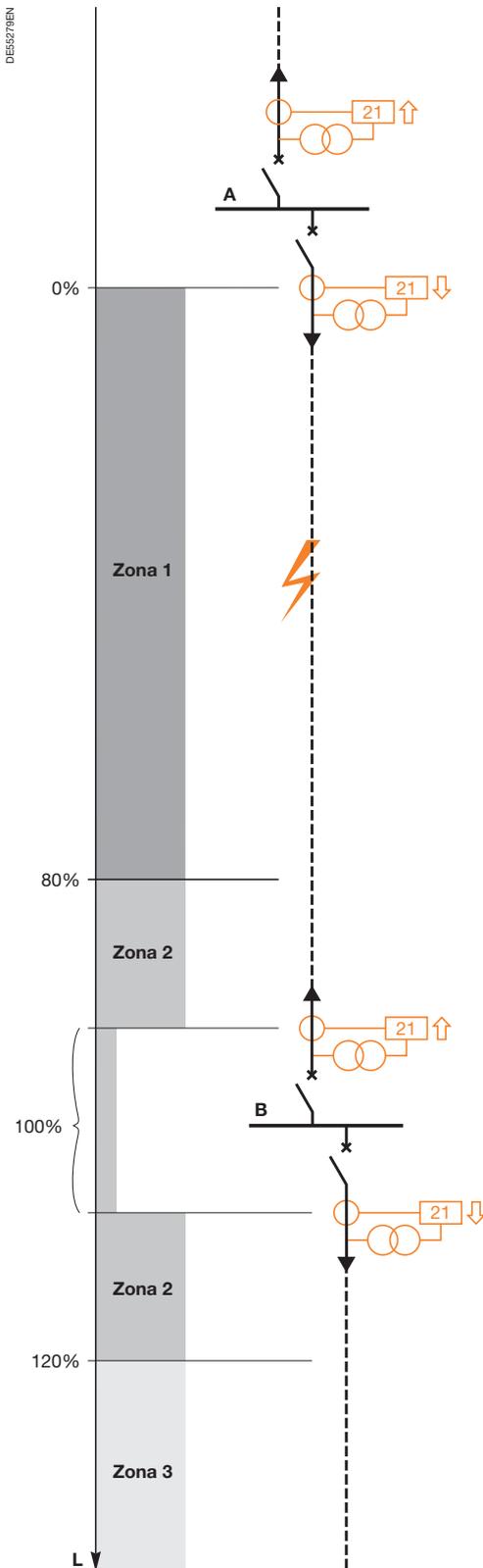


Fig. 90. Principio de protección de distancia.

### Protección de distancia

La protección de distancia (ANSI 21) contra defectos que afectan a secciones de línea o cable se utiliza en sistemas eléctricos mallados (enlaces paralelos, varias fuentes).

Es selectiva y rápida, y sin necesidad de selectividad cronométrica.

La sensibilidad depende de la potencia del cortocircuito y de la carga.

Es difícil de instalar cuando el tipo de enlace no es el mismo en toda la extensión (línea aérea + cable).

Funciona según el siguiente principio:

- Medida de una impedancia proporcional a la distancia desde el punto de medida hasta el fallo.

- Delimitación de zonas de impedancia que representan secciones de línea de diferentes longitudes (fig. 90).

- Disparo por zona con temporización.

El ejemplo de la figura 91 muestra lo siguiente para la unidad de protección en el punto A en la sección de la línea AB:

- Un círculo de impedancia a un 80% de la longitud de la línea (zona 1), dentro del cual el disparo es instantáneo.

- Una franja de impedancia entre un 80% y un 120% de la longitud de la línea (zona 2), en el que el disparo está temporizado (200 ms).

- Un círculo de impedancia a un 120% de la longitud de la línea (zona 3), fuera del cual hay un disparo de reserva con una larga temporización de la unidad de protección B fuera de AB.

- Un círculo de impedancia a un 120% aguas abajo donde se proporciona una reserva para la protección aguas abajo.

- Cuando hay comunicación entre las unidades de protección de los extremos, el disparo se produce de forma instantánea entre un 0 y un 100%.

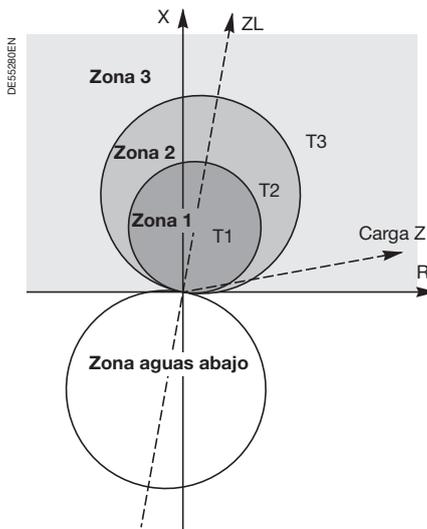


Fig. 91. Círculos de impedancia.

### Reenganchador

La función de reenganchador (ANSI 79) está diseñada para corregir fallos transitorios y semipermanentes en líneas aéreas y limitar el tiempo de inactividad en la medida de lo posible. La función de reenganchador genera automáticamente órdenes de cierre de disyuntores para realimentar las líneas aéreas después de un fallo. Esto se lleva a cabo en varios pasos:

- Disparo cuando aparece el fallo para retirar la tensión del circuito.

- Temporización necesaria para la recuperación del aislamiento en la ubicación del fallo.

- Realimentación del circuito mediante reenganche.

Las unidades de protección de enlaces activan el reenganche.

El reenganchador puede ser monofásico o trifásico, e incluir uno o varios ciclos de reenganche consecutivos.

# Protección de transformadores

## Tipos de fallos

El transformador es un componente del sistema eléctrico especialmente importante. Los transformadores requieren una protección eficaz contra los fallos que puedan provocarles daños, ya sean de origen interno o externo. La elección de una unidad de protección se basa a menudo en consideraciones técnicas y económicas relacionadas con las especificaciones de alimentación.

Los fallos principales que pueden afectar a los transformadores son:

- Sobrecargas.
- Cortocircuitos.
- Defectos a masa.

### Sobrecargas

Las sobrecargas pueden estar provocadas por un aumento en el número de cargas alimentadas simultáneamente o por un aumento de la potencia solicitada por una o varias cargas.

Las sobrecargas generan una máxima intensidad de larga duración, lo que provoca un aumento de la temperatura en perjuicio de la conservación del aislamiento y de la vida útil del transformador.

### Cortocircuitos

Los cortocircuitos pueden producirse dentro o fuera del transformador.

**Cortocircuitos internos:** fallos entre los distintos conductores de fase o entre espiras del mismo bobinado. El arco de defecto produce daños en el bobinado del transformador y puede provocar un incendio. En los transformadores de aceite, el arco provoca la emisión de gases de descomposición.

Si el fallo es leve, se emite una pequeña cantidad de gas, cuya acumulación puede ser peligrosa.

Un cortocircuito violento puede provocar daños importantes capaces de destruir el bobinado y también la armadura interior fija por la propagación de aceite ardiente.

**Cortocircuitos externos:** fallos entre fases en las conexiones aguas abajo.

La corriente de cortocircuito aguas abajo crea una tensión electrodinámica en el transformador capaz de generar un efecto mecánico en los bobinados y producir un fallo interno.

### Defectos a masa

Los defectos a masa son fallos internos. Pueden producirse entre el bobinado y la armadura interior fija o entre el bobinado y el núcleo magnético.

Provocan emisión de gases en los transformadores de aceite. Al igual que los cortocircuitos internos, pueden causar daños en el transformador e incendios.

La amplitud de la corriente de defecto depende de las disposiciones de puesta a tierra del neutro aguas arriba y aguas abajo, así como de la posición del fallo en el bobinado:

- En las disposiciones conectadas en estrella (fig. 92), la corriente de defecto de armadura varía entre 0 y el valor máximo dependiendo de si el defecto está en el extremo de neutro o de fase del bobinado.
- En las disposiciones conectadas en triángulo (fig. 93), la corriente de defecto de armadura varía entre el 50 y el 100% del valor máximo dependiendo de si el fallo está en el medio o en el extremo del bobinado.

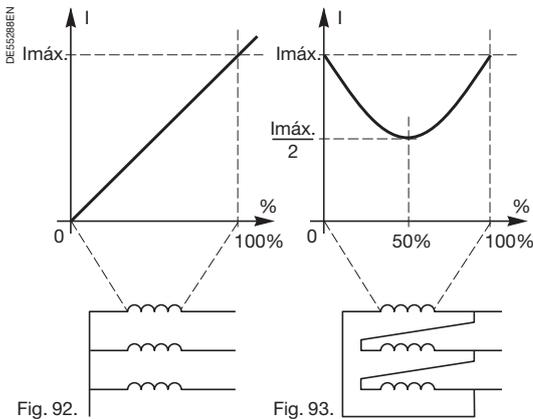
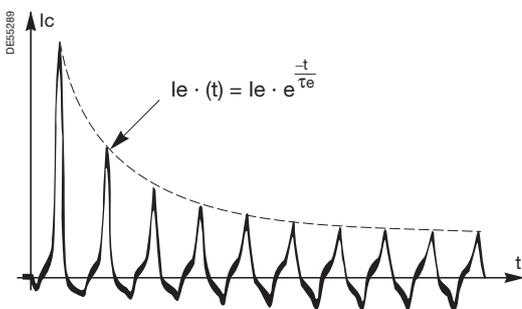


Fig. 92.

Fig. 93.

Corriente de defecto según la posición del fallo en el bobinado.



$I_e$ : envolvente de corriente de entrada.  
 $t_e$ : constante de tiempo.

Fig. 94. Puesta en tensión del transformador.

### Información sobre el funcionamiento del transformador

#### Puesta en tensión del transformador (fig. 94)

La puesta en tensión del transformador crea una corriente de entrada punta transitoria que puede alcanzar 20 veces la corriente nominal con constantes de tiempo de 0,1 a 0,7 segundos. Este fenómeno se debe a la saturación del circuito magnético que produce una corriente magnetizante alta. La punta está en su máximo nivel cuando se lleva a cabo la puesta en tensión ya que la tensión pasa por cero y hay una inducción remanente máxima en la misma fase. La onda contiene una cantidad sustancial de 2.<sup>os</sup> armónicos.

Este fenómeno forma parte del funcionamiento normal del sistema eléctrico y no debe ser detectado como un fallo por las unidades de protección, que deben permitir que pase la corriente de punta de conexión.

#### Sobreflujo

El funcionamiento del transformador a una tensión o frecuencia demasiado bajo crea una corriente magnetizante excesiva y provoca la deformación de la corriente por una cantidad sustancial de 5.<sup>os</sup> armónicos.

# Protección de transformadores

## Funciones de protección

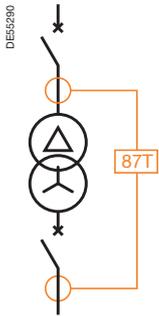


Fig. 95. Protección diferencial del transformador.

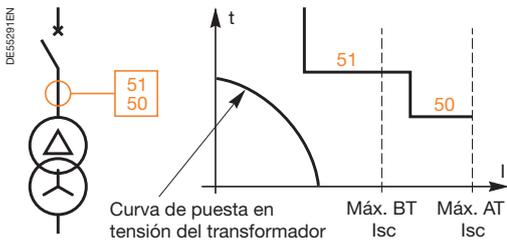


Fig. 96. Protección de máxima intensidad del transformador.

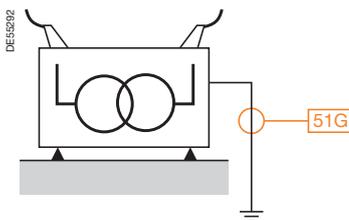


Fig. 97. Protección de masa cuba.

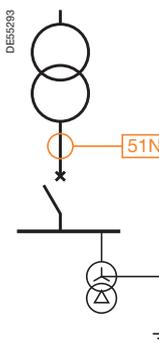


Fig. 98. Protección de fallo a tierra.

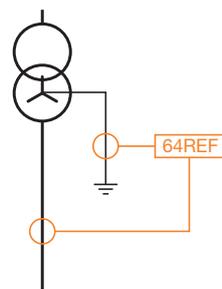


Fig. 99. Protección de fallo a tierra limitado.

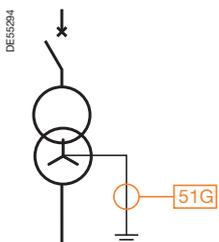


Fig. 100. Protección de fallo a tierra de neutro.

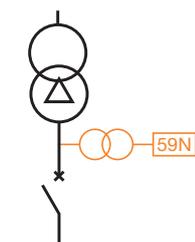


Fig. 101. Protección de desplazamiento de tensión de neutro.

### Sobrecargas

La máxima intensidad de larga duración puede ser detectada por una protección de máxima intensidad temporizada de tiempo independiente o dependiente (ANSI 51) que proporciona una selectividad con respecto a las unidades de protección secundarias.

La temperatura del dieléctrico está supervisada (ANSI 26) para transformadores con aislamiento líquido y la temperatura del bobinado lo está (ANSI 49T) para transformadores de tipo seco.

La protección de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS) se utiliza para una supervisión más sensible del aumento de la temperatura: el calentamiento está determinado por la simulación de la emisión de calor según la corriente y la inercia térmica del transformador.

Para los transformadores de MT/BT, las sobrecargas se pueden detectar en el lado de baja tensión mediante la función de disparo temporizado del disyuntor BT.

### Cortocircuitos

Se pueden instalar varias funciones de protección:

- Para transformadores de aceite, dispositivos sensibles a las emisiones de gas o movimientos de aceite (ANSI 63) provocados por cortocircuitos entre espiras de la misma fase o cortocircuitos entre fases:
- Relés Buchholz para transformadores de AT/MT con depósito de expansión.
- Detectores de gas y de presión para transformadores de MT/BT con aislamiento integral.
- Protección diferencial de transformador (ANSI 87T) (fig. 95) que proporciona una protección rápida contra fallos entre fases. Es sensible y se utiliza para transformadores de potencias superiores a 5 MVAs. Para evitar disparos intempestivos, se mide el 2.º armónico de la corriente diferencial a fin de detectar la puesta en tensión del transformador (retención de H2) y se mide el 5.º armónico para detectar un sobreflujo (retención de H5).
- El uso de esta función de protección con tecnología de red neuronal proporciona las ventajas de un ajuste sencillo y estable.
- Una unidad de protección de máxima intensidad instantánea (ANSI 50) (fig. 96) enlazada con el disyuntor situado en el circuito primario del transformador proporciona protección contra los cortocircuitos violentos. Se define un umbral de corriente más alto que la corriente debido a los cortocircuitos del bobinado secundario y se asegura así la selectividad amperimétrica.
- Se pueden utilizar fusibles de MT para proteger los transformadores de potencias < 1000 kVAs.

### Masa cuba

- Masa cuba fija (fig. 97).

Esta unidad de protección de máxima intensidad ligeramente temporizada (ANSI 51G), instalada en la puesta a tierra de la cuba del transformador (si el ajuste es compatible con la disposición de puesta a tierra de neutro), es una solución sencilla y eficaz para fallos internos de bobinado a cuba. Para poder utilizarla, el transformador debe estar aislado de la tierra.

Esta función de protección es selectiva: sólo es sensible a los fallos de armadura del transformador en los lados primario y secundario.

Otra solución consiste en utilizar la protección de fallo a tierra:

- Protección de fallo a tierra (ANSI 51N) situado en el sistema eléctrico aguas arriba para fallos de cuba que afectan al circuito primario del transformador.
- Protección de fallo a tierra (ANSI 51N) situado en la acometida del cuadro de distribución que se está alimentando, si el neutro del sistema eléctrico aguas abajo está conectado a tierra en las barras de bus (fig. 98).
- Protección de fallo a tierra limitado (ANSI 64REF) si el neutro del sistema eléctrico aguas abajo está conectado a tierra en el transformador (fig. 99). Ésta es una función de protección diferencial que detecta la diferencia entre corrientes residuales medidas en el punto de puesta a tierra del neutro y la salida trifásica del transformador.
- Protección de fallo a tierra de neutro (ANSI 51G) si el sistema eléctrico aguas abajo está conectado a tierra en el transformador (fig. 100).
- Se puede utilizar la protección de desplazamiento de tensión de neutro (ANSI 59N) si el neutro del sistema eléctrico aguas abajo está aislado de la tierra (fig. 101).

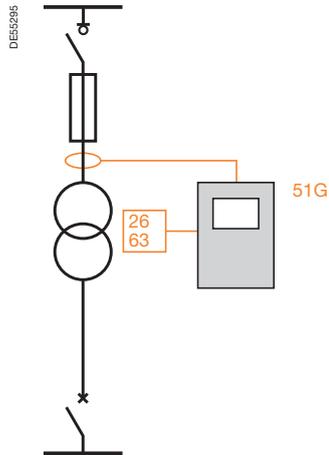
# Protección de transformadores

## Ajustes recomendados

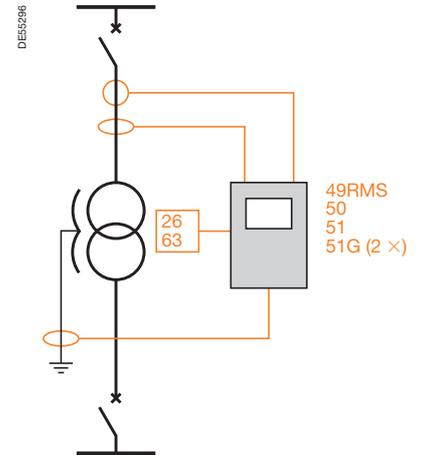
Fallos	Función de protección adecuada	Código ANSI	Información de ajuste
<b>Sobrecargas</b>			
	Supervisión de temperatura del dieléctrico (transformadores con aislamiento líquido).	<b>26</b>	Alarma a 95 °C; disparo a 100 °C.
	Supervisión de temperatura de bobinado (transformadores de tipo seco).	<b>49T</b>	Alarma a 140 °C; disparo a 150 °C.
	Sobrecarga térmica.	<b>49RMS</b>	Umbral de alarma = 100% de capacidad térmica utilizada. Umbral de disparo = 120% de capacidad térmica utilizada. Constante de tiempo en el rango de 10 a 30 minutos.
	Disyuntor de baja tensión.		Umbral $\geq I_n$ .
<b>Cortocircuitos</b>			
	Fusibles.		Elección de especificaciones según el método adecuado para el aparato en cuestión.
	Máxima intensidad instantánea.	<b>50</b>	Umbral alto > $I_{sc}$ aguas abajo.
	Máxima intensidad de tiempo independiente.	<b>51</b>	Umbral bajo < 5 $I_n$ . Temporización $\geq T$ aguas abajo + 0,3 segundos.
	Máxima intensidad de tiempo dependiente.	<b>51</b>	Umbral bajo de T dep., selectivo con aguas abajo, aproximadamente 3 $I_n$ .
	Diferencial basado en porcentaje.	<b>87T</b>	Pendiente = 15% + rango de ajuste. Umbral mín. 30%.
	Buchholz o gas y detección de presión.	<b>63</b>	Lógico.
<b>Fallos de tierra</b>			
	Máxima intensidad de armadura interior fija.	<b>51G</b>	Umbral > 20 A, temporización 0,1 segundo.
	Fallo a tierra.	<b>51N/51G</b>	Umbral $\leq 20\%$ de corriente de defecto a tierra máxima y > 10% de especificaciones de TI (con 3 TI y retención de H2). Temporización de 0,1 segundo si la puesta a tierra está en el sistema eléctrico. Temporización según selectividad si la puesta a tierra está en el transformador.
	Diferencial de fallo a tierra limitado.	<b>64REF</b>	Umbral 10% de $I_n$ , sin temporización.
	Fallo a tierra de punto neutro.	<b>51G</b>	Umbral < corriente de resistencia de limitación permanente.
	Desplazamiento de tensión de neutro.	<b>59N</b>	Umbral aproximadamente el 10% de máxima tensión residual.
<b>Sobreflujo</b>			
	Control de flujo.	<b>24</b>	Umbral > 1,05 $U_n/f_n$ . Temporización: tiempo constante, 1 hora.

# Protección de transformadores

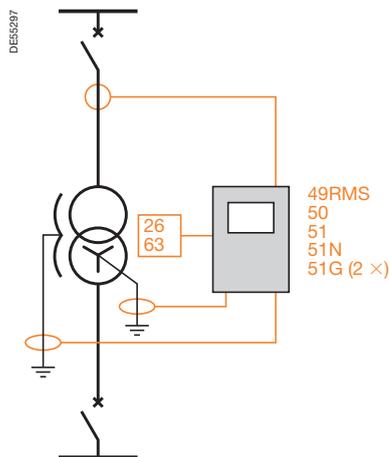
## Ejemplos de aplicaciones



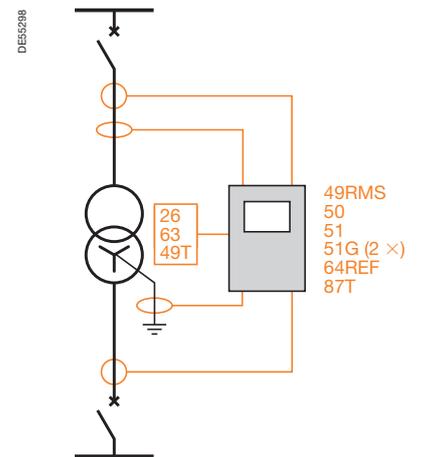
Transformador de MT/BT < 1.000 kVA  
Protección con fusibles



Transformador de MT/BT > 1.000 kVA  
Protección con disyuntores



Transformador de MT/AT de pequeña potencia



Transformador de MT/AT de alta potencia (> 5 MkVA)

# Protección de motores

## Tipos de fallos

Los motores son el interface entre los equipos eléctricos y mecánicos. Están conectados a las máquinas que arrastran, por lo que están expuestos al mismo tipo de entorno. Los motores pueden estar sometidos a una tensión mecánica interna debido a sus piezas móviles.

Un único motor defectuoso puede interrumpir todo un proceso de producción.

Los motores modernos han optimizado las características que hacen que no sean adecuados para un funcionamiento distinto al especificado en sus características.

Esto significa que son cargas eléctricas relativamente frágiles que requieren una protección cuidadosa.

Hay motores asíncronos (principalmente, motores en jaula de ardilla o motores de rotor bobinado) y motores síncronos (motores con excitación de rotor de CC).

Las cuestiones que se plantean para los motores síncronos son las mismas que para los asíncronos, más las que también conciernen a los generadores.

Los siguientes elementos afectan a los motores:

- Fallos relacionados con las cargas que arrastran.
- Fallos en sistemas eléctricos.
- Fallos internos de motores.

### Fallos relacionados con las cargas que arrastran

#### Sobrecargas

Si la potencia solicitada es mayor que la potencia nominal, se produce una máxima intensidad en el motor y un aumento en las pérdidas, lo que provoca un calentamiento.

#### Arranque largo y limitación del número de arranques

El arranque del motor crea máximas intensidades sustanciales que sólo son admisibles durante cortos períodos. Si un motor arranca con demasiada frecuencia o si el arranque tarda demasiado debido a un par motor insuficiente comparado con el par de carga, el recalentamiento es inevitable y hay que evitarlo.

#### Bloqueo rotor

La rotación se detiene de repente debido al bloqueo del mecanismo de arrastre.

El motor solicita la corriente de arranque y se bloquea en la velocidad cero.

No hay más ventilación y el recalentamiento se produce rápidamente.

#### Pérdida de carga

La pérdida de descebado de bomba o una ruptura en el acoplamiento de carga provoca el funcionamiento sin carga del motor, lo que no daña directamente al motor. No obstante, la bomba se estropea rápidamente.

### Fallos de alimentación

#### Pérdida de alimentación

Esto provoca que los motores funcionen como generadores cuando la inercia de la carga arrastrada es alta.

#### Mínimo de tensión

Esto reduce el par motor y la velocidad: la desaceleración provoca una corriente y unas pérdidas aumentadas. Se produce por lo tanto un recalentamiento anormal.

#### Desequilibrio

La alimentación trifásica puede estar desequilibrada por los siguientes motivos:

- La fuente de alimentación (transformador o generador de CA) no suministra una tensión trifásica simétrica.
- Todos los demás consumidores juntos no constituyen una carga simétrica y esto desequilibra el sistema de alimentación eléctrica.
- El motor se alimenta con dos fases después de que se haya fundido un fusible en una fase.
- Se invierte el orden de la fase y cambia la dirección de la rotación del motor.

El desequilibrio de la alimentación crea una corriente inversa que provoca enormes pérdidas y un rápido recalentamiento del rotor.

**Al volver a alimentar** después de un fallo de alimentación del motor, éste mantiene una tensión remanente que puede llevar a una máxima intensidad cuando el motor arranca de nuevo o incluso a una ruptura mecánica en la transmisión. Para evitar esto utilizar una protección de tensión permanente.

### Fallos internos del motor

#### Cortocircuitos entre fases

Estos fallos varían en intensidad según dónde ocurran en la bobina y provocan daños importantes.

#### Fallo de armadura del estator

La amplitud de la corriente de defecto depende de la disposición de puesta a tierra del neutro del sistema eléctrico y de la posición del fallo en la bobina.

Los cortocircuitos entre fases y los fallos de armadura del estator requieren un rebobinado del motor y los fallos de armadura pueden provocar daños irreparables en el circuito magnético.

Fallos de armadura del rotor (para motores de rotor bobinado)

La ruptura del aislamiento del rotor puede provocar un cortocircuito entre las espiras y producir una corriente que genera un recalentamiento local.

**Recalentamiento de cojinetes** debido al desgaste o a una lubricación defectuosa.

#### Pérdida de excitación

Este fallo afecta a los motores síncronos; el funcionamiento del motor es asíncrono y el rotor está sometido a un recalentamiento considerable ya que no está diseñado para ello.

#### Deslizamiento de polos

Este fallo sólo afecta a los motores síncronos, que pueden perder la sincronización por distintos motivos:

- Mecánicos: variación repentina de carga.
- Eléctricos: fallo del sistema de alimentación eléctrica o pérdida de excitación.

# Protección de motores

## Funciones de protección

### Sobrecargas

Las sobrecargas se pueden supervisar mediante los siguientes elementos:

- Protección de máxima intensidad de T dep. (ANSI 51),
- Protección de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS), que implica un recalentamiento debido a la corriente,
- Supervisión de temperatura por sonda de temperatura (ANSI 49T).

### Arranque largo y rotor bloqueado

La misma función proporciona dos tipos de protección (ANSI 48-51LR).

Para la protección de tiempo de arranque largo, se define un umbral de corriente instantáneo por debajo del valor de la corriente de arranque y se activa después de una temporización que se inicia cuando se pone en tensión el motor, la temporización es más larga que el tiempo de arranque normal.

La protección de rotor bloqueado es activada fuera de los períodos de arranque por la corriente que supera un umbral, después de una temporización.

### Arranques sucesivos

La función de protección de arranques sucesivos (ANSI 66) se basa en el número de arranques dentro de un intervalo de tiempo dado o en el tiempo entre arranques.

### Pérdida de carga

Se detecta mediante una unidad de protección de mínima intensidad de tiempo independiente (ANSI 37) insensible cuando la corriente es nula (cuando el motor se para).

### Variación de velocidad

Se puede proporcionar protección adicional mediante la medida directa de la velocidad de rotación por detección mecánica en el eje de la máquina.

La función de protección de mínima velocidad (ANSI 14) detecta desaceleraciones o velocidad cero resultantes de sobrecargas mecánicas o rotores bloqueados.

La función de protección de máxima velocidad (ANSI 12) detecta un embalamiento cuando el motor es arrastrado por una carga o una pérdida de sincronización para los motores síncronos.

### Pérdida de alimentación

Una unidad de protección de potencia activa direccional detecta una pérdida de alimentación (ANSI 32P). Evita el funcionamiento del motor como generador.

### Mínimo de tensión

Esto se supervisa mediante una unidad de protección de mínima tensión directa temporizada (ANSI 27D).

El umbral y la temporización de la tensión se definen para permitir la selectividad con las unidades de protección de cortocircuito del sistema eléctrico y tolerar mínimos de tensión normales tales como los que se producen durante el arranque del motor. La misma función de protección pueden compartirla varios motores en el cuadro de distribución.

### Desequilibrio

Una unidad de protección de tiempo dependiente o independiente proporciona protección mediante la detección de corriente inversa (ANSI 46).

La medida de máxima tensión inversa detecta la dirección de rotación de fase (ANSI 47).

### Realimentación

La remanencia del motor es detectada por una unidad de protección de mínima tensión remanente (ANSI 27R) que permite la realimentación cuando la tensión cae por debajo de un umbral determinado.

# Protección de motores

## Funciones de protección (continuación)

DE55300

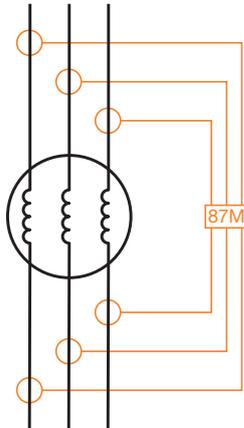


Fig. 102. Cortocircuito entre fases.  
Protección diferencial (ANSI 87M).

DE55301

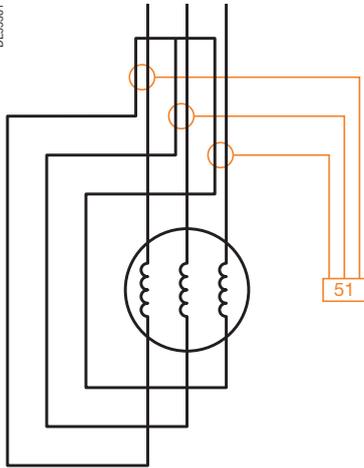


Fig. 103. Cortocircuito entre fases.  
Protección de máxima intensidad autodiferencial (ANSI 51).

### Cortocircuito entre fases

Se detectan mediante una unidad de protección de máxima intensidad temporizada (ANSI 50 y 51).

El umbral de corriente se establece más alto que la corriente de arranque y se aplica una temporización muy corta para impedir que la unidad de protección se dispare en las corrientes de entrada transitorias.

Cuando el dispositivo de corte correspondiente es un contactor, está asociado con fusibles que aseguran una protección de cortocircuito.

Para los motores grandes, se utiliza un sistema de protección diferencial basada en porcentaje o de alta impedancia (ANSI 87M) (fig. 102).

Como alternativa, mediante la adaptación adecuada de las conexiones en la parte del neutro y el uso de 3 transformadores de intensidad de suma, se puede utilizar una unidad de protección de máxima intensidad sencilla (ANSI 51) que proporcione una detección sensible y estable de los fallos internos (fig. 103). Sin embargo, ésta es una protección más lenta que la 87M, siendo esta última más sensible y rápida.

### Fallo de armadura del estator

El tipo de protección depende de la disposición de la puesta a tierra del neutro.

Es necesaria una alta sensibilidad para limitar los daños en el circuito magnético.

Si el neutro está conectado a tierra permanentemente o por impedancia, se puede utilizar una unidad de protección de máxima intensidad residual temporizada (ANSI 51N/51G) para proteger los bobinados principales.

En las disposiciones de neutros aislados, se puede utilizar una unidad de protección de desplazamiento de tensión de neutro (ANSI 59N) para detectar dicho desplazamiento. Si la salida del motor es capacitiva (cable largo), se utiliza una unidad de protección de fallo a tierra direccional (ANSI 67N).

### Fallo de armadura del rotor

Un dispositivo de supervisión del aislamiento con inyección de corriente CA o CC detecta fallos de aislamiento del bobinado.

### Recalentamiento de cojinetes

La temperatura de los cojinetes se mide mediante sondas de temperatura (ANSI 38).

### Pérdida de excitación

Para motores síncronos: consulte el capítulo sobre generadores. Evita el funcionamiento de un motor síncrono como asíncrono.

### Deslizamiento de polos

Para motores síncronos: consulte el capítulo sobre generadores. Detecta la pérdida de excitación de un motor síncrono.

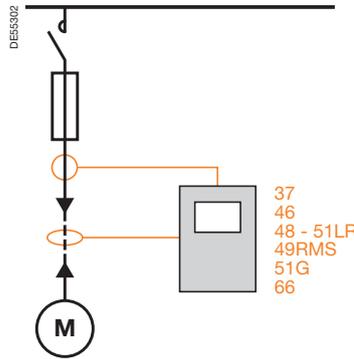
# Protección de motores

## Ajustes recomendados

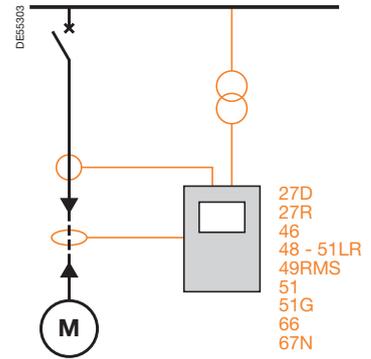
Fallos	Función de protección adecuada	Código ANSI	Información de ajuste	
<b>Fallos relacionados con las cargas que arrastran</b>				
Sobrecargas	Máxima intensidad de tiempo dependiente.	50/51	Ajuste que permite el arranque.	
	Sobrecarga térmica.	49RMS	Según las características de funcionamiento del motor (constante de tiempo en el rango de 10 a 20 minutos).	
	Sondas de temperatura.	49T	Depende de la clase térmica del motor.	
Arranque largo	Umbral de corriente temporizado.	48	Umbral en el rango de 2,5 In. Temporización: tiempo de arranque + algunos segundos.	
Rotor bloqueado	Umbral de corriente temporizado.	51LR	Umbral: 2,5 In. Temporización: de 0,5 a 1 segundo.	
Arranques sucesivos	Limitación del número de arranques.	66	Según el fabricante del motor.	
Pérdida de carga	Mínima intensidad de fase.	37	Umbral en el rango del 70% de la corriente solicitada. Temporización: 1 segundo.	
Variación de velocidad	Detección mecánica de máxima y mínima velocidad.	12, 14	Umbral $\pm$ 5% de la velocidad nominal. Temporización de algunos segundos.	
<b>Fallos de alimentación</b>				
Pérdida de alimentación	Retorno potencia activa.	32P	Umbral 5% de Sn. Temporización: 1 segundo.	
Mínimo de tensión	Mínima tensión directa.	27D	Umbral de 0,75 a 0,80 Un. Temporización en el rango de 1 segundo.	
Desequilibrio	Máximo de componente inversa.	46	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Tiempo independiente: Is1 = 20% In, temporización = tiempo de arranque + algunos segundos. Is2 = 40% In, temporización de 0,5 segundos.</li> <li>● Tiempo dependiente: Is = 10% In, tiempo de disparo en 0,3 In &gt; tiempo de arranque.</li> </ul>	
Dirección de rotación	Dirección de rotación de fase.	47	Umbral de tensión inversa al 40% de Un.	
Realimentación	Mínima tensión remanente.	27R	Umbral < 20 del 20 al 25% de Un. Temporización en el rango de 0,1 segundo.	
<b>Fallos internos del motor</b>				
Cortocircuitos entre fases	Fusibles.		Especificaciones que permiten arranques consecutivos.	
	Máxima intensidad de tiempo independiente.	50/51	Umbral > 1,2 arranque I, temporización en el rango de 0,1 segundo (T indep.).	
	Protección diferencial.	87M	Pendiente 50%, umbral del 5 al 15% de In, sin temporización.	
Fallo de armadura del estator	Neutro conectado a tierra.	Fallo a tierra.	51N/51G	10% de la corriente máxima de fallo a tierra. Temporización en el rango de 0,1 segundo (T indep.).
	Neutro aislado.	Sistema eléctrico de baja capacidad. Desplazamiento de tensión de neutro.	59N	Umbral = 30% de Vn.
		Alta capacidad. Fallo a tierra direccional.	67N	Umbral mínimo según sensor.
Fallo de armadura del rotor	Dispositivo de supervisión del aislamiento.			
Recalentamiento de cojinetes	Medida de temperatura.	38	Según instrucciones del fabricante.	
<b>Fallos específicos de motor síncrono</b>				
Pérdida de campo	Máxima potencia reactiva direccional.	32Q	Umbral 30% de Sn. Temporización: 1 segundo.	
	Mínima impedancia.	40	Igual que para generador.	
Deslizamiento de polos	Pérdida de sincronismo.	78PS	Igual que para generador.	

# Protección de motores

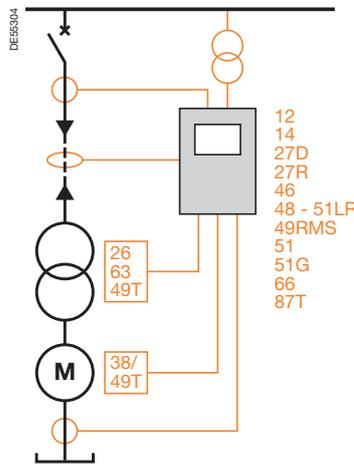
## Ejemplos de aplicaciones



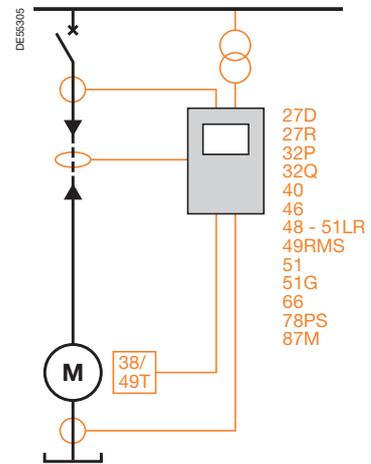
**Motor asincrono controlado por fusible y contactor**  
Ejemplo: bomba de 100 kW.



**Motor asincrono controlador por disyuntor**  
Ejemplo: ventilador de 250 kW.



**Unidad de transformador-motor: motor asincrono/transformador**  
Ejemplo: triturador de 1 MW.



**Motor sincrónico prioritario**  
Ejemplo: compresor de 2 MW.

# Protección de generadores

## Tipos de fallos

El funcionamiento del generador puede verse alterado tanto por fallos dentro de la máquina como por perturbaciones que se producen en el sistema eléctrico al que está conectado.

Por lo tanto, un sistema de protección del generador tiene un doble objetivo: proteger la máquina y proteger el sistema eléctrico. Los generadores que se tratan aquí son máquinas síncronas (generadores de CA).

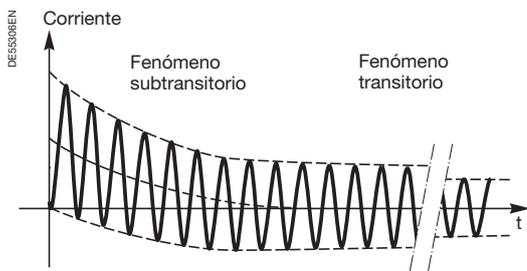


Fig. 104. Corrientes de cortocircuito en terminales de generadores.

Los fallos tales como sobrecargas, desequilibrios y fallos internos entre fases son del mismo tipo para generadores y motores.

A continuación, se describen únicamente los fallos relacionados específicamente con generadores.

### Cortocircuitos externos entre fases

Cuando se produce un cortocircuito en un sistema eléctrico cerca de un generador, la corriente de defecto es similar a la corriente mostrada en la figura 104.

Se debe calcular la corriente de cortocircuito máxima teniendo en cuenta la impedancia subtransitoria  $X''_d$  de la máquina.

La corriente de cortocircuito detectada por una unidad de protección con una temporización muy corta (unos 100 ms) se debe calcular teniendo en cuenta la impedancia transitoria  $X'_d$  de la máquina.

La corriente de cortocircuito en condiciones de régimen permanente debe calcularse teniendo en cuenta la impedancia síncrona  $X$ .

Suele ser baja, en general, inferior a la corriente nominal del generador.

Los reguladores de tensión pueden mantenerla a menudo más alta que la corriente nominal (de 2 a 3 veces más alta) durante unos segundos.

### Fallos internos de fase a armadura

Se trata del mismo tipo de fallo que en los motores y sus efectos dependen de la disposición de puesta a tierra del neutro utilizada. Hay una diferencia, no obstante, en comparación con los motores y es que los generadores se pueden desacoplar del sistema eléctrico durante los arranques y apagados, así como en el modo de prueba o de espera. La disposición de puesta a tierra del neutro puede diferir según si el generador está conectado o no y las funciones de protección deben ser las adecuadas para ambos casos.

### Pérdida de excitación

Cuando un generador acoplado a un sistema eléctrico pierde su excitación, se desincroniza con respecto a dicho sistema. Luego, funciona de manera asíncrona, a una ligera máxima velocidad, y extrae potencia reactiva.

Esto provoca el recalentamiento del estator, ya que la corriente reactiva puede ser alta, y el del rotor, debido a que éste no está dimensionado para las corrientes inducidas.

### Pérdida de sincronismo

La pérdida de sincronismo del generador sucede cuando fuertes perturbaciones interrumpen un funcionamiento en régimen permanente equilibrado: por ejemplo, cuando un cortocircuito de un sistema eléctrico provoca una caída en la alimentación suministrada por el generador y éste acelera, arrastrado todavía por la máquina motriz.

### Funcionamiento como motor

Cuando el generador es arrastrado por el sistema eléctrico (al que está conectado) como si fuera un motor, aplica energía mecánica al eje, lo que puede provocar desgaste y daños en la máquina motriz.

### Variaciones de tensión y frecuencia

Las variaciones de tensión y frecuencia en condiciones de régimen permanente se deben a fallos en el funcionamiento del regulador y provocan los siguientes problemas:

- Frecuencias demasiado altas que provocan el recalentamiento del alternador.
- Frecuencias demasiado bajas que producen la pérdida de potencia del alternador.
- Variaciones de frecuencia que provocan variaciones de velocidad en el alternador, lo que puede causar daños mecánicos y fallos en el funcionamiento de dispositivos electrónicos.
- Tensiones demasiado altas que provocan tensión en el aislamiento de todas las partes del sistema eléctrico, lo que causa el recalentamiento del circuito magnético y daños en las cargas sensibles.
- Tensiones demasiado bajas que causan pérdida de par, y un aumento del recalentamiento de la corriente y el alternador.
- Fluctuaciones de tensión que provocan variaciones en el par motor, lo que produce parpadeos (parpadeos de las fuentes de luz).

### Gestión del generador

Puede haber problemas en la gestión normal del generador debido a:

- Una puesta en tensión involuntaria cuando no se cumple la secuencia de arranque normal: el generador, apagado pero acoplado al sistema eléctrico, funciona como un motor y puede provocar daños en la máquina motriz.
- La gestión de la alimentación: cuando existen varias fuentes paralelas, el número de fuentes debe estar adaptado a la potencia solicitada por las cargas; también se da el caso de un funcionamiento de "tipo isla" de una instalación gracias a su propia generación de energía.

# Protección de generadores

## Funciones de protección

### Sobrecargas

Las funciones de protección de sobrecarga de generadores son las mismas que las de los motores:

- Máxima intensidad de T dep. (ANSI 51).
- Sobrecarga térmica (ANSI 49RMS).
- Supervisión de temperatura por sonda de temperatura (ANSI 49T).

### Desequilibrio

La protección está asegurada, al igual que en el caso de los motores, mediante una detección de corriente inversa de tiempo dependiente o independiente (ANSI 46).

### Cortocircuitos externos entre fases (en el sistema eléctrico)

● Al ir reduciéndose, con el tiempo, el valor de la corriente de cortocircuito hasta aproximadamente la corriente nominal, en condiciones de régimen permanente, la simple detección de corriente puede ser insuficiente. Este tipo de fallo se puede detectar de hecho mediante un dispositivo de protección de máxima intensidad por retención de tensión (ANSI 51V), cuyo umbral disminuye con la tensión (fig. 105).

Temporización del funcionamiento.

- Cuando la máquina está equipada con un sistema que mantiene el cortocircuito a unos  $3 I_n$ , se recomienda el uso de una unidad de protección de máxima intensidad de fase (ANSI 51).
- Otra solución consiste en utilizar una unidad de protección de mínima impedancia temporizada (ANSI 21G), que puede proporcionar igualmente una reserva (ANSI 21B) para la unidad de protección de máxima intensidad.

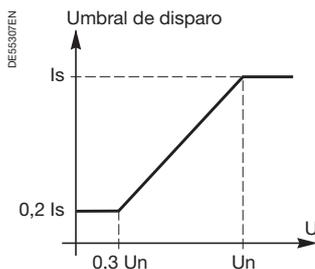


Fig. 105. Umbral de protección de máxima intensidad por retención de tensión.

### Cortocircuitos internos entre fases (en el estator)

- Una protección diferencial basada en porcentaje o de alta impedancia (ANSI 87G) proporciona una solución sensible y rápida.
- Si el generador está en funcionamiento en paralelo con otra fuente, una unidad de protección de máxima intensidad de fase direccional (ANSI 67) puede detectar fallos internos.
- En algunos casos, especialmente para generadores con especificaciones de baja potencia en comparación con el sistema eléctrico al que están conectados, se puede proporcionar una protección de cortocircuito interna entre fases del modo siguiente (fig. 106):
  - Protección de máxima intensidad instantánea (A), validada cuando se abre el disyuntor del generador, con sensores de intensidad en el lado del punto neutro, regulada por debajo de la corriente nominal.
  - Protección de máxima intensidad instantánea (B), con sensores de intensidad en el lado del disyuntor, regulada por debajo de la corriente de cortocircuito del generador.

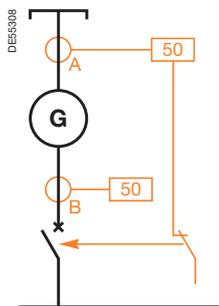


Fig. 106. Generador de CA acoplado a otras fuentes.

### Fallo de armadura del estator

- Si el neutro está conectado a tierra en el punto neutro del generador, se utiliza la protección de fallo a tierra (ANSI 51G) o la protección de tierra restringida (ANSI 64REF).
  - Si el neutro está conectado a tierra en el sistema eléctrico en vez de en el punto neutro del generador, un fallo de armadura del estator se detecta mediante:
    - Una unidad de protección de fallo a tierra en el disyuntor del generador cuando éste está acoplado al sistema eléctrico.
    - Un dispositivo de supervisión del aislamiento para las disposiciones de neutro aislado cuando se desacopla el generador del sistema eléctrico.
  - Si el neutro está puesto a tierra por una impedancia en el punto neutro del generador, se utiliza una protección 100% estator (ANSI 64G). Esta protección combina dos funciones:
    - Desplazamiento de tensión de neutro, que protege el 80% de los bobinados (ANSI 59N).
    - Mínima tensión del punto neutro del tercer armónico (H3), que protege el 20% de los bobinados del lado del neutro (ANSI 27TN).
- Esta protección no es válida cuando hay otros generadores en paralelo también puestos a tierra.
- Si el neutro está aislado, la protección del fallo de armadura se proporciona mediante un dispositivo de supervisión del aislamiento. Este dispositivo funciona detectando la tensión residual (ANSI 59N) o inyectando corriente CC entre el neutro y la tierra. Si este dispositivo existe en el sistema eléctrico, supervisa el generador cuando está acoplado; se requiere un dispositivo de generador especial, validado por la posición de apertura del disyuntor del generador en posición abierta, para supervisar el aislamiento cuando el generador está desacoplado.

### Fallo de armadura del rotor

Cuando el circuito de corriente de excitación es accesible, los fallos de armadura se supervisan mediante un dispositivo de supervisión del aislamiento.

# Protección de generadores

## Funciones de protección (continuación)

### Pérdida de campo

La pérdida de campo se detecta mediante una unidad de protección de retorno de potencia reactiva temporizada (ANSI 32Q) para sistemas con especificaciones de alta potencia o mediante una unidad de protección de mínima impedancia directa (ANSI 40) para sistemas eléctricos con un funcionamiento de "tipo isla" con generadores, o mediante supervisión directa del circuito de excitación si es accesible (ANSI 40DC).

### Pérdida de sincronismo

La protección contra la pérdida de sincronismo se proporciona mediante una función de protección específica de deslizamiento de polos (ANSI 78PS); el principio de medida de deslizamiento de polos se basa en una estimación de la inestabilidad de la máquina según el criterio de igual área o en la detección de variaciones de potencia activa (fig. 107); se puede utilizar una unidad de protección máxima velocidad (ANSI 12) como reserva.

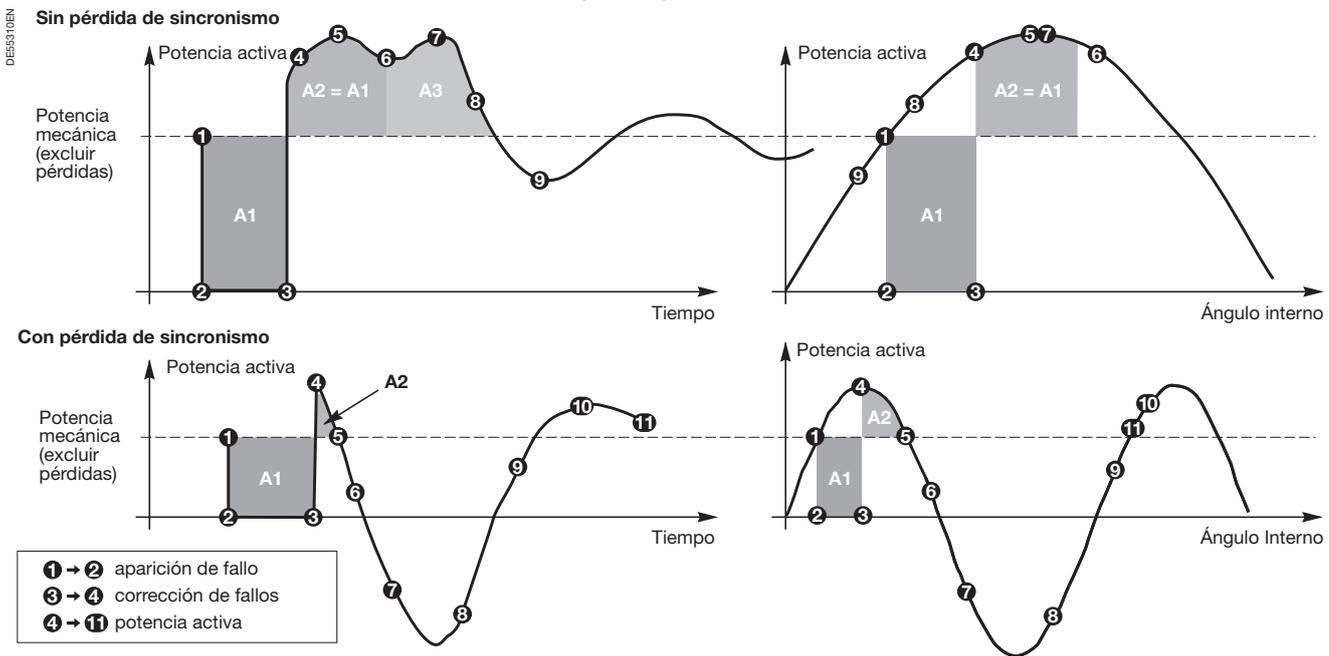


Fig. 107. Flujos de potencia activa en un generador tras un cortocircuito.

### Funcionamiento como motor

Esto se detecta mediante un relé que localiza una potencia activa inversa (ANSI 32P) solicitada por el generador.

### Variaciones de tensión y frecuencia

Las variaciones de tensión están supervisadas por una unidad de protección de máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27) y las variaciones de frecuencia, por una unidad de protección de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81H and 81L). Las unidades de protección están temporizadas ya que los fenómenos no requieren una acción instantánea, y porque las unidades de protección del sistema eléctrico y los controladores de tensión y velocidad deben tener tiempo para reaccionar. La función de control de flujo (ANSI 24) puede detectar un sobreflujo.

### Puesta en tensión involuntaria

El arranque de los generadores según una secuencia normal está supervisado por la función de protección de puesta en tensión involuntaria (ANSI 50/27).

Esta protección implica el uso simultáneo de:

- Una función de máxima intensidad instantánea y una función de protección de mínima tensión.
- La función de protección de mínima tensión está temporizada para evitar un disparo de fallo trifásico inesperado y existe otra temporización para que el generador pueda arrancar sin presencia de corriente antes del acoplamiento.

### Gestión de la alimentación

Se puede gestionar adecuadamente la distribución de flujos de potencia mediante el uso de unidades de protección de mínima potencia activa direccional (ANSI 37P), que proporcionan un control adecuado del disparo de disyuntores de fuentes y cargas (ejemplo en la fig. 108).

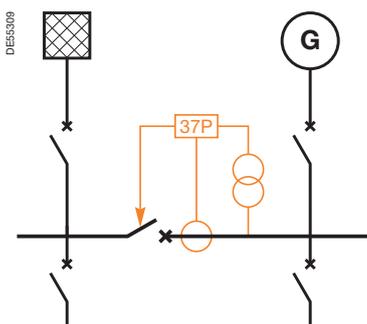


Fig. 108. Funcionamiento independiente de una instalación con su propia unidad electrógena.

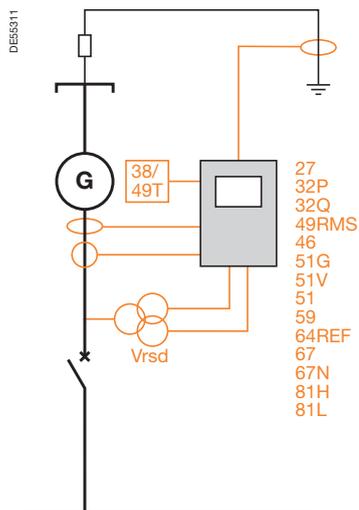
# Protección de generadores

## Ajustes recomendados

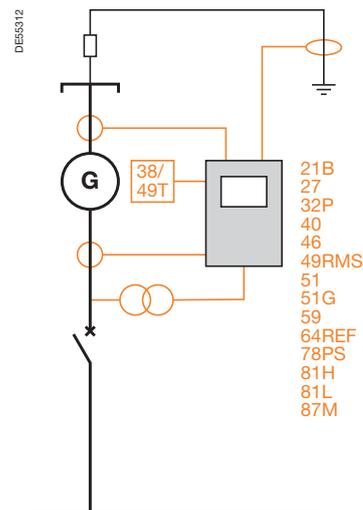
Fallos	Función de protección adecuada		Código ANSI	Información de ajuste
<b>Fallos relacionados con máquinas motrices</b>				
Sobrecargas	Máxima intensidad.		51	En umbral, curva de T dep.
	Sobrecarga térmica.		49RMS	Según características de funcionamiento del generador: capacidad térmica máxima utilizada del 115 al 120%.
	Sondas de temperatura.		49T	Depende de la clase térmica del generador.
Funcionamiento como motor	Máxima potencia activa direccional.		32P	Umbral del 5% de Sn (turbina) al 20% de Sn (diesel). Temporización de algunos segundos.
Variación de velocidad	Detección mecánica de máxima y mínima velocidad.		12, 14	Umbral $\pm 5\%$ de la velocidad nominal. Temporización de algunos segundos.
<b>Fallos del sistema de alimentación</b>				
Cortocircuitos externos	Con corriente mantenida a 3 In.	Máxima intensidad.	51	Umbral 2 In. Temporización para selectividad con protección aguas abajo.
	Sin corriente mantenida a 3 In.	Máxima intensidad por retención de tensión.	51V	Umbral 1,2 In. Temporización para selectividad con protección aguas abajo.
		Mínima impedancia (de reserva).	21B	Unos 0,3 Zn. Temporización para selectividad con protección aguas abajo.
Puesta en tensión involuntaria	Puesta en tensión involuntaria.		50/27	Umbral de corriente = 10% de generador In. Umbral de tensión = 80% de Un. Tiempo de prohibición después de mínimo de tensión = 5 segundos. Tiempo de aparición de corriente mínima tras aparición de tensión = 250 ms.
<b>Fallos internos y control del generador</b>				
Cortocircuitos entre fases	Diferencial de alta impedancia.		87G	Umbral del 5 al 15% de In. Sin temporización.
	Diferencial basado en porcentaje.		87G	Pendiente 50%, umbral del 5 al 15% de In. Sin temporización.
	Máxima intensidad de fase direccional.		67	Umbral In. Temporización según selectividad con otras fuentes.
Desequilibrio	Máximo de componente inversa.		46	Umbral 15% de In. Temporización de algunos segundos.
Fallo de armadura del estator	Si el neutro está conectado a tierra en el estator del generador.	Fallo a tierra.	51G	Umbral = 10% de la corriente máxima de fallo a tierra. Temporización para selectividad con protección aguas abajo.
		Diferencial de fallo a tierra restringida.	64REF	Umbral 10% de In. Sin temporización.
	Si el neutro está en impedancia en el estator del generador.	100% estator.	64G/59N	Umbral Vr <sub>sd</sub> = 30% de Vn. Temporización de 5 segundos.
			64G/27TN	Umbral adaptable = 15% del Vr <sub>sd</sub> del 3. <sup>er</sup> armónico.
	Si el neutro está conectado a tierra en el sistema eléctrico.	Fallo a tierra en el lado del disyuntor del generador.	51N/51G	Umbral del 10 al 20% de la corriente máxima de fallo a tierra. Temporización en el rango de 0,1 segundo.
		Desplazamiento de tensión de neutro si el generador está desacoplado.	59N	Umbral Vr <sub>sd</sub> = 30% de Vn. Temporización de algunos segundos.
Si el neutro está aislado.	Desplazamiento de tensión de neutro.	59N	Umbral Vr <sub>sd</sub> = 30% de Vn. Temporización de algunos segundos.	
Fallo de armadura del rotor	Dispositivo de supervisión del aislamiento.			
Pérdida de campo	Máxima potencia reactiva direccional.		32Q	Umbral 30% de Sn. Temporización: 1 segundo.
	Mínima impedancia.		40	Xa = 0,15 Zn, Xb = 1,15 Zn, Xc = 2,35 Zn. Temporización de círculo Zn: 0,1 segundo. Temporización de círculo Xd: selectividad con protección aguas abajo.
Deslizamiento de polos	Pérdida de sincronismo.		78PS	Criterio de igual área: temporización de 0,3 segundos. Criterio de variación de potencia: 2 revoluciones, 10 segundos entre 2 variaciones de potencia.
Regulación de tensión	Máxima tensión.		59	Umbral 110% de Un. Temporización de algunos segundos.
	Mínima tensión.		27	Umbral 80% de Un. Temporización de algunos segundos.
Regulación de frecuencia	Máxima frecuencia.		81H	Umbral + 2 Hz de frecuencia nominal.
	Mínima frecuencia.		81L	Umbral - 2 Hz de frecuencia nominal.
Recalentamiento de cojinetes	Sondas de temperatura.		38	Según instrucciones del fabricante.
Gestión de la alimentación	Mínima potencia activa direccional.		37P	Según la aplicación.

# Protección de generadores

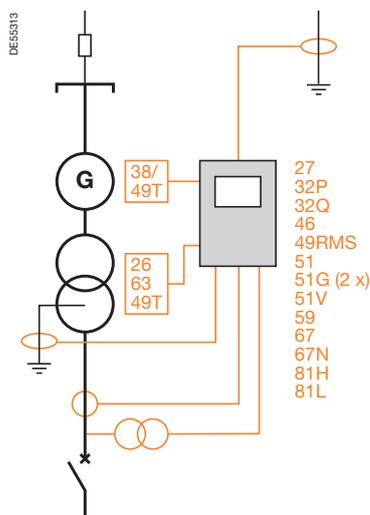
## Ejemplos de aplicaciones



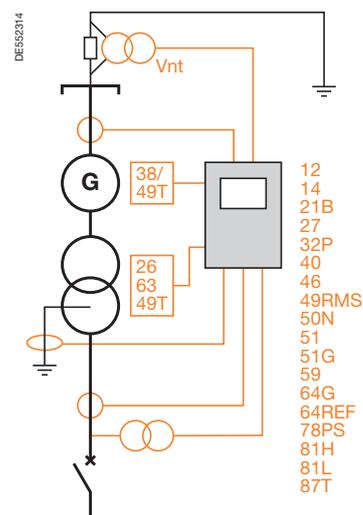
Generador de baja potencia



Generador de media potencia



Generador-transformador de baja potencia



Generador-transformador de media potencia

# Protección de condensadores

## Tipos de fallos

Las baterías de condensadores se utilizan para compensar la energía reactiva solicitada por las cargas del sistema eléctrico y, ocasionalmente, en filtros para reducir la tensión de armónicos. Su función es mejorar la calidad del sistema eléctrico.

Pueden estar conectadas en disposiciones en estrella, triángulo y doble estrella, según el nivel de tensión y la potencia nominal total de las cargas.

Un condensador viene en forma de caja con terminales aislantes en la parte superior. Incluye condensadores individuales (fig. 109) que tienen tensiones autorizadas máximas limitadas (por ejemplo, 2.250 V) y están montados en grupos:

- En serie para obtener la resistencia de tensión requerida.
- En paralelo para lograr las especificaciones de potencia deseadas.

Existen 2 tipos de baterías de condensadores:

- Sin protección interna.
- Con protección interna donde se añade un fusible para cada condensador individual.

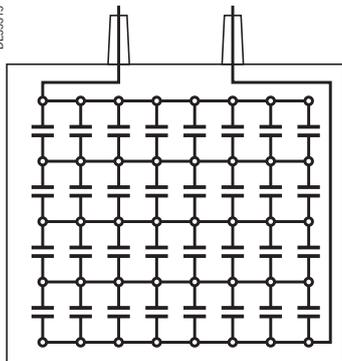


Fig. 109. Batería de condensadores.

Los principales fallos que pueden afectar a las baterías de condensadores son:

- Sobrecargas.
- Cortocircuitos.
- Fallos de armadura.
- Cortocircuito en un condensador individual.

### Sobrecargas

Una sobrecarga está provocada por una máxima intensidad continua o temporal:

- Máxima intensidad continua debida a:
  - Un aumento en la tensión de la alimentación.
  - El flujo de corriente de armónicos debido a la presencia de cargas no lineales como convertidores estáticos (rectificadores, variadores de velocidad), hornos de arco, etc.
- Máxima intensidad temporal debida a la puesta en tensión de un paso de la batería de condensadores.

Las sobrecargas generan un recalentamiento que afecta negativamente a la resistencia dieléctrica y provoca un desgaste prematuro del condensador.

### Cortocircuitos

Un cortocircuito es un fallo interno o externo entre conductores en tensión, entre fases (conexión en triángulo de condensadores) o de fase a neutro (conexión en estrella).

La aparición de gas en la caja impermeable a los gases del condensador crea una sobrepresión que puede provocar la apertura de la caja y fugas en el dieléctrico.

### Fallos de armadura

Un fallo de armadura es un fallo interno entre un componente del condensador en tensión y la armadura constituida por la caja metálica que está conectada a tierra por motivos de seguridad.

La amplitud de la corriente de defecto depende de la disposición de la puesta a tierra del neutro y del tipo de conexión (estrella o triángulo). Parecido a un cortocircuito interno, la aparición de gas en una caja impermeable a los gases del condensador crea una sobrepresión que puede provocar la apertura de la caja y fugas del dieléctrico.

### Cortocircuito en un condensador individual

La ruptura dieléctrica de un condensador individual provoca un cortocircuito.

**Sin protección interna**, la unidad defectuosa deriva los condensadores individuales cableados en paralelo:

- Se modifica la impedancia del condensador.
- La tensión aplicada se distribuye a un grupo menos en la serie.
- Cada grupo está sometido a una tensión mayor, lo que puede generar rupturas en cascada y hasta un cortocircuito total.

La figura 110 muestra la situación en la que se deriva el grupo 2 tras la ruptura de un condensador individual.

**Con protección interna**, al fundirse el fusible interno relacionado, se corrige el condensador individual defectuoso:

- El condensador sigue estando libre de fallos.
- Se modifica la impedancia en consecuencia.

La figura 111 muestra la situación en la que el condensador individual del grupo 2 se corrige mediante su fusible interno y el grupo 2 sigue en servicio.

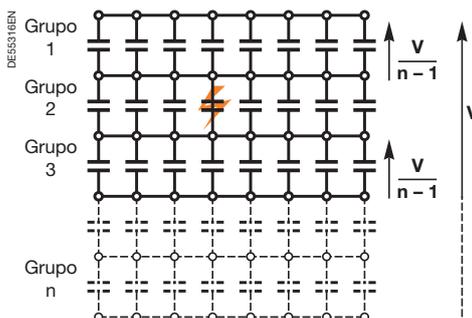


Fig. 110. Batería de condensadores sin fusibles internos.

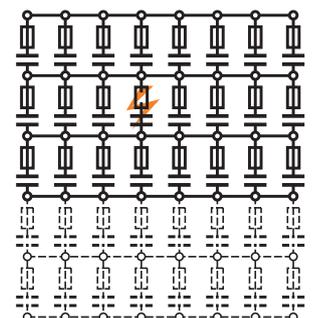


Fig. 111. Batería de condensadores con fusibles internos.

# Protección de condensadores

## Funciones de protección

Los condensadores no deben estar en tensión a menos que se hayan descargado. La puesta en tensión debe temporizarse para evitar sobretensiones transitorias. Una temporización de 10 minutos permite una descarga natural suficiente. Se pueden utilizar inductores de descarga para reducir el tiempo de descarga.

### Sobrecargas

- Se pueden evitar máximas intensidades ampliadas debido a aumentos en la tensión de alimentación mediante la protección de máxima tensión (ANSI 59) que supervisa la tensión del sistema eléctrico.

Esta protección puede cubrir al condensador mismo o a una gran parte del sistema eléctrico.

Dado que el condensador puede admitir en general una tensión del 110% de su tensión nominal durante 12 horas en un día, este tipo de protección no es siempre necesario.

- Las máximas intensidades ampliadas debidas al flujo de corriente de armónicos se detectan mediante una protección de sobrecarga de uno de los tipos siguientes:
  - Sobrecarga térmica (ANSI 49RMS).
  - Sobrecarga (ANSI 51), siempre que tenga en cuenta las frecuencias de armónicos.
- La amplitud de máximas intensidades cortas debida a la puesta en tensión de un paso de una batería de condensadores se limita mediante el montaje de inductores de impulsos en serie en cada paso.

### Cortocircuitos

Los cortocircuitos se detectan mediante la protección de cortocircuito (ANSI 50). Los ajustes de corriente y temporización hacen posible el funcionamiento con la máxima corriente de carga autorizada, así como cerrar y conmutar pasos de baterías de condensadores.

### Fallos de armadura

Este tipo de protección depende de la disposición de la puesta a tierra del neutro. Si el neutro está conectado a tierra, se utiliza la protección de defecto a tierra temporizado (ANSI 51G).

### Cortocircuito del elemento capacitivo

La detección del fallo se basa en la modificación de la impedancia creada:

- Poniendo en cortocircuito el componente para condensadores sin protección interna.
- Corrigiendo el condensador individual defectuoso para condensadores con fusibles internos.

Cuando la batería de condensadores está conectada en estrella doble, el desequilibrio creado por el cambio en la impedancia en una de las estrellas provoca el flujo de la corriente en la conexión entre los puntos neutros. Este desequilibrio se detecta mediante un dispositivo sensible temporizado de protección de máxima intensidad (ANSI 51).

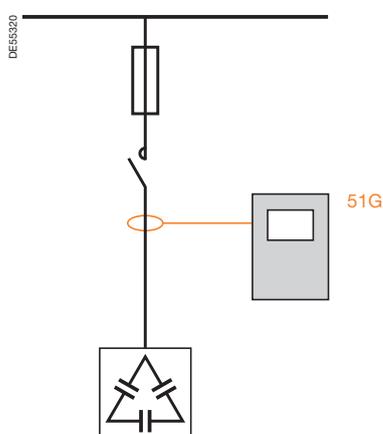
# Protección de condensadores

## Ajustes recomendados y ejemplos de aplicaciones

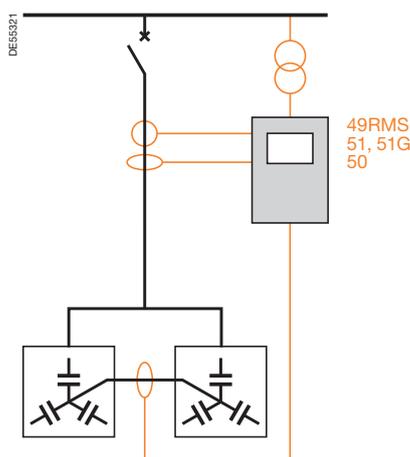
### Ajustes recomendados

Fallos	Funciones de protección adecuadas	Código ANSI	Información de ajuste
Sobrecargas	Máxima tensión.	59	Umbral $\leq 110\%$ Un.
	Sobrecarga térmica.	49RMS	Umbral $\leq 1,3$ In. Constante de tiempo en el rango de 10 minutos.
	Máxima intensidad temporizada.	51	Umbral $\leq 1,3$ In, curva de T dep.
Cortocircuitos	Máxima intensidad temporizada.	50	Umbral aproximadamente 10 In. Temporización aproximadamente 0,1 s (T indep.).
Fallos de armadura	Defecto a tierra temporizado.	51N/51G	Umbral $\leq 20\%$ I fallo a tierra máxima. Umbral $\geq 10\%$ TI proporcionan las especificaciones de TI, con retención de H2. Temporización aproximadamente 0,1 s (T indep.).
Cortocircuito de componente de condensador	Sobrecarga.	51	Umbral aprox. 1 A, según la aplicación. Temporización aproximadamente 1 s (T indep.).

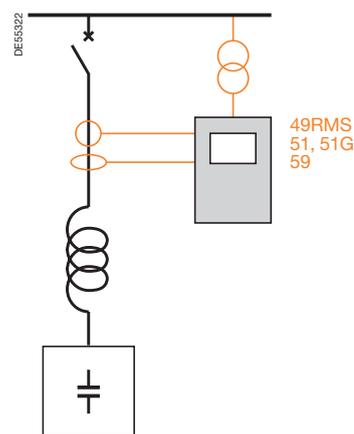
### Ejemplos de aplicaciones



Compensación en triángulo



Compensación en estrella doble



Montaje de filtración

# Apéndices

## Glosario

### Palabras clave y definiciones

Palabras clave	Definiciones
<b>Potencia activa en MW</b>	La parte de la potencia aparente que se puede convertir en potencia mecánica o térmica.
<b>Componente aperiódico</b>	Valor medio (que cae a cero) de los envolventes superior e inferior de una corriente durante la puesta en tensión o la iniciación de un cortocircuito.
<b>Potencia aparente en MVA</b>	Potencia en MVA solicitada por las cargas en un sistema eléctrico.
<b>Señal de bloqueo</b>	Orden enviada a un dispositivo de protección aguas arriba por un dispositivo que ha detectado un fallo.
<b>Capacidad de corte</b>	Corriente máxima que un dispositivo de corte es capaz de interrumpir en las condiciones prescritas.
<b>Neutro compensado</b>	El sistema eléctrico está conectado a tierra a través de una reactancia ajustada a las capacidades de fase a tierra.
<b>Bobina de compensación (bobina Petersen)</b>	Reactancia de puesta a tierra de neutro ajustada a las capacidades de fase a tierra.
<b>Toroidal</b>	Sensor de intensidad utilizado para medir la corriente residual mediante la suma de los campos magnéticos.
<b>Cos <math>\varphi</math></b>	Coseno del ángulo entre los componentes fundamentales de la corriente y la tensión.
<b>Acoplamiento</b>	Operación en la que una fuente o parte de un sistema eléctrico se conecta a un sistema eléctrico que ya está en funcionamiento cuando se cumplen las condiciones necesarias.
<b>Sensor de intensidad</b>	Dispositivo que se utiliza para obtener un valor relacionado con la corriente.
<b>Selectividad amperimétrica</b>	Sistema de selectividad basado en el hecho de que cuanto más cerca de la fuente se localiza un fallo, más fuerte es la corriente de defecto.
<b>Desacoplamiento</b>	Operación en la que una fuente o parte de un sistema eléctrico se desconecta de un sistema eléctrico.
<b>Temporización de tiempo independiente</b>	Temporización antes del disparo del dispositivo que no depende de la corriente medida.
<b>Selectividad</b>	Capacidad de un conjunto de dispositivos de protección de distinguir las condiciones en las que un dispositivo de protección determinada debe ponerse o no en funcionamiento.
<b>Estabilidad dinámica</b>	Capacidad de un sistema eléctrico de volver al funcionamiento normal tras unas perturbaciones repentinas.
<b>Salidas</b>	Cables que llegan de un conjunto de barras de bus y alimentan a una o varias cargas o subestaciones.
<b>Armónicos</b>	Serie de señales sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia fundamental.
<b>Temporización de tiempo dependiente</b>	Temporización variable antes del disparo del dispositivo que depende inversamente de la corriente medida.
<b>IEC 60909</b>	Norma internacional que trata del cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos trifásicos.
<b>Neutro impedante</b>	El sistema eléctrico está conectado a tierra mediante una resistencia o una baja reactancia.
<b>Acometida</b>	Línea que suministra energía desde una fuente a las barras de una subestación.
<b>Corriente de entrada</b>	Corriente transitoria que se produce cuando hay una carga conectada a un sistema eléctrico. Para las cargas inductivas, incluye un componente aperiódico.
<b>Dispositivo de supervisión del aislamiento</b>	En un sistema de neutro aislado, dispositivo que comprueba la ausencia de fallos.
<b>Neutro aislado</b>	El neutro del sistema eléctrico no está conectado a tierra excepto en conexiones de alta impedancia para dispositivos de protección o medida.
<b>Reconexión de carga</b>	Restablecimiento de la alimentación en cargas que se han deslastrado, una vez restablecidas las condiciones de funcionamiento normales del sistema eléctrico.
<b>Restricción de cargas</b>	Desconexión de las cargas no prioritarias del sistema eléctrico cuando ya no existen las condiciones de funcionamiento normales del sistema eléctrico.
<b>Selectividad lógica</b>	Sistema de selectividad en el que un dispositivo de protección que detecta un fallo envía una orden de “no disparar” (señal de bloqueo) al dispositivo de protección aguas arriba. La protección aguas arriba dispara un disyuntor sólo si no ha recibido una señal de bloqueo del dispositivo aguas abajo.
<b>Capacidad de cierre</b>	Corriente máxima que un dispositivo de corte es capaz de cerrar en las condiciones prescritas. Es por lo menos igual a la capacidad de corte.
<b>Puesta a tierra de neutro</b>	Método por el que el neutro del sistema eléctrico está conectado a tierra.
<b>Carga no lineal</b>	Carga que solicita una corriente con una onda que no es idéntica a la de la tensión. Las variaciones de corriente no son proporcionales a las variaciones de tensión.
<b>Sobrecarga</b>	Máxima intensidad que dura mucho tiempo y que afecta a uno de los elementos del sistema eléctrico.

# Apéndices

## Glosario (continuación)

### Palabras clave y definiciones

Palabras clave	Definiciones
<b>Tensión de polarización</b>	En una función de protección de fase direccional, el valor de la tensión entre fases en cuadratura con la corriente para $\cos \varphi = 1$ . En una función de fallo a tierra direccional es la tensión residual.
<b>Factor de potencia</b>	Relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Para las señales sinusoidales, el factor de potencia es igual a $\cos \varphi$ .
<b>Sistema eléctrico</b>	Conjunto de centros de producción y consumo de energía eléctrica interconectados por distintos tipos de conductores.
<b>Ajustes de protección</b>	Ajustes de la función de protección determinados por el estudio de sistemas de protección.
<b>Sistema de protección</b>	Conjunto de dispositivos y sus ajustes que se utilizan para proteger los sistemas eléctricos y sus componentes contra los fallos principales.
<b>Estudio de sistemas de protección</b>	Selección racional de todos los dispositivos de protección para un sistema eléctrico, que tiene en cuenta la estructura y el sistema de conexión de tierra del neutro.
<b>Derivada de frecuencia</b>	Protección que se utiliza para un desacoplamiento rápido de una fuente que alimenta a un sistema eléctrico en caso de producirse un fallo.
<b>Potencia reactiva en MVAR</b>	Parte de la potencia aparente que alimenta a los circuitos magnéticos de las máquinas eléctricas o que es generada por los condensadores o la capacidad parásita de los enlaces.
<b>Reenganchador</b>	Dispositivo automático que reengancha un disyuntor que se ha disparado durante un fallo.
<b>Corriente residual</b>	Suma de corrientes de línea instantáneas en un sistema eléctrico polifásico.
<b>Tensión residual</b>	Suma de tensiones de fase a tierra instantáneas en un sistema eléctrico polifásico.
<b>Protección de defecto a tierra restringida</b>	Protección de un bobinado trifásico con un neutro conectado a tierra contra fallos de fase a tierra.
<b>Cortocircuito</b>	Contacto accidental entre conductores o conductores y tierra.
<b>Potencia de cortocircuito</b>	Potencia teórica en MVA que puede suministrar un sistema eléctrico. Se calcula sobre la base de la tensión nominal del sistema eléctrico y la corriente de cortocircuito.
<b>Neutro conectado a tierra permanentemente</b>	El neutro del sistema eléctrico está conectado a tierra mediante una conexión con impedancia cero.
<b>Transferencia de fuente</b>	Operación durante la cual un sistema eléctrico se desconecta de una fuente y se conecta a otra. Las fuentes pueden o no estar en paralelo.
<b>Subtransitorio</b>	Periodo que dura entre 0 y 100 ms tras producirse un fallo.
<b>Componentes simétricos</b>	Tres sistemas monofásicos independientes (directo, inverso y nulo) superpuestos que describen cualquier sistema real.
<b>Reconfiguración del sistema</b>	Operación, tras un incidente, que implica la conmutación de los disyuntores e interruptores para volver a alimentar las cargas del sistema.
<b>Temporización</b>	Retardo intencional en el funcionamiento de un dispositivo de protección.
<b>Selectividad cronométrica</b>	Sistema de selectividad en el que los dispositivos de protección que detectan un fallo se organizan para funcionar uno tras otro. El dispositivo de protección más cercano a la fuente tiene la temporización más larga.
<b>Distorsión armónica total</b>	Relación del valor rms de los armónicos con el fundamental.
<b>Transitorio</b>	Periodo que dura entre 100 ms y 1 segundo tras producirse un fallo.
<b>Umbral de disparo</b>	Valor del parámetro supervisado que dispara el funcionamiento del dispositivo de protección.
<b>Sensor de tensión</b>	Dispositivo que se utiliza para obtener un valor relacionado con la tensión.
<b>Generador homopolar</b>	Transformador trifásico que se utiliza para crear un punto neutro en un sistema eléctrico para puesta a tierra de neutro.

# Apéndices

## Bibliografía

Tipos de documentos	Títulos
<b>Normas</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>● IEC 60050 glosario electrotécnico internacional.</li><li>● IEC 60044 transformadores de intensidad.</li><li>● IEC 60186 transformadores de tensión.</li><li>● IEC 60255 relés eléctricos.</li><li>● IEC 60909 cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de CA trifásicos.</li><li>● IEEE C37.2 números de función de dispositivos de sistemas eléctricos estándar y denominaciones de contactos.</li></ul>
<b>Documentación de Schneider Electric</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>● Guía de diseño de MT.</li><li>● Protección de sistemas eléctricos (publicado por Hermès).</li><li>● Cahier technique publications (Cuadernos técnicos publicados):<ul style="list-style-type: none"><li>● N.º 2 Protección de redes de distribución eléctrica por sistema de selectividad lógica.</li><li>● N.º 18 Análisis de redes trifásicas en condiciones transitorias mediante componentes simétricos.</li><li>● N.º 62 Conexión de neutro en una red industrial de AT.</li><li>● N.º 113 Protección de máquinas y redes industriales de AT.</li><li>● N.º 158 Cálculo de corrientes de cortocircuito.</li><li>● N.º 169 Diseño de red industrial de HT.</li><li>● N.º 174 Protección de redes industriales y del sector terciario de MT.</li><li>● N.º 181 Equipo de protección direccional.</li><li>● N.º 189 Conmutación y protección de baterías de condensadores de MT.</li><li>● N.º 192 Protección de transformadores de subestaciones de MT/BT.</li><li>● N.º 194 Transformadores de intensidad: cómo se especifican.</li><li>● N.º 195 Transformadores de intensidad: errores de especificación y soluciones.</li></ul></li><li>● Web de Schneider Electric: <a href="http://www.schneider-electric.com">http://www.schneider-electric.com</a>.</li><li>● Web de relés de protección Sepam: <a href="http://www.sepamrelay.com">http://www.sepamrelay.com</a>.</li><li>● Catálogos de Sepam.</li></ul>
<b>Generales</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>● Les techniques de l'ingénieur (Técnicas de ingeniería).</li><li>● Guide de l'ingénierie électrique (Manual de ingeniero eléctrico) (Lavoisier).</li></ul>

# Apéndices

## Definiciones de símbolos

Símbolo	Definición
<b>FLP</b>	Factor de límite de precisión.
<b>C</b>	Capacidad de una fase con respecto a la tierra.
<b>TI</b>	Transformador de intensidad.
<b>D</b>	Disyuntor de unidad de alimentación.
<b>Dt</b>	Diferencia entre los tiempos de funcionamiento de dos Dispositivos de protección.
<b>dT</b>	Tolerancia de temporización.
<b>E</b>	Tensión de fase a neutro del esquema monofásico equivalente.
<b>f</b>	Frecuencia industrial.
<b>I<sup>"</sup>k</b>	Corriente de cortocircuito simétrico inicial.
<b>I<sub>0</sub></b>	Componente homopolar de corriente.
<b>I<sub>1</sub></b>	Componente directo de corriente.
<b>I<sub>2</sub></b>	Componente inverso de corriente.
<b>I1</b>	Corriente de fase 1.
<b>I2</b>	Corriente de fase 2.
<b>I3</b>	Corriente de fase 3.
<b>Ib</b>	Corriente de cortocircuito simétrica interrumpida cuando se separa el primer polo.
<b>Ic</b>	Corriente capacitiva.
<b>ICC</b>	Componente aperiódico decreciente de la corriente de cortocircuito.
<b>Ik</b>	Corriente continua de cortocircuito.
<b>Ik1</b>	Corriente continua de cortocircuito de fase a tierra.
<b>Ik2</b>	Corriente de cortocircuito bifásico.
<b>Ik3</b>	Corriente de cortocircuito trifásico.
<b>ILN</b>	Corriente que fluye en la reactancia de puesta a tierra del neutro.
<b>Im</b>	Corriente magnetizante.
<b>IMD</b>	Dispositivo de supervisión del aislamiento.
<b>In</b>	Corriente nominal de un componente eléctrico.
<b>IN</b>	Corriente que fluye en el circuito de punto neutro Conectado a tierra permanentemente.
<b>InTI</b>	Corriente nominal de un transformador de intensidad.
<b>Ip</b>	Valor punta de una corriente de cortocircuito.
<b>IpTI</b>	Corriente primaria en un transformador de intensidad.
<b>IRN</b>	Circuito que fluye en la resistencia de puesta a tierra de neutro.
<b>Irsd</b>	Corriente residual.
<b>Is</b>	Ajuste de umbral de corriente.
<b>Isat</b>	Corriente de saturación en un transformador de intensidad.
<b>Isc</b>	Corriente de cortocircuito.
<b>Iscmáx.</b>	Corriente de cortocircuito más alta.
<b>IsTI</b>	Corriente secundaria en un transformador de intensidad.
<b>Ith</b>	Corriente máxima autorizada para 1 s.
<b>LN</b>	Reactancia de puesta a tierra de punto neutro.
<b>TIBP</b>	Transformador de intensidad de baja potencia.
<b>m</b>	Margen de seguridad.
<b>MALT</b>	Puesta a tierra.

Símbolo	Definición
<b>NPC</b>	Bobina de punto neutro.
<b>F1</b>	Fase 1.
<b>F2</b>	Fase 2.
<b>F3</b>	Fase 3.
<b>R</b>	Resistencia.
<b>RCT</b>	Resistencia de bobinado en un transformador de intensidad.
<b>RN</b>	Resistencia de puesta a tierra de punto neutro.
<b>Rs</b>	Resistencia de estabilización en un circuito diferencial.
<b>Ssc</b>	Potencia de cortocircuito.
<b>T</b>	Temporización de disparo.
<b>Td</b>	Tiempo de disparo.
<b>THD</b>	Distorsión total de armónicos.
<b>Tmin</b>	Tiempo de corte de disyuntor. (tiempo mínimo antes de separación del 1.º polo).
<b>tr</b>	Tiempo de exceso de protección.
<b>U</b>	Tensión entre fases.
<b>Un</b>	Tensión nominal entre fases.
<b>Us</b>	Umbral de tensión entre fases.
<b>V</b>	Tensión de fase a neutro.
<b>V<sub>0</sub></b>	Componente homopolar de tensión.
<b>V<sub>1</sub></b>	Componente directo de tensión.
<b>V<sub>2</sub></b>	Componente inverso de tensión.
<b>V1</b>	Tensión de fase a neutro de fase 1.
<b>V2</b>	Tensión de fase a neutro de fase 2.
<b>V3</b>	Tensión de fase a neutro de fase 3.
<b>Vk</b>	Tensión de codo.
<b>Vn</b>	Tensión nominal de fase a neutro.
<b>Vrsd</b>	Tensión residual.
<b>Vs</b>	Umbral de tensión de fase a neutro.
<b>TT</b>	Transformador de tensión.
<b>X</b>	Reactancia.
<b>Xd</b>	Reactancia síncrona.
<b>X'd</b>	Reactancia transitoria.
<b>X''d</b>	Reactancia subtransitoria.
<b>Z<sub>0</sub></b>	Impedancia nula.
<b>Z<sub>1</sub></b>	Impedancia directa.
<b>Z<sub>2</sub></b>	Impedancia inversa.
<b>Za</b>	Impedancia equivalente.
<b>Zn</b>	Impedancia nominal aparente (transformador, condensador, motor, generador).
<b>ZN</b>	Impedancia entre el punto neutro y la tierra.
<b>Zsc</b>	Impedancia de cortocircuito.

# Apéndices

## Índice de términos técnicos

- A**  
acoplamiento 35, 39, 46, 57  
aislado 6, 7, 23  
ajustes de protección 14  
ángulo característico 25  
armónicos 46, 47, 56, 58, 60  
asíncrono 14, 50, 54, 55
- B**  
barras de bus 4, 5, 33  
baterías de condensadores 27  
bobina  
  extinción 10  
  Petersen 10  
  punto neutro 9
- C**  
cable 18, 33, 41, 44, 45  
capacidad de cierre 18  
capacidad de corte 18  
compensado 6, 26, 37, 38  
componente aperiódico 18  
componentes simétricos 13, 14, 15, 17  
comprobación de sincronización 26, 39  
  desplazamiento vectorial 26  
  imagen térmica 26, 44, 47, 51, 53, 56, 58, 61, 62  
  mínima frecuencia 26, 58  
  mínima impedancia 26, 53, 56, 57, 58  
  mínima tensión 26, 57, 58  
  mínima velocidad 26, 53, 58  
  supervisión de temperatura 26  
  termostato 26  
  transformador 46-49  
condensador 18, 27, 60, 61, 62  
conectado a tierra permanentemente 11, 37, 38  
puesta a tierra 6-11  
puesta a tierra de neutro 6-11  
contactor 2, 18, 52, 54  
coordinación de protección 2  
corriente  
  cortocircuito 12-19, 28, 30  
  residual 10, 22  
cortocircuito  
  de fase a tierra 12, 14, 17
- D**  
derivada de frecuencia 26, 39, 43  
desacoplamiento 19, 26, 39  
deslastrado 43  
distorsión total de armónicos 27  
disyuntor 17, 18, 27, 36-43, 45
- E**  
entre fases 12, 14, 17, 44, 47, 52, 56  
  bifásico 15, 17  
  bifásico a tierra 7, 12, 15, 17  
  bifásico alejado de tierra 12  
  trifásico 12, 14, 17  
estudio del sistema de protección 2, 3, 8, 9
- F**  
factor de potencia 27  
fallo a tierra limitado 26, 47, 48, 56, 58  
fallo de disyuntor 43  
fallo, caracterización 12, 18  
fusible 18, 47, 50, 52, 60
- G**  
generador 14-17, 33, 55-59  
generador nulo 8, 37, 38
- I**  
IEC 60909 17  
impedancia 26, 56, 58  
interruptor 2, 18, 40
- L**  
línea 18, 33, 44, 45
- M**  
máxima tensión 6-12, 61  
motor  
  asíncrono 14, 50, 54, 55  
  síncrono 14, 50, 53, 54
- N**  
neutro  
  compensado 6, 26, 37, 38  
  impedancia 26, 56, 58  
  aislado 6, 7, 23  
  conectado a tierra permanentemente 11, 37, 38
- P**  
potencia  
  activa 27, 39, 51, 53, 57, 58  
  aparente 19, 23  
  cortocircuito 11, 12, 45  
  reactiva 53, 55, 57, 58  
  salida nominal 19  
protección  
  arranques sucesivos 26  
  barras de bus 42, 43  
  100% estator del generador 26  
  condensador 60-62  
  derivada de frecuencia 26, 39, 43  
  deslizamiento de polos 26, 50-58  
  desplazamiento de tensión de neutro 26, 48, 53, 58  
  diferencial 20, 26, 33, 35, 41, 42, 44, 47, 52, 53, 56  
  distancia 26, 45  
  enlaces 44, 45  
  fallo de disyuntor 26  
  generador 55-59  
  máxima frecuencia 26, 58  
  máxima intensidad  
    fallo a tierra 36, 37, 38, 40, 42, 48, 53, 56, 58  
    fallo a tierra direccional 7, 26, 37, 44, 52, 53  
    fallo a tierra instantáneo 26  
    fallo a tierra temporizado 11, 26, 44, 61, 62  
  fase 20, 36, 38, 40, 44, 56

# Apéndices

## Índice de términos técnicos (continuación)

- fase direccional 26, 56, 58
- fase instantánea 26, 47, 48
- fase por retención de tensión instantánea 26
- fase por retención de tensión temporizada 26, 56
- fase temporizada 26, 47, 52, 62
- máxima potencia activa direccional 26
- máxima potencia reactiva direccional 26, 53, 58
- máxima tensión 26, 37, 47, 58, 62
- máxima tensión inversa 26
- máxima velocidad 26, 53, 58
- mínima intensidad de fase 26, 53
- mínima potencia activa direccional 26, 58
- mínima potencia reactiva direccional 26
- mínima tensión directa 26, 51, 53
- mínima tensión remanente 26, 51, 53
- mínima tensión residual (tercer armónico) 26, 56, 58
- motor 50-54
- pérdida de campo 26, 50, 52, 53, 55, 57, 58
- presión 26, 47, 48
- protección inversa/de desequilibrio 26, 44, 53, 58
- puesta en tensión involuntaria del generador 26
- reenganchador 26, 45
- sistema eléctrico 36-41
- sobreflujo 26, 48, 57
- sonda de temperatura 26, 51, 53, 56, 58
- tiempo de arranque excesivo y rotor bloqueado 26, 51
- puesta en tensión de transformador 46
- punto neutro 6-11, 37, 47, 48, 52, 56

### R

- reenganchador 26, 45
- relación de transformación 23
- relés de protección 22, 24, 42
- retención
  - corriente 33
  - H2 (segundo armónico) 22, 25, 47, 48, 62
  - H5 (quinto armónico) 47
  - tensión 26, 56, 58

### S

- saturación
  - de TI 8, 19, 20, 22, 33, 42
  - de transformador 46
- selectividad
  - amperimétrica 30, 34, 47
  - combinada 34, 36
  - cronométrica 28, 29, 31, 34, 35, 38
  - diferencial 35
  - lógica 34, 35, 36

- selectividad de protección
  - alta impedancia 33, 58
  - barras de bus 26
  - basada en porcentaje 48, 58
  - fallo a tierra limitado 26, 47, 48, 56, 58
  - generador 26
  - línea 26
  - motor 26
  - transformador 26
- sensores de intensidad 19-22, 33
- señal de bloqueo 27, 31, 34, 35, 41, 42
- síncrono 14, 50, 53, 54
- sistema eléctrico
  - arquitectura 3, 4, 5
  - bucle 4, 5, 32, 35, 40, 41
  - radial 4, 5, 29, 31, 36
- sobrecarga 44, 47, 51, 56, 61
- sobreflujo 47
- subtransitorio 16, 17, 55

### T

- temperatura 27, 47, 51, 52
- temporización
  - dependiente 25
  - independiente 25
- tensión residual 7, 23, 37, 47, 52, 56
- TIBP 19, 21
- tiempo
  - disparo 24, 25, 31, 34, 53
  - exceso 24, 28
  - funcionamiento 24, 28
  - restablecimiento 24, 25
  - retención de temporizador 25
- toroidal 7, 8, 22, 26
- transformador
  - corriente 19, 21, 27, 33, 35, 52
  - tensión 19, 23, 27, 32
- transitorio 6, 7, 10, 16, 46, 55
- trasferencia de fuente 39

### U

- umbral de disparo 7, 25, 48
  - asíncrono 14, 50, 54, 55
  - síncrono 14, 50, 53, 54



# Atención Comercial

## Dirección Regional Nordeste

### Delegación Barcelona

Badajoz, 145, planta 1.ª, local B · 08018 BARCELONA · Tel.: 934 84 31 01  
Fax: 934 84 30 82 · [del.barcelona@es.schneider-electric.com](mailto:del.barcelona@es.schneider-electric.com)

#### > Delegaciones:

### Aragón-Zaragoza

Bari, 33, Edificio 1, planta 3.ª · Pol. Ind. Plataforma Logística Plaza  
50197 ZARAGOZA · Tel.: 976 35 76 61 · Fax: 976 56 77 02  
[del.zaragoza@es.schneider-electric.com](mailto:del.zaragoza@es.schneider-electric.com)

### Baleares

Gremi de Teixidors, 35, 2.º · 07009 PALMA DE MALLORCA  
Tel.: 971 43 68 92 · Fax: 971 43 14 43

### Girona

Pl. Josep Pla, 4, 1.º, 1.ª · 17001 GIRONA  
Tel.: 972 22 70 65 · Fax: 972 22 69 15

### Lleida

Ivars d'Urgell, 65, 2.º, 2.ª · Edificio Neo Parc 2 · 25191 LLEIDA  
Tel.: 973 19 45 38 · Fax: 973 19 45 19

### Tarragona

Carles Riba, 4 · 43007 TARRAGONA · Tel.: 977 29 15 45 · Fax: 977 19 53 05

## Dirección Regional Noroeste

### Delegación A Coruña

Pol. Ind. Pocomaco, parcela D, 33 A · 15190 A CORUÑA  
Tel.: 981 17 52 20 · Fax: 981 28 02 42 · [del.coruna@es.schneider-electric.com](mailto:del.coruna@es.schneider-electric.com)

#### > Delegaciones:

### Asturias

Parque Tecnológico de Asturias · Edif. Centroelena, parcela 46, oficina 1.º F  
33428 LLANERA (Asturias) · Tel.: 985 26 90 30 · Fax: 985 26 75 23  
[del.oviedo@es.schneider-electric.com](mailto:del.oviedo@es.schneider-electric.com)

### Galicia Sur-Vigo

Ctra. Vella de Madrid, 33, bajos · 36211 VIGO · Tel.: 986 27 10 17  
Fax: 986 27 70 64 · [del.vigo@es.schneider-electric.com](mailto:del.vigo@es.schneider-electric.com)

### León

Moisés de León, bloque 43, bajos · 24006 LEÓN  
Tel.: 987 21 88 61 · Fax: 987 21 88 49 · [del.leon@es.schneider-electric.com](mailto:del.leon@es.schneider-electric.com)

## Dirección Regional Norte

### Delegación Vizcaya

Estarteche, 5, 4.º · 48940 LEIOA (Vizcaya) · Tel.: 944 80 46 85 · Fax: 944 80 29 90  
[del.bilbao@es.schneider-electric.com](mailto:del.bilbao@es.schneider-electric.com)

#### > Delegaciones:

### Álava-La Rioja

Portal de Gamarra, 1.º · Edificio Deba, oficina 210 · 01013 VITORIA-GASTEIZ  
Tel.: 945 12 37 58 · Fax: 945 25 70 39

### Cantabria

Sainz y Trevilla, 62, bajos · 39611 GUARNIZO (Cantabria)  
Tel.: 942 54 60 68 · Fax: 942 54 60 46

### Castilla-Burgos

Pol. Ind. Gamonal Villimar · 30 de Enero de 1964, s/n, 2.º  
09007 BURGOS · Tel.: 947 47 44 25 · Fax: 947 47 09 72  
[del.burgos@es.schneider-electric.com](mailto:del.burgos@es.schneider-electric.com)

### Guipúzcoa

Parque Empresarial Zuatzu · Edificio Urumea, planta baja, local 5  
20018 DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN · Tel.: 943 31 39 90 · Fax: 943 31 66 85  
[del.donosti@es.schneider-electric.com](mailto:del.donosti@es.schneider-electric.com)

### Navarra

Parque Empresarial La Muga, 9, planta 4, oficina 1 · 31160 ORCOYEN (Navarra)  
Tel.: 948 29 96 20 · Fax: 948 29 96 25

## Dirección Regional Centro

### Delegación Madrid

De las Hilanderas, 15 · Pol. Ind. Los Ángeles · 28906 GETAFE (Madrid)  
Tel.: 916 24 55 00 · Fax: 916 82 40 48 · [del.madrid@es.schneider-electric.com](mailto:del.madrid@es.schneider-electric.com)

#### > Delegaciones:

### Centro/Norte-Valladolid

Topacio, 60, 2.º · Pol. Ind. San Cristóbal  
47012 VALLADOLID · Tel.: 983 21 46 46 · Fax: 983 21 46 75  
[del.valladolid@es.schneider-electric.com](mailto:del.valladolid@es.schneider-electric.com)

### Guadalajara-Cuenca

Tel.: 916 24 55 00 · Fax: 916 82 40 47

### Toledo

Tel.: 916 24 55 00 · Fax: 916 82 40 47

## Dirección Regional Levante

### Delegación Valencia

Font Santa, 4, local D · 46910 ALFAFAR (Valencia)  
Tel.: 963 18 66 00 · Fax: 963 18 66 01 · [del.valencia@es.schneider-electric.com](mailto:del.valencia@es.schneider-electric.com)

#### > Delegaciones:

### Albacete

Paseo de la Cuba, 21, 1.º A · 02005 ALBACETE  
Tel.: 967 24 05 95 · Fax: 967 24 06 49

### Alicante

Los Monegros, s/n · Edificio A-7, 1.º, locales 1-7 · 03006 ALICANTE  
Tel.: 965 10 83 35 · Fax: 965 11 15 41 · [del.alicante@es.schneider-electric.com](mailto:del.alicante@es.schneider-electric.com)

### Castellón

República Argentina, 12, bajos · 12006 CASTELLÓN  
Tel.: 964 24 30 15 · Fax: 964 24 26 17

### Murcia

Senda de Enmedio, 12, bajos · 30009 MURCIA  
Tel.: 968 28 14 61 · Fax: 968 28 14 80 · [del.murcia@es.schneider-electric.com](mailto:del.murcia@es.schneider-electric.com)

## Dirección Regional Sur

### Delegación Sevilla

Avda. de la Innovación, s/n · Edificio Arena 2, 2.º · 41020 SEVILLA  
Tel.: 954 99 92 10 · Fax: 954 25 45 20 · [del.sevilla@es.schneider-electric.com](mailto:del.sevilla@es.schneider-electric.com)

#### > Delegaciones:

### Almería

Lentisco, s/n · Edif. Celulosa III, oficina 6, local 1 · Pol. Ind. La Celulosa  
04007 ALMERÍA · Tel.: 950 15 18 56 · Fax: 950 15 18 52

### Cádiz

Polar, 1, 4.º E · 11405 JEREZ DE LA FRONTERA (Cádiz)  
Tel.: 956 31 77 68 · Fax: 956 30 02 29

### Córdoba

Arfe, 16, bajos · 14011 CÓRDOBA · Tel.: 957 23 20 56 · Fax: 957 45 67 57

### Granada

Baza, s/n · Edificio ICR, 3.º D · Pol. Ind. Juncaril · 18220 ALBOLOTE (Granada)  
Tel.: 958 46 76 99 · Fax: 958 46 84 36

### Huelva

Tel.: 954 99 92 10 · Fax: 959 15 17 57

### Jaén

Paseo de la Estación, 60 · Edificio Europa, 1.º A · 23007 JAÉN  
Tel.: 953 25 55 68 · Fax: 953 26 45 75

### Málaga

Parque Industrial Trevénez · Escritora Carmen Martín Gaité, 2, 1.º, local 4  
29196 MÁLAGA · Tel.: 952 17 92 00 · Fax: 952 17 84 77

### Extremadura-Badajoz

Avda. Luis Movilla, 2, local B · 06011 BADAJOZ  
Tel.: 924 22 45 13 · Fax: 924 22 47 98

### Extremadura-Cáceres

Avda. de Alemania · Edificio Descubrimiento, local TL 2 · 10001 CÁCERES  
Tel.: 927 21 33 13 · Fax: 927 21 33 13

### Canarias-Las Palmas

Ctra. del Cardón, 95-97, locales 2 y 3 · Edificio Jardines de Galicia  
35010 LAS PALMAS DE GRAN CANARIA · Tel.: 928 47 26 80 · Fax: 928 47 26 91  
[del.canarias@es.schneider-electric.com](mailto:del.canarias@es.schneider-electric.com)

### Canarias-Tenerife

Custodios, 6, 2.º · El Cardonal · 38108 LA LAGUNA (Tenerife)  
Tel.: 922 62 50 50 · Fax: 922 62 50 60

# Make the most of your energy



[www.schneiderelectric.es](http://www.schneiderelectric.es)



902.110.062

**Soporte Técnico**  
en productos y aplicaciones

<http://www.schneiderelectric.es/faqs>

- > Elección
- > Asesoramiento
- > Diagnóstico



902.101.813

**Servicio Posventa SAT**

<http://www.schneiderelectric.es/soporte>

- > Reparaciones e intervenciones
- > Gestión de repuestos
- > Asistencia técnica **24** horas

> [www.isefonline.es](http://www.isefonline.es)

Instituto Schneider Electric de Formación · Tel.: 934 337 003 · Fax: 934 337 039

En razón de la evolución de las normativas y del material, las características indicadas por el texto y las imágenes de este documento no nos comprometen hasta después de una confirmación por parte de nuestros servicios. Los precios de las tarifas pueden sufrir variación y, por tanto, el material será siempre facturado a los precios y condiciones vigentes en el momento del suministro.

Dep. legal: B. XX.XXX-2011

Schneider Electric España, S.A.U.  
Bac de Roda, 52, edificio A · 08019 Barcelona · Tel.: 93 484 31 00 · Fax: 93 484 33 07

