

Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 2

Subestaciones transformadoras MT/BT: teoría y ejemplos del cálculo de cortocircuitos

Subestaciones transformadoras MT/BT: teoría y ejemplos del cálculo de cortocircuitos

Índice

1 Información general sobre las subestaciones transformadoras MT/BT

1.1	Tipologías clásicas	2
1.2	Consideraciones generales acerca de los transformadores MT/BT	5
1.3	Dispositivos de protección MT: indicación sobre los límites marcados por la compañía eléctrica	8
1.4	Dispositivos de protección BT	8

2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

2.1	Datos necesarios para el cálculo	11
2.2	Cálculo de la corriente de cortocircuito	12
2.3	Cálculo de la aportación del motor	15
2.4	Cálculo de la corriente de pico	15

3 Elección de los dispositivos de protección y control

3.1	Generalidades sobre los principales parámetros eléctricos de los dispositivos de protección y control	17
3.2	Criterios para la selección de los interruptores automáticos	19
3.3	Coordinación entre interruptores automáticos e interruptores-seccionadores	21
3.4	Coordinación entre dispositivos diferenciales e interruptores automáticos (RCDs)	22
3.5	Ejemplo de estudio de una red MT/BT	23

Anexo A:	Cálculo de la corriente de arranque del transformador	30
Anexo B:	Ejemplo de cálculo de la corriente de cortocircuito	32
	B1 Método de componentes simétricos	33
	B2 Método de potencia	38
Glosario	40

1 Información general sobre las subestaciones transformadoras MT/BT

1.1 Tipologías clásicas

Una subestación transformadora eléctrica consta de una serie completa de dispositivos (conductores, aparatos de medición y control y maquinaria eléctrica), que transforman la tensión suministrada por la red de distribución de media tensión (p. ej. 15 kV o 20 kV) a valores de tensión adecuados para alimentar líneas de baja tensión (400 V - 690 V).

Las subestaciones eléctricas pueden dividirse en subestaciones públicas y privadas:

subestaciones públicas: pertenecen a los servicios públicos encargados de suministrar electricidad, y proporcionan corriente alterna monofásica o trifásica a los usuarios privados (los valores típicos de la tensión de los dos tipos de suministro de alimentación pueden ser 230 V y 400 V). A su vez, éstas se dividen en subestaciones de tipo urbano o rural, que constan de un único transformador de energía de tamaño reducido. Normalmente, las subestaciones urbanas son construcciones, mientras que las rurales suelen instalarse externamente de forma directa en la torre de MT.

subestaciones privadas: a menudo, se pueden considerar subestaciones de tipo terminal, es decir, subestaciones en que la línea de MT termina en el punto de instalación de la propia subestación. Pertenecen al usuario y pueden suministrar energía tanto a usuarios civiles (escuelas, hospitales, etc.) como a usuarios industriales desde la red de MT pública. En su mayoría,

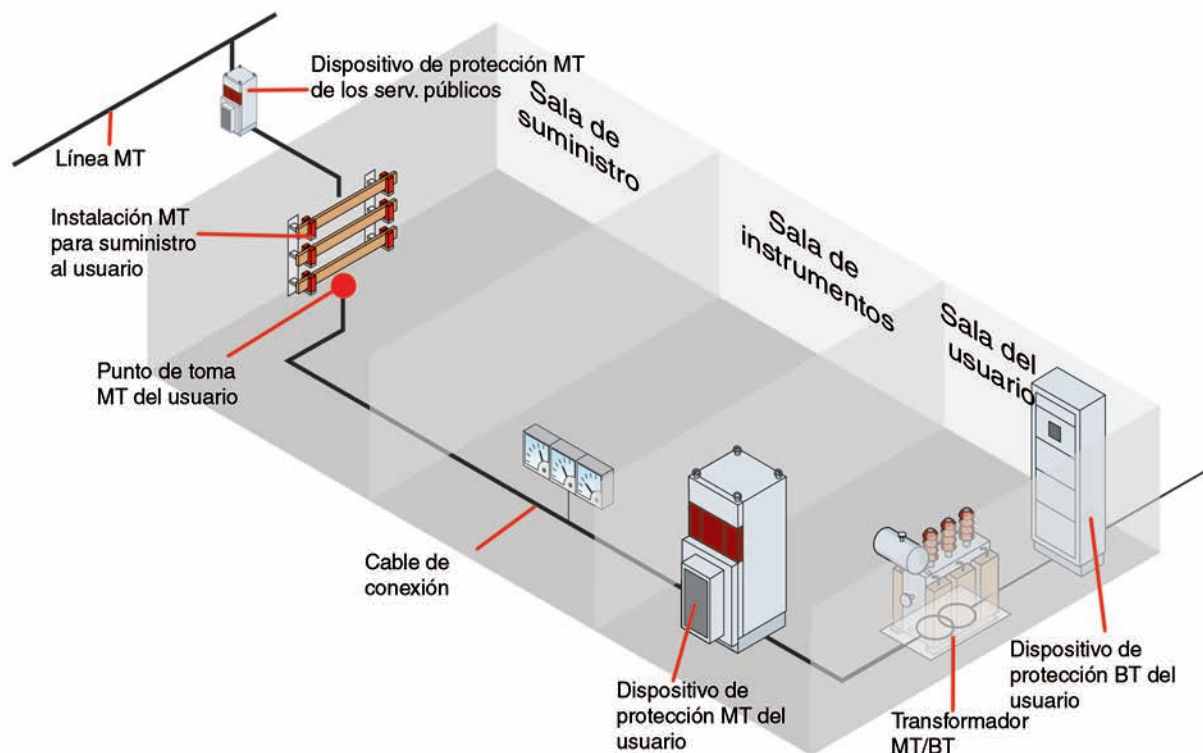
estas subestaciones se encuentran en las mismas dependencias de la fábrica a la que alimentan y, básicamente, se componen de tres salas diferenciadas:

- **sala de suministro:** el lugar en que se instala la celda de compañía de la compañía eléctrica. Esta sala debe tener unas dimensiones que permitan alojar la construcción del sistema de alimentación/salida que permita ampliar por parte de la compañía eléctrica, incluso con posterioridad, para satisfacer sus nuevos requisitos. El punto de toma se encuentra en la sala de suministro, que representa la frontera y la conexión entre la red pública y la planta del usuario.
- **sala de instrumentos:** el lugar en que se encuentran equipos de medida. Las dos salas deben disponer de un acceso por carretera pública para permitir la intervención por parte de personal autorizado, tanto si el usuario está presente como si no.
- **sala del usuario:** destinado para contener el transformador y los interruptores de MT y BT que son responsabilidad del usuario. Normalmente, esta sala debe estar adyacente a las otras dos salas.


La Figura 1 muestra la estructura típica de una subestación con la división en salas anteriormente descritas. Normalmente, se espera que el cliente utilice los transformadores MT/BT con:

- bobinado primario triángulo (Δ), excepto cuando se prevean aplicaciones especiales (máquinas de sol-

Figura 1: Diagrama conceptual de la subestación



dar, accionamientos, etc.). La conexión que pueda no ser del tipo triángulo y la elección debe acordarse con la compañía eléctrica

- bobinado secundario estrella con punto central conectado a tierra () , para reducir las alteraciones en la red y para hacer que la tensión de fase y neutro estén disponibles fácilmente.

La compañía eléctrica en su documentación oficial define los criterios y los métodos de conexión de clientes normales (considerados como los que no son otros productores de energía o usuarios especiales con cargas perturbadoras caracterizadas, por ejemplo, por armónicos o fluctuaciones).

Estas disposiciones se aplican específicamente a conexiones a la red de MT con una tensión nominal de 15 kV y 20 kV, mientras que para otros valores de MT pueden aplicarse por similitud.

Como ejemplo, a continuación facilitamos las disposiciones de una compañía eléctrica italiana en relación con la potencia del transformador que puede utilizarse.

Los valores de potencia permitidos son los siguientes:

- potencia máxima de 1600 kVA para redes de 15 kV
- potencia máxima de 2000 kVA para redes de 20 kV.

Las potencias indicadas se refieren a un transformador con $v_k\% = 6\%$. Si se prevé la conexión de varios transformadores, el límite de la potencia indicada debe aplicarse a todo el conjunto de transformadores en paralelo.

También se define el límite relativo a la potencia instalable y, para evitar desconexiones no deseadas de la protección contra sobreintensidades de la línea MT durante las operaciones de puesta en servicio de sus propias plantas, el cliente no puede instalar más de tres transformadores de un tamaño equivalente a los límites anteriormente indicados con barras de distribución BT independientes. En caso contrario, deberá proporcionar dispositivos adecuados en su planta para evitar que se pongan en funcionamiento simultáneamente los trans-

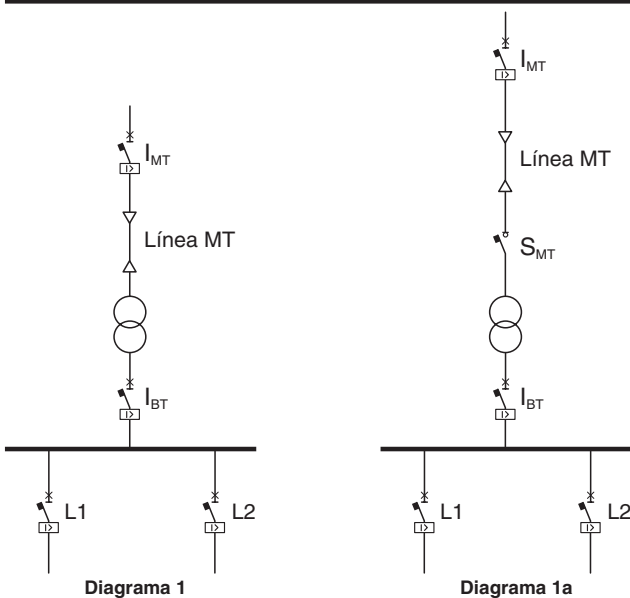
formadores que harían que se superaran estos límites. Además los usuarios no pueden instalar transformadores en paralelo (barras de tensión conectadas) para no exceder los límites ya mencionados, en el caso de un cortocircuito en la parte del suministro de BT, el interruptor automático principal de BT, sólo el interruptor automático de MT del usuario, instalado para proteger el transformador, y no la línea de protección de aparatos de la compañía eléctrica, disparará.

En estos casos cuando la planta del cliente no es compatible con los límites mencionados, será necesario considerar otras soluciones, por ejemplo suministrando alimentación mediante una línea dedicada y personalizando las configuraciones del dispositivo de protección de sobrecorrientes.

El transformador se conecta al punto de toma en la sala de suministro a través de un cable de conexión de cobre que, con independencia de la potencia suministrada, debe tener una sección mínima de 95 mm². Este cable es propiedad del usuario y debe ser lo más corto posible.

La tendencia actual relativa a la gestión de la conexión a tierra del sistema consiste en proporcionar el paso desde neutro aislado hasta neutro conectado a tierra a través de impedancia. Esta modificación, requerida para reducir las corrientes monofásicas de falta a tierra que aumentan continuamente debido al efecto del uso creciente de cables subterráneos o aéreos, también implica la actualización de las protecciones contra faltas a tierra por parte de las compañías eléctricas y los clientes. La intención es limitar los disparos no deseados en la medida de lo posible, con lo que mejora el servicio. Tras haber explicado cuáles son las principales normas eléctricas para una subestación MT/BT, ahora analizaremos cuáles son los métodos de gestión más habituales en relación con la disposición de los transformadores para una subestación alimentada por una única línea de media tensión.

Método 1



Subestación con un único transformador

Cuando en la planta se prevé la instalación de un dispositivo de protección contra sobreintensidades " I_{MT} " en el origen de la línea que alimenta la subestación, como se muestra en el diagrama 1, este dispositivo debe garantizar la protección de la línea MT y del transformador.

En el caso en que el dispositivo de protección también lleva a cabo funciones de conmutación y aislamiento, debe facilitarse un bloqueo que permita el acceso al transformador solamente cuando la línea de suministro de alimentación de la subestación se haya aislado.

En el diagrama 1a se muestra otro método de gestión, que prevé la instalación del dispositivo de conmutación y aislamiento " S_{MT} ", colocado inmediatamente en la parte de alimentación del transformador, y con independencia del dispositivo de protección que permanece instalado al principio de la línea.

Método 2

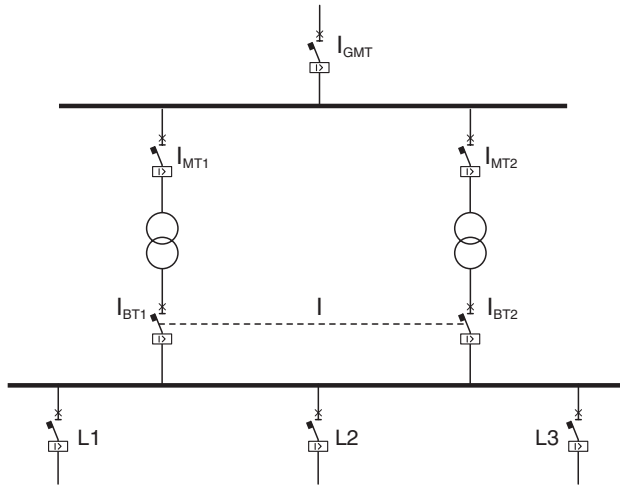


Diagrama 2

Subestación con dos transformadores, con uno actuando como reserva del otro

Cuando en la planta se prevé la instalación de un transformador que se considera de reserva, los interruptores automáticos en la parte de BT deben conectarse con un bloqueo "I", cuya función es evitar que los transformadores funcionen en paralelo.

Aparte del dispositivo de conmutación y aislamiento en la línea MT de entrada (I_{GMT}), también es aconsejable proporcionar un dispositivo de conmutación, aislamiento y protección en los conductores de MT individuales aguas arriba de los dos transformadores (I_{MT1} e I_{MT2}). De esta manera, con la apertura del dispositivo en la parte de la alimentación y de la carga de un transformador, es posible garantizar el aislamiento y el acceso a la máquina sin tener que parar toda la subestación.

Método 3

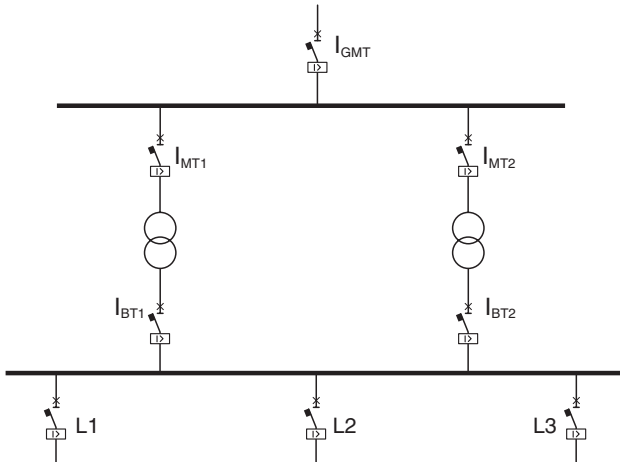


Diagrama 3

Subestación con dos transformadores que funcionan en paralelo en la misma barra de distribución

Cuando en la planta se prevé la instalación de dos transformadores que funcionan en paralelo con la potencia total requerida de la planta, es posible emplear dos transformadores con una potencia nominal menor. En comparación con el método de gestión descrito en los dos casos anteriores, podrían generarse intensidades de cortocircuito mayores para faltas en el sistema de baja tensión debidas a la reducción del valor $v_{k\%}$ posible en transformadores de menor potencia.

El funcionamiento de los transformadores en paralelo podría provocar problemas más graves en la gestión de la red. No obstante, en este caso la parada de un transformador también podría requerir cierta flexibilidad en la gestión de la carga, garantizando el suministro de alimentación de las cargas que se consideran prioritarias. Al coordinar las protecciones, debe tenerse en cuenta el hecho de que la sobrentensidad en la parte de BT se divide entre los dos transformadores.

Método 4

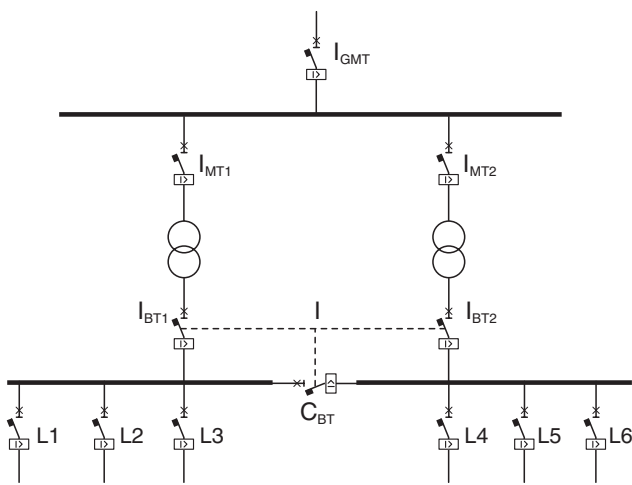


Diagrama 4

Subestación con dos transformadores que funcionan simultáneamente con dos semibarras de distribución independientes

Partiendo del método de gestión anterior, al proporcionar un enlace de barra " C_{BT} " y un bloqueo "I" que evite el cierre de dicho enlace de barras al cerrarse ambos interruptores automáticos de salida del transformador, se configura una subestación gestionada como se muestra en el diagrama 4, en que se prevén dos transformadores que alimentan individualmente a las barras de distribución de baja tensión, que son independientes. Con la misma potencia de los transformadores instalados, este método de gestión permite un valor inferior de la intensidad de cortocircuito en la barra de distribución. En otras palabras, cada transformador determina el nivel de cortocircuito para la barra de distribución de su competencia sin considerar la aportación de otros transformadores. Una vez más en este caso, cuando un transformador está fuera de servicio, con cualquier cierre del enlace de barra se pasa a un sistema con una única barra de distribución alimentada solamente por el transformador en buenas condiciones, y debe facilitarse una lógica de gestión de cargas con desconexión de las cargas no prioritarias.

Es posible realizar una gestión de la planta de acuerdo con el diagrama 4, por ejemplo utilizando la serie Emax de interruptores automáticos con un bloqueo mecánico entre tres interruptores automáticos.

1.2 Consideraciones generales acerca de los transformadores MT/BT

El transformador es la parte más importante de la subestación transformadora. Su selección afecta a la configuración de la subestación y se efectúa sobre la base de diversos factores.

Dado que no es un tema específico de este documento y que solamente queremos proporcionar unas indicaciones generales, podemos señalar que para potencias bajas (hasta 630 kVA - 800 kVA) puede instalarse un único transformador, mientras que para potencias superiores (hasta 1000 kVA - 1600 kVA), la potencia se divide entre varias unidades en paralelo.

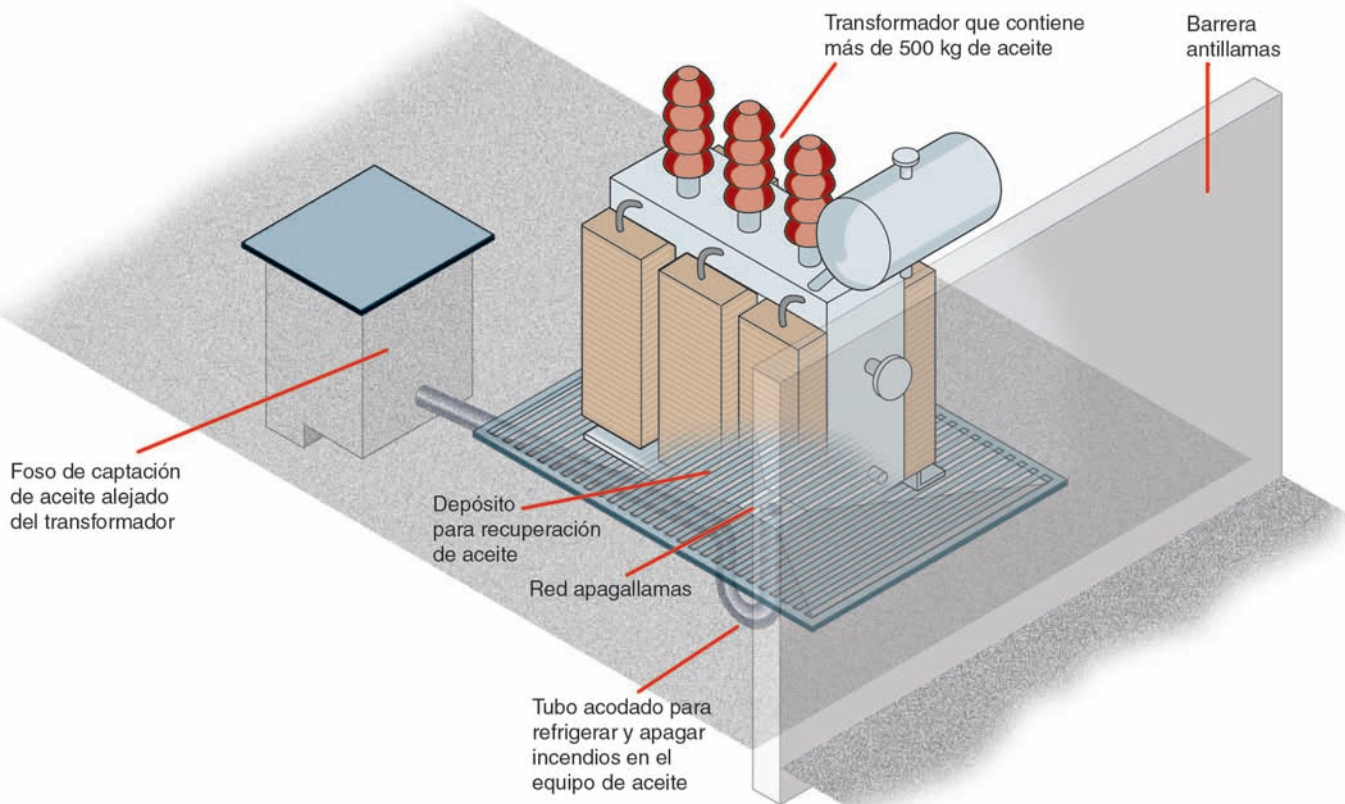
Otra característica a tener en cuenta al seleccionar el transformador es el tipo de sistema de refrigeración, que puede ser de aire o aceite. En la instalación de aire acondicionado para la estructura de la subestación, en el caso de transformadores refrigerados por aceite deben adoptarse medidas, por ejemplo las destinadas a evitar fugas de aceite, mediante un foso de cap-

tación de aceite como se muestra en la Figura 2. Además, la subestación debe tener una resistencia mínima al fuego de 60 minutos (REI 60) y ventilación solamente hacia el exterior. En función del tipo de refrigeración, los transformadores se identifican del modo siguiente:

- AN** refrigeración con circulación de aire natural;
- AF** refrigeración con circulación de aire forzada;
- ONAN** refrigeración con circulación de aire y aceite natural;
- ONAF** refrigeración con circulación de aire natural y de aceite forzada;
- OFAF** refrigeración con circulación de aire y aceite forzada.

La elección más frecuente son los tipos AN y ONAN, ya que no es aconsejable utilizar transformadores que incorporen ventiladores o distribuidores de aceite, porque pocas veces es posible tener personal en las subestaciones.

Figura 2: Transformadores ONAN que contienen más de 500 kg de aceite (> 800 kVA)



Otras características importantes a tener en cuenta son las referentes a los parámetros eléctricos además de los datos habituales como la potencia nominal, la tensión nominal del secundario sin carga, el cociente de transformación, la tensión de cortocircuito nominal en porcentaje $v_{k\%}$, adquieren gran importancia sobre todo cuando los transformadores están funcionando en paralelo:

- la tipología de conexión de los bobinados (la conexión a tierra en triángulo/estrella es la más utilizada en los transformadores de subestaciones)
- el sistema de conexión (*grupo IEC*), que convencionalmente se expresa como un número que, multiplicado por 30, da el ángulo de desfase de la tensión de fase en la parte de BT en comparación con la parte de MT.

La presencia de dos o más transformadores MT/BT y un posible enlace de barra cerrado en las barras de distribución BT permite gestionar la red eléctrica con los transformadores en paralelo.

En presencia de faltas, este método de gestión provoca un incremento del valor de la corriente de cortocircuito en la parte de BT, con un posible incremento del poder de corte de los interruptores automáticos de salida de la barra de distribución y unas condiciones de anclaje más estrictas para las barras de distribución, en comparación con el funcionamiento con un solo transformador. Ello se debe al menor valor de $v_{k\%}$ que caracteriza a los transformadores con menos potencia. Por

otro lado, cuando se gestiona adecuadamente, el método paralelo tiene la ventaja de permitir el suministro de alimentación, como mínimo a los usuarios considerados principales, a través del posible enlace de barra, incluso en caso de fallo de uno de los transformadores. El ejemplo siguiente muestra el incremento del valor de la corriente de cortocircuito en la barra de distribución en el caso de transformadores en paralelo:

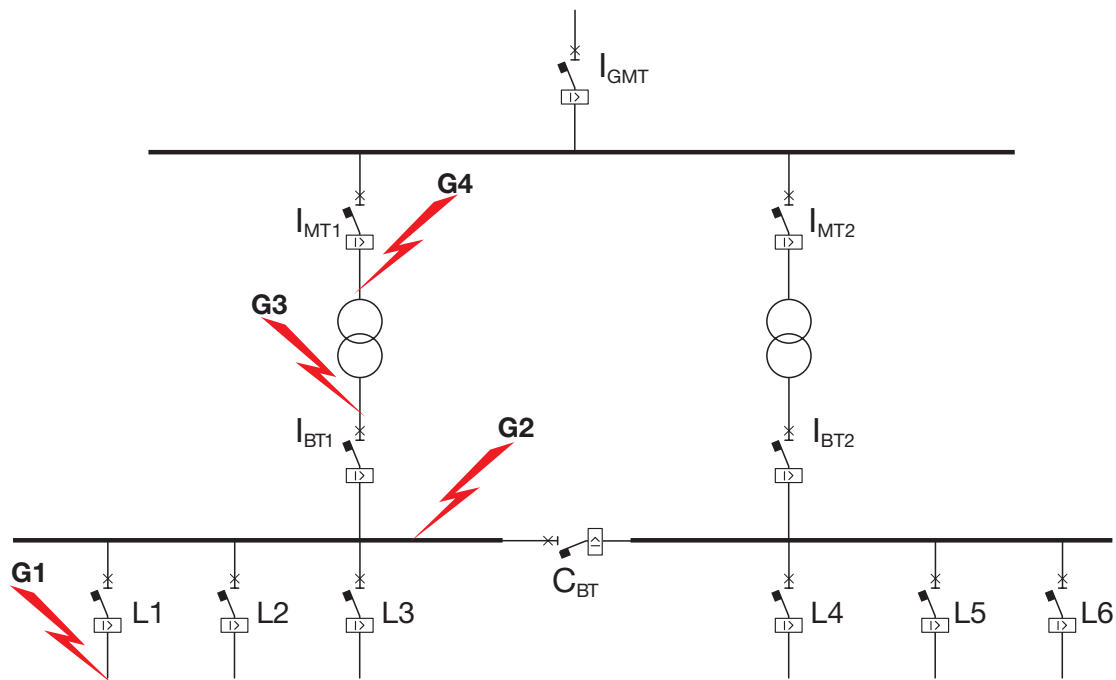
Red de alimentación, potencia de cortocircuito	$S_{knet} = 750 \text{ MVA}$
Tensión secundaria de la planta	$V_{2n} = 400 \text{ V}$
Potencia del transformador único	$S_{nTR} = 1600 \text{ kVA}$
Tensión nominal de cortocircuito del transformador único	$v_{k\%} = 6\%$
Potencia del transformador en paralelo	$S_{nTR} = 800 \text{ kVA}$
Tensión de cortocircuito del transformador en paralelo	$v_{k\%} = 4\%$

A partir de estos datos y de cálculos rápidos, se obtiene un valor de corriente de cortocircuito de 37 kA en la barra de distribución con el transformador único de 1600 kVA.

Con dos transformadores de 800 kVA en paralelo, la corriente de cortocircuito en la barra de distribución será de aproximadamente 55 kA.

En referencia a la red eléctrica descrita en la Figura 3, las consideraciones siguientes tienen el objetivo de ilustrar la filosofía de gestión de las protecciones:

Figura 3



G1 Falta en una de las salidas de BT

Con independencia de la presencia o la ausencia del enlace de barra:

con la selección apropiada de los dispositivos de protección y de conformidad con las disposiciones de selectividad de BT normales, es posible discriminar el fallo y garantizar la continuidad del servicio con la apertura de tan sólo el interruptor automático L1.

G2 Falta en la barra de distribución BT

Sin enlace de barra:

la falta se elimina a través de los dos interruptores automáticos generales de la parte de BT (I_{BT1} e I_{BT2}) de los transformadores, lo que provoca la caída completa de la planta. Los transformadores siguen alimentados sin carga. Para evitar la apertura de los interruptores automáticos I_{MT} , la obtención de la selectividad MT/BT vuelve a ser importante en este caso.

Con enlace de barra:

el enlace de barra C_{BT} debe abrirse, con la consiguiente separación de las barras de distribución y la eliminación completa de la falta a través de la apertura del interruptor automático I_{BT1} principal. La acción del enlace de barra permite mantener el suministro de alimentación a la semibarra de distribución no afectada por la falta. La actuación de los dispositivos BT (I_{BT1} - C_{BT} - I_{BT2}), que resultan afectados por la falta, puede coordinarse empleando dispositivos para los cuales se implementa la selectividad de la zona direccional, como por ejemplo los disparadores de protección PR123 para la serie Emax y PR333 para el interruptor automático Emax tipo X1.

G3 Falta en el bus BT aguas abajo del transformador

Sin enlace de barra:

La corriente de falta afecta a los dos transformadores y puede llegar a provocar la apertura de los dos dispositivos I_{MT} e I_{BT} de los transformadores. La consecuencia de ello sería la desconexión de toda la planta. En este caso, es importante estudiar e implementar una lógica de gestión dedicada (por ejemplo, selectividad direccional) que permita la apertura de I_{BT1} e I_{MT1} para aislar tan sólo el transformador afectado por la falta. Asimismo, debe preverse una lógica para la desconexión de cargas no prioritarias, dado que la planta sólo funciona con un transformador.

Con enlace de barra:

la lógica de gestión sigue siendo la misma y, posiblemente, también podría tener en cuenta la apertura del enlace de barra.

G4 Falta en el bus MT aguas arriba del transformador

Sin enlace de barra:

la lógica de gestión debe permitir la apertura inmediata del interruptor automático I_{MT1} afectado por la corriente de falta plena (I_{MT2} verá una corriente baja limitada por la impedancia de los dos transformadores) y, si la gestión de la planta prevé coordinación, ordenará la apertura del interruptor automático I_{BT1} con aislamiento de la falta y seguirá con la continuidad del servicio de toda la planta garantizada por el suministro de alimentación a través del otro transformador. Asimismo, debe preverse una lógica para la desconexión de cargas no prioritarias, dado que la planta sólo funciona con un transformador.

Con enlace de barra:

la lógica de gestión sigue siendo la misma, y el enlace de barra sólo tendría la función de separar las barras de distribución eliminando así el transformador excluido.

Tras un análisis de las modalidades de tratamiento de faltas, que en algunas circunstancias resulta ser bastante complejo debido a la doble alimentación de los transformadores en paralelo, a continuación se examinan los requisitos mínimos para tener dos transformadores funcionando en paralelo:

a) las conexiones internas deben pertenecer al mismo grupo (*grupo IEC*) y los transformadores deben tener la misma relación de transformación. Al cumplir estas disposiciones, los dos conjuntos de tensión coinciden y están en oposición de fase; por consiguiente, no hay diferencias vectoriales entre la tensión secundaria de cada malla aislada y no se generan corrientes de circulación. En el caso contrario, se generarían corrientes de circulación, que podrían dañar los transformadores incluso en funcionamiento sin carga;

b) las tensiones de cortocircuito ($v_{k\%}$) deben tener el mismo valor. Gracias a esta medida, la intensidad de carga total se subdivide entre los dos transformadores en proporción a sus potencias nominales respectivas. En caso negativo, los dos transformadores se cargarían de forma distinta y el transformador con la menor caída de tensión interna estaría más cargada.

1.3 Dispositivos de protección MT: indicación sobre los límites marcados por las compañías eléctricas

La línea procedente de la distribución MT que alimenta la subestación del usuario está provista de sus propias protecciones contra sobreintensidad y faltas a tierra; por lo tanto, la compañía eléctrica no facilitará dispositivos de protección para la planta del cliente.

Para evitar que las faltas internas de la planta de MT y BT afecten al servicio de la red de distribución, el cliente debe instalar protecciones adecuadas. La selección de los dispositivos de protección y su coordinación deben garantizar la seguridad del personal y los transformadores, además de la fiabilidad del servicio de la instalación.

A continuación se facilitan algunas indicaciones relativas a las características que deben tener las funciones de protección de la parte de MT/BT y el modo en que pueden interactuar.

Normalmente, la protección de la empresa eléctrica opera con características de desconexión por tiempo independientes, y los valores umbral de desconexión comunicados al cliente representan el límite máximo a cumplir para evitar desconexiones no deseadas.

A continuación se facilita un ejemplo del rango de ajuste del dispositivo de protección para los distintos umbrales de protección:

- Umbral de sobreintensidad (sobrecarga 51):
Umbral (30÷600) A, con intervalos de 15 A (valores principales)
Tiempo de retardo (0,05÷5) s, con intervalos de 0,05 s.
- Umbral de sobreintensidad (cortocircuito 50):
Umbral (30÷600) A, con intervalos de 15 A (valores principales)
Tiempo de retardo (0,05÷5) s, con intervalos de 0,05 s.
- Protección contra faltas a tierra:
Según las características de la instalación del usuario, la protección contra falta a tierra puede componerse de una protección direccional contra faltas a tierra combinada con una protección contra sobreintensidades 67N, o simplemente de una protección contra sobreintensidades de falta a tierra 51N.
Por ejemplo, en el caso de la protección contra sobreintensidades los rangos de ajuste son los siguientes:
umbral de sobreintensidad (0÷10) A, con intervalos de 0,5 A (demora de los valores principales (0,05÷1) s, con intervalos de 0,05 s).

1.4 Dispositivos de protección BT

Los dispositivos de protección BT se encuentran en la parte de la carga del transformador.

Las funciones de protección normalmente disponibles en un dispositivo BT son las funciones de protección contra sobrecargas, cortocircuitos y faltas a tierra.

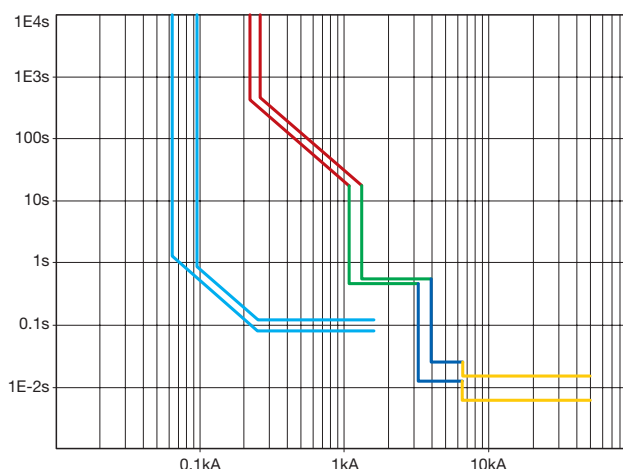
A continuación se facilita una breve descripción de estas funciones de protección implementadas en los relés electrónicos basados en microprocesador:

- *protección contra sobrecarga*
se identifica como la función “L”, y se trata de una protección con desconexión con tiempo de retardo largo inverso con intensidad y tiempo ajustables. En los relés de protección electrónicos de ABB también se indica como la función I1.
- *protección contra cortocircuito*
se identifica como la función “S”, contra cortocircuito retardado (en los relés de protección electrónicos de ABB también se indica como la función I2) e “I” contra cortocircuito instantáneo (en los relés de protección electrónicos de ABB también se indica como la función I3). La función “S” puede asociarse a desconexión con retardo de tiempo inverso o definido, con intensidad y tiempo ajustables. La función “I” es una protección con desconexión con tiempo definido y sólo intensidad ajustable.
- *protección contra falta a tierra*
se identifica como la función “G”, y puede asociarse a desconexión con retardo inverso o definido, con intensidad y tiempo ajustables. Esta protección puede efectuarse en el punto de estrella del transformador con toroide externo.

La curva amarilla representa el comportamiento del interruptor automático con valores de intensidad muy superiores a la protección definida I3.

El diagrama de la Figura 4 muestra un ejemplo de una curva de desconexión de tiempo/intensidad de un interruptor automático BT en que se han activado todas las funciones de protección anteriormente mencionadas.

Figura 4



El ejemplo siguiente tiene el objetivo de explicar cómo es posible operar con la información que caracteriza la curva de tiempo inverso con constante I^2t característica como las disponibles para las funciones L - S - G.

En referencia a la función de protección “L” implementada en el relé montado en los interruptores automáticos en caja moldeada de la serie Tmax, por ejemplo un T2...160 In100 (“In” indica el tamaño del relé de protección montado en el interruptor automático), las curvas de desconexión posibles son tipo A y tipo B. La curva de tipo A se caracteriza por su paso a través del punto identificado como:

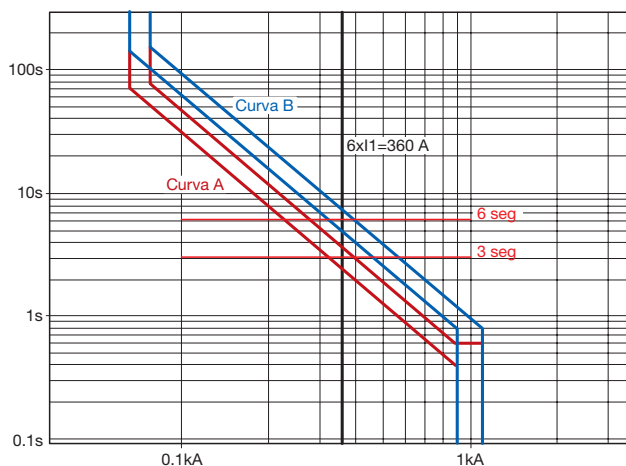
$$6 \times I1 \text{ con un tiempo } t1 = 3 \text{ s}$$

La curva de tipo B se caracteriza por su paso a través del punto identificado como:

$$6 \times I1 \text{ con un tiempo } t1 = 6 \text{ s}$$

Suponiendo para I1 un ajuste genérico $I1 = 0,6 \times In = 0,6 \times 100 = 60\text{A}$, lo anterior significa que, con arreglo a $6 \times I1 = 360\text{A}$, las dos curvas de ajuste se caracterizarán por un tiempo de desconexión de 3 ó 6 segundos (sin las tolerancias), como muestra el diagrama de tiempo/intensidad de la Figura 5.

Figura 5



Dado que se trata de curvas con constante I^2t , siempre deberá verificarse la condición siguiente:

para la curva A:

$$(6 \times I1)^2 \times 3 = \text{const} = I^2t$$

para la curva B:

$$(6 \times I1)^2 \times 6 = \text{const} = I^2t$$

Por ejemplo, con las condiciones anteriores, es posible determinar el tiempo de desconexión de la protección para una intensidad de sobrecarga equivalente a 180 A. Por lo tanto, a partir de las fórmulas anteriores, pueden obtenerse las condiciones siguientes:

$$(6 \times I1)^2 \times 3 = 180^2 \times t_A$$

$$(6 \times I1)^2 \times 6 = 180^2 \times t_B$$

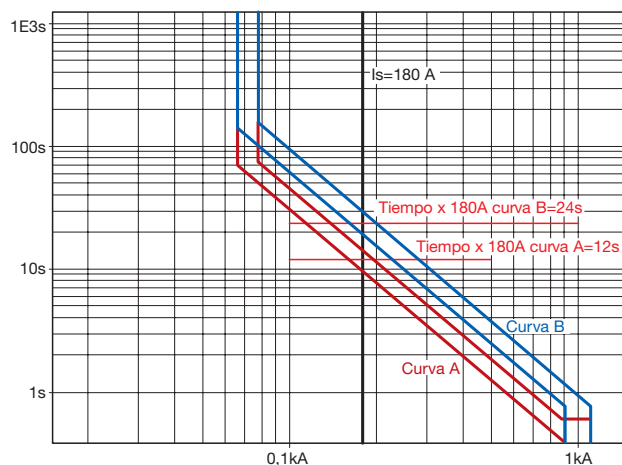
que, respectivamente, dan:

$$t_A = 12\text{s}$$

$$t_B = 24\text{s}$$

Obviamente, estos resultados obtenidos matemáticamente pueden verificarse inmediatamente mediante la evolución de las curvas de desconexión, como muestra el diagrama de tiempo/intensidad de la Figura 6.

Figura 6



Por ejemplo, si los requisitos de la instalación imponen la eliminación de la carga supuesta de 180 A en un tiempo inferior a 15 segundos, el análisis efectuado demostrará que la característica de desconexión a utilizar y ajustada en el relé de protección se define como la curva A (tiempo de desconexión $t1 = 3 \text{ s}$ para una intensidad equivalente a $6 \times I1$).

Aún en referencia a la condición

$$(6 \times I1)^2 \times t = \text{const}$$

para seleccionar la curva adecuada para eliminar la sobrecarga de 180 A en un tiempo inferior a 15 segundos, es posible actuar de forma inversa mediante la ecuación:

$$(6 \times 0,6 \times 100)^2 \times t = \text{const} = 180^2 \times 15$$

Esta relación permite el cálculo del máximo retardo de la característica de desconexión para cumplir los requisitos de la instalación.

Al explicitar el tiempo se obtiene el valor siguiente:

$$t = 3,75 \text{ s}$$

La curva adecuada será la que tenga un valor “ $t1$ ” inferior a “ t ”. Por lo tanto, la curva a utilizar será la curva A, como refleja el análisis anterior.

Las protecciones, sobre todo las de MT, suelen identificarse con códigos alfanuméricos como 50 – 51N – 67, que no tienen un equivalente en la nomenclatura típica de BT. A continuación, se facilita información que explica el significado de los códigos más comunes y que tiene el objetivo de crear una correspondencia, en la medida de lo posible, entre las indicaciones utilizadas para identificar las protecciones de MT y las utilizadas para las de BT.

Actualmente está en vigor la norma IEC 60617-7, que define la simbología y la función relevante de los disparos utilizados normalmente en instalaciones eléctricas. Para gran parte del personal que trabaja en el ámbito eléctrico, la práctica común consiste en utilizar la codificación de la norma ANSI/IEEE C37.2.

A continuación se facilita un ejemplo de la correspondencia entre la simbología IEC y ANSI/IEEE para algunas de las principales funciones de protección de MT.

50 Relé de sobreintensidad instantáneo

Un dispositivo que funciona sin retardo intencional cuando la intensidad excede un valor predefinido. Puede compararse con una protección "I" de un relé de BT.

51 Relé de sobreintensidad retardado

Un dispositivo que funciona cuando la intensidad de entrada excede un valor predeterminado, y en el cual la intensidad de entrada y el tiempo de actuación guardan una relación inversa. Puede compararse con una protección "S" de un relé de BT.

51N o 51G Relé de sobreintensidad de falta a tierra retardado

Dispositivos que funcionan con un tiempo de retardo definido cuando se produce una falta a tierra. En detalle:

- 51N: corriente residual medida en el retorno común del transformador de intensidad. Este dispositivo puede compararse con una protección "G" de un relé de BT.
- 51G: corriente residual medida directamente en un transformador de intensidad o sólo en un transformador de intensidad toroidal. Este dispositivo puede compararse con la protección que puede

implementarse, por ejemplo, mediante un toroide homopolar que funcione con un dispositivo diferencial con tiempos de desconexión ajustables (p. ej. un RCQ), o a través de la función "G" del relé de protección alimentado por un toroide externo.

50N o 50G Relé de sobreintensidad de falta a tierra instantáneo

Un dispositivo que funciona sin retardo intencional cuando se produce una falta a tierra. En detalle:

- 50N: corriente residual medida en el retorno común del transformador de intensidad. Puede compararse con una protección "G" con tiempo definido de un relé de BT.
- 50G: corriente residual medida directamente en un transformador de intensidad o sólo en un transformador de intensidad toroidal. Puede compararse con una protección que, por ejemplo, puede efectuarse a través de un toroide homopolar.

67 Relé de potencia direccional de corriente alterna o relé de sobreintensidad direccional

Un dispositivo que funciona con un valor deseado de potencia que circula en una dirección predeterminada, o para sobreintensidad con potencia que circula en una dirección predeterminada. Puede compararse con una protección "D" de un relé de BT.

49 Relé térmico de corriente alterna

Un dispositivo que funciona cuando la temperatura de la máquina o del aparato excede un valor predeterminado. Puede compararse con la protección contra sobrecarga "L" de un relé de BT, aunque no se proporciona una protección real contra sobrecarga para aplicaciones de MT.

Tabla 1

Código ANSI/IEEE	Definición de la función	Simbología correspondiente a la norma IEC 60617-7
51	Sobreintensidad retardada	
50	Sobreintensidad instantánea	
51N	Sobreintensidad de falta a tierra retardada	
50N	Sobreintensidad de falta a tierra instantánea	
67	Sobreintensidad de fase direccional	
67N	Sobreintensidad de falta a tierra direccional	

2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

2.1 Datos necesarios para el cálculo

A continuación se facilitan algunas indicaciones generales respecto a los parámetros típicos que caracterizan los componentes principales de una instalación. El conocimiento de los parámetros siguientes es fundamental para efectuar un análisis exhaustivo de la instalación.

Redes de distribución:

En una red MT, la tensión nominal suele ser el único parámetro conocido.

Para calcular la corriente de cortocircuito, es necesario conocer la potencia de cortocircuito de la red, que puede oscilar entre 250 MVA y 500 MVA en sistemas de hasta 30 kV.

Cuando aumenta el nivel de tensión, la potencia de cortocircuito puede oscilar entre 700 MVA y 1500 MVA. Los valores de tensión de la red de distribución MT y los valores de potencia de cortocircuito relevantes aceptados por la norma IEC 60076-5 se describen en la Tabla 1.

Tabla 1

Tensión de la red de distribución [kV]	Potencia aparente de cortocircuito Práctica europea actual [MVA]	Potencia aparente de cortocircuito Práctica norteamericana actual [MVA]
7.2-12-17.5-24	500	500
36	1000	1500
52-72.5	3000	5000

Generador síncrono

Los datos que normalmente se conocen de una máquina eléctrica son la tensión nominal V_n y la potencia aparente nominal S_n .

En generadores síncronos, al igual que en cualquier otra máquina eléctrica, para obtener un análisis completo también es necesario evaluar:

- el comportamiento en condiciones estables para un análisis de los problemas de estabilidad estática
- el comportamiento en condiciones transitorias cuando la carga varía repentinamente para un análisis de los problemas de estabilidad dinámica, en particular cuando se produce un cortocircuito trifásico.

Por lo tanto, es necesario conocer los valores de la reactancia de la máquina, en particular:

- respecto al primer tipo de problema, el parámetro determinante se representa mediante la reactancia síncrona;
- respecto al segundo tipo de problema, la reactancia transitoria con las constantes de tiempo relevantes y la reactancia subtransitoria;

En este documento, el análisis estático y dinámico de los fenómenos conectados al generador no se tratará en detalle, y sólo se estudiarán y determinarán los siguientes elementos:

- el valor de intensidad máxima en los instantes iniciales del cortocircuito, del cual dependen las tensiones en los bobinados, en las conexiones generador-transformador y en la base del alternador;
- la forma de onda de la corriente de cortocircuito, que resulta ser fundamental para la correcta coordinación de las protecciones en la red alimentada. La corriente de cortocircuito en la curva de tiempo-corriente presenta una evolución típica: antes de alcanzar su valor en condiciones estables, alcanza valores mayores que caen progresivamente.

Este comportamiento se debe al hecho de que la impedancia del generador, que prácticamente sólo se compone de la reactancia, no tiene un valor definido, sino que varía a cada instante porque el flujo magnético del que depende no alcanza inmediatamente la configuración de estabilidad. Un valor de inductancia distinto corresponde a cualquier configuración del flujo, sobre todo debido a caminos distintos de las líneas magnéticas. Además, no hay un único circuito ni una única inductancia, sino más inductancias (del bobinado del inducido, del bobinado del campo, de los circuitos de amortiguación) que están acopladas mutuamente. Para simplificar, hay que tener en cuenta los parámetros siguientes:

reactancia subtransitoria, eje directo	X''_d
reactancia transitoria, eje directo	X'_d
reactancia síncrona, eje directo	X_d

La evolución de estos parámetros durante el tiempo influye en la evolución de la corriente de cortocircuito del generador. Las reactancias suelen expresarse en valores p.u. (por unidad) y porcentuales, es decir, que están relacionados con los parámetros nominales de la máquina. Pueden determinarse a través de la relación siguiente:

$$x_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot X}{V_n} \cdot 100$$

Donde:

X es el valor real en ohmios de la reactancia considerada;
 I_n es la intensidad asignada de la máquina;
 V_n es la tensión asignada de la máquina.

Los valores siguientes pueden indicarse en orden de cantidad para las diversas reactancias:

- reactancia subtransitoria: los valores oscilan entre el 10% y el 20% en turboalternadores (máquinas isotrópicas con rotor liso), y entre el 15% y el 30% en máquinas con rotor de polos salientes (anisotrópicas);
- reactancia transitoria: puede variar entre el 15% y el 30% en turboalternadores (máquinas isotrópicas con rotor liso), y entre el 30% y el 40% en máquinas con rotor de polos salientes (anisotrópicas);
- reactancia síncrona: los valores oscilan entre el 120% y el 200% en turboalternadores (máquinas isotrópicas con rotor liso), y entre el 80% y el 150% en máquinas con rotor de polos salientes (anisotrópicas).

Transformador

Un transformador MT/BT con bobinado primario triángulo (Δ) y bobinado secundario con punto de estrella conectado a tierra (Y_{\perp}).

Los parámetros eléctricos que suelen conocerse y que caracterizan al transformador son:

- potencia asignada aparente S_n [kVA]
- tensión asignada del primario V_{1n} [V]
- tensión asignada del secundario V_{2n} [V]
- tensión cortocircuito en porcentaje $V_{k\%}$ (los valores típicos son 4% y 6%)

Con estos datos, es posible determinar las corrientes asignadas del primario y el secundario y las corrientes en condiciones de cortocircuito.

Los valores típicos de la tensión de cortocircuito $V_{k\%}$ en relación con la potencia nominal de los transformadores se detallan en la Tabla 2 (norma de referencia IEC 60076-5).

Tabla 2

Potencia nominal aparente S_n [kVA]	Tensión de cortocircuito $V_{k\%}$
- 630	4
$630 < S_n - 1250$	5
$1250 < S_n - 2500$	6
$2500 < S_n - 6300$	7
$6300 < S_n - 25000$	8

La capacitancia de funcionamiento en condiciones de sobrecarga depende de las características de construcción de cada transformador único. En general, puede considerarse que la capacitancia de funcionamiento de los transformadores en baño de aceite en condiciones de sobrecarga es la mostrada en la norma ANSI C57.92, y que se ajusta a los valores detallados en la Tabla 3.

Tabla 3

Múltiplo de la corriente asignada del transformador	Tiempo [s]
25	2
11.3	10
6.3	30
4.75	60
3	300
2	1800

Motor asíncrono

Los datos que normalmente se conocen para un motor asíncrono son la potencia activa asignada en kW, la tensión asignada V_n y la corriente asignada I_n . Entre los valores asignados, también están disponibles el valor de rendimiento y el factor de potencia.

En caso de cortocircuito, el motor asíncrono funciona como un generador al que se asigna una reactancia subtransitoria entre el 20% y el 25%. Ello significa que se supone una intensidad equivalente a 4-5 veces la corriente asignada como elemento que contribuye al cortocircuito.

2.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

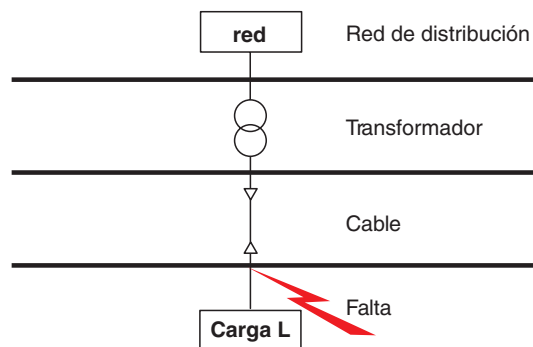
En referencia a la red eléctrica esquematizada en la Figura 1, se supone un cortocircuito en las conexiones de la carga. La red puede estudiarse y representarse con los parámetros “resistencias” y “reactancias” de cada componente eléctrico.

Todos los valores de resistencia y reactancia deben estar relacionados con el mismo valor de tensión que se supone que es el valor de referencia para el cálculo de la corriente de cortocircuito.

El paso de los valores de impedancia Z_1 , relacionados con una tensión mayor (V_1), a los valores Z_2 , relacionados con una tensión menor (V_2), se produce a través del cociente de transformación:

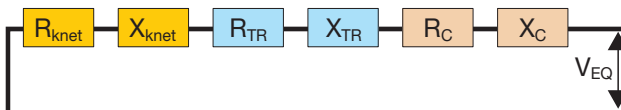
$$K = \frac{V_1}{V_2} \text{ de conformidad con la relación siguiente: } Z_2 = \frac{Z_1}{K^2}$$

Figura 1



La estructura de la red eléctrica que se tiene en cuenta puede representarse a través de elementos en serie; así, se obtiene un circuito equivalente al que se muestra en la Figura 2, que permite calcular la impedancia equivalente apreciada desde el punto de falta.

Figura 2



En el punto de cortocircuito, se sitúa una fuente de tensión equivalente (V_{EQ}), con valor

$$V_{EQ} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3}}$$

El factor “c” depende de la tensión del sistema y tiene en cuenta la influencia de las cargas y de la variación en la tensión de la red.

Sobre la base de estas consideraciones, es posible determinar los valores de resistencia y reactancia que caracterizan los elementos que componen la instalación.

Red de alimentación (red)

En la mayoría de los casos, la instalación resulta estar alimentada por una red de distribución de media tensión, cuyo valor de tensión de alimentación V_{net} y corriente de cortocircuito inicial I_{knet} pueden determinarse fácilmente. Sobre la base de estos datos y de un factor de corrección para el cambio de tensión provocado por el cortocircuito, es posible calcular la impedancia directa de cortocircuito de la red mediante la fórmula siguiente:

$$Z_{knet} = \frac{c \cdot V_{net}}{\sqrt{3} \cdot I_{knet}}$$

Para el cálculo de los parámetros resistencia de red y reactancia de red, pueden emplearse las relaciones siguientes:

$$\begin{aligned} X_{knet} &= 0.995 \cdot Z_{knet} \\ R_{knet} &= 0.1 \cdot X_{knet} \end{aligned}$$

Si se conociera la potencia aparente de cortocircuito A_{knet} de la red de distribución, también sería posible determinar la impedancia que representa a la red mediante la relación siguiente:

$$Z_{knet} = \frac{V_{net}^2}{S_{knet}}$$

Transformador

La impedancia del transformador puede calcularse con los parámetros asignados del mismo transformador (tensión asignada V_{2n} ; potencia aparente S_{nTR} ; caída de tensión porcentual $v_{k\%}$), mediante la fórmula siguiente:

$$Z_{TR} = \frac{V_{2n}^2 \cdot v_{k\%}}{100 \cdot S_{nTR}}$$

El componente resistivo puede calcularse con el valor de las pérdidas totales P_{PTR} relacionado con la corriente asignada de conformidad con la relación siguiente:

$$R_{TR} = \frac{P_{PTR}}{3 \cdot I_{2n}^2}$$

El componente reactivo puede determinarse mediante la relación clásica

$$X_{TR} = \sqrt{(Z_{TR}^2 - R_{TR}^2)}$$

Cables y líneas aéreas

El valor de impedancia de estos elementos de conexión depende de distintos factores (técnicas de construcción, temperatura, etc.) que influyen en la resistencia y la reactancia de la línea. El fabricante del cable facilita estos dos parámetros expresados por unidad de longitud.

Generalmente, la impedancia se expresa con la fórmula siguiente:

$$Z_c = L \cdot (r_c + x_c)$$

Los valores de resistencia suelen facilitarse para una temperatura de referencia de 20°C; para distintas temperaturas de funcionamiento θ , con la fórmula siguiente es posible calcular el valor de resistencia relevante:

$$r_\theta = [1 + (\alpha - 20)] \cdot r_{20}$$

donde:

α es el coeficiente de temperatura que depende del tipo de material (para cobre es $3,95 \times 10^{-3}$).

Cálculo de la corriente de cortocircuito

La determinación de los valores de reactancia y resistencia a cortocircuito de los elementos principales de un circuito permite calcular las corrientes de cortocircuito de la instalación.

En referencia a la Figura 2 y aplicando la modalidad de reducción para elementos en serie, pueden determinarse los valores siguientes:

- la resistencia total de cortocircuito $R_{Tk} = \Sigma R$
- la reactancia total de cortocircuito $X_{Tk} = \Sigma X$

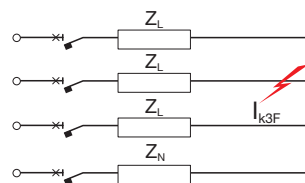
Una vez se conocen estos dos parámetros, es posible determinar el valor de impedancia total de cortocircuito Z_{Tk}

$$Z_{Tk} = \sqrt{(R_{Tk}^2 + X_{Tk}^2)}$$

Una vez se ha determinado la impedancia equivalente apreciada desde el punto de falta, es posible proseguir con el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica:

Valor de la corriente de cortocircuito simétrica trifásica

$$I_{k3F} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{Tk}}$$

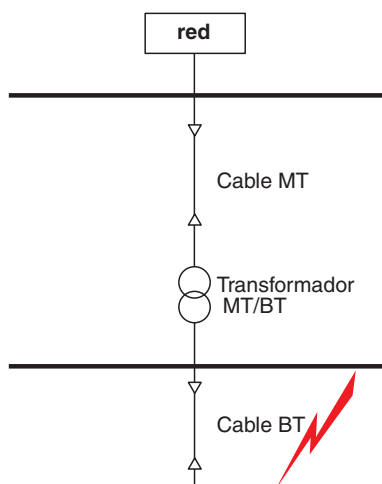


Esto está considerado como una falta que genera las máximas corrientes (excepto para condiciones particulares). Cuando no hay máquinas rotativas, o cuando su acción se ha reducido, este valor también representa la corriente de cortocircuito en condiciones estables, y se toma como referencia para determinar la capacidad de corte del dispositivo de protección.

A continuación se facilita un ejemplo de cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica empleando la relación anteriormente descrita.

Ejemplo:

En referencia a la red esquematizada, los parámetros eléctricos de los distintos componentes son:



Corriente y potencia de cortocircuito de la red de alimentación

$$S_{kred} = 500 \text{ MVA} \quad I_{kred} = 14,4 \text{ kA}$$

$$\text{Tensión asignada de la red de alimentación} \quad V_{net} = 20 \text{ kV}$$

Cable MT:

$$\text{Resistencia } R_{CMT} = 360 \text{ m}\Omega$$

$$\text{Reactancia } X_{CMT} = 335 \text{ m}\Omega$$

Potencia asignada del transformador $S_{nTR} = 400 \text{ kVA}$

$$\text{Tensión asignada del secundario del transformador } V_{2n} = 400 \text{ V}$$

$$\text{Prueba de cortocircuito del transformador: } v_{k\%} = 4\%; \quad p_{k\%} = 3\%$$

Cable BT con longitud $L = 5 \text{ m}$:

$$\text{Resistencia } R_{CBT} = 0,388 \text{ m}\Omega$$

$$\text{Reactancia } X_{CBT} = 0,395 \text{ m}\Omega$$

En referencia a la relación anterior, el cálculo de la impedancia total de los distintos elementos se efectúa para determinar la corriente de cortocircuito trifásica en el punto en concreto.

Puesto que la falta se encuentra en la parte de BT, todos los parámetros determinados para la sección MT de la red se relacionarán con la tensión asignada del secundario aplicando el coeficiente

$$K = \frac{20000}{400} = 50$$

Red de alimentación

$$Z_{kred} = \frac{c \cdot V_{red}}{\sqrt{3} \cdot I_{kred}} = \frac{1,1 \cdot 20000}{\sqrt{3} \cdot 14,4 \cdot 10^3} = 0,88 \Omega$$

$$Z_{kred 400V} = \frac{Z_{kred}}{K^2} = \frac{0,88}{50^2} = 0,00035 \Omega$$

$$X_{kred 400V} = 0,995 \cdot Z_{kred 400V} = 0,000348 \Omega$$

$$R_{kred 400V} = 0,1 \cdot X_{kred 400V} = 0,0000348 \Omega$$

Cable MT

$$R_{CMT 400V} = \frac{R_{CMT}}{K^2} = \frac{360 \cdot 10^{-3}}{50^2} = 0,000144 \Omega$$

$$X_{CMT 400V} = \frac{X_{CMT}}{K^2} = \frac{335 \cdot 10^{-3}}{50^2} = 0,000134 \Omega$$

Transformador

$$Z_{TR} = \frac{V_{2n}^2 \cdot v_k \%}{100 \cdot S_{nTR}} = \frac{400^2 \cdot 4}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 0,016 \Omega$$

$$P_{PTR} = \frac{p_{k\%} \cdot S_{nTR}}{100} = \frac{3}{100} \cdot 400 \cdot 10^3 = 12 \text{ kW}$$

$$I_{2n} = \frac{S_{nTR}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 577 \text{ A}$$

$$R_{TR} = \frac{P_{PTR}}{3 \cdot I_{2n}^2} = \frac{12000}{3 \cdot 577^2} = 0,012 \Omega$$

$$X_{TR} = \sqrt{(Z_{TR}^2 - R_{TR}^2)} = \sqrt{(0,016^2 - 0,012^2)} = 0,0106 \Omega$$

Cable BT

$$R_{CBT} = 0,388 \text{ m}\Omega$$

$$X_{CBT} = 0,395 \text{ m}\Omega$$

El valor de resistencia de cortocircuito total viene dado por: $R_{TK} = \Sigma R$

$$R_{TK} = R_{kred 400V} + R_{CMT 400V} + R_{TR} + R_{CBT}$$

$$R_{TK} = 0,0000348 + 0,000144 + 0,012 + 0,000388 = 0,01256 \Omega$$

El valor de reactancia de cortocircuito total viene dado por: $X_{TK} = \Sigma X$

$$X_{TK} = X_{kred 400V} + X_{CMT 400V} + X_{TR} + X_{CBT}$$

$$X_{TK} = 0,000348 + 0,000134 + 0,0106 + 0,000395 = 0,01147 \Omega$$

Valor de la corriente de cortocircuito simétrica trifásica

Al calcular el valor de la impedancia de cortocircuito total

$$Z_{TK} = \sqrt{(R_{TK}^2 + X_{TK}^2)} = \sqrt{(0,01256^2 + 0,01147^2)} = 0,017 \Omega$$

y suponiendo el factor $c^{(1)} = 1,1$ el valor de la corriente de cortocircuito es:

$$I_{k3F} = \frac{c \cdot V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{TK}} = \frac{1,1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,017} = 14943 \text{ A} = 14,95 \text{ kA}$$

Para obtener información más detallada y consideraciones acerca del cálculo de la corriente de cortocircuito, véase el "Anexo B" de este documento.

(1) El factor de tensión "c" es necesario para simular el efecto de algunos fenómenos que no se tienen en cuenta explícitamente en el cálculo, como por ejemplo:

- los cambios de tensión con el tiempo
- los cambios en las derivaciones del transformador
- los fenómenos subtransitorios de las máquinas rotativas (generadores y motores).

2.3 Cálculo de la aportación del motor

En caso de cortocircuito, el motor empieza a funcionar como un generador y alimenta la falta durante un tiempo limitado, correspondiente al tiempo necesario para eliminar la energía que se almacena en el circuito magnético del motor. Mediante una representación eléctrica del motor con su reactancia subtransitoria "X", puede calcularse el valor numérico de la aportación del motor. Este dato suele ser difícil de determinar; por lo tanto, la regla general consiste en considerar la aportación del motor como un múltiplo de su corriente asignada. Los valores típicos del factor de multiplicación varían entre 4 a 6 veces.

Para un motor BT, en referencia a la duración del período de tiempo, el efecto de la aportación a la corriente de cortocircuito ya es insignificante después de los primeros períodos posteriores al inicio del cortocircuito. La norma IEC 60909 o CEI 11-28 describe los criterios mínimos para tener en cuenta el fenómeno; deberá ser:

$$\left(\sum I_{nM} > \frac{I_k}{100}\right)$$

donde:

$\sum I_{nM}$ representa la suma de las corrientes asignadas de los motores conectados directamente a la red en que se ha producido el cortocircuito. I_k es la corriente de cortocircuito trifásica determinada sin aportación del motor.

2.4 Cálculo de la corriente de pico

Puede considerarse que la corriente de cortocircuito " I_k " consta de dos componentes:

- un componente simétrico " i_s " con forma de onda sinusoidal y exactamente simétrico respecto al eje de abscisas de tiempos. Este componente se expresa con la relación siguiente:

$$i_s = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - \varphi_k)$$

- el componente unidireccional " i_u " con curva exponencial debido a la presencia de un componente inductivo. Este componente se caracteriza por una constante de tiempo $\tau=L/R$ ("R" indica la resistencia y "L" la inductancia del circuito aguas arriba del punto de falta) y se extingue tras 3 a 6 veces τ .

$$i_u = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \text{sen}\varphi_k \cdot e^{-\frac{R}{L} \cdot t}$$

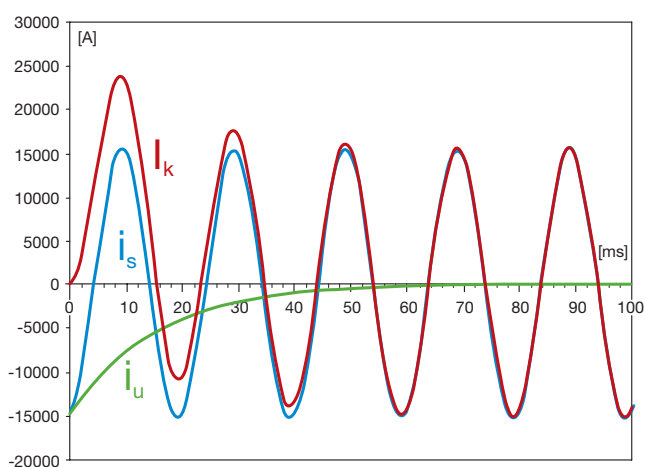
El componente unidireccional durante el período transitorio hace que la corriente de cortocircuito asimétrica se caracterice por un valor máximo llamado valor de

pico, que resulta ser superior al valor atribuible a una cantidad puramente sinusoidal. En general, es posible afirmar que, si se tiene en cuenta el valor eficaz del componente simétrico de la corriente de cortocircuito I_k , el valor del primer pico de corriente puede variar entre

$$\cdot \sqrt{2} \cdot I_k \text{ a } 2 \cdot \sqrt{2} \cdot I_k.$$

Después de finalizar el período transitorio, la corriente de cortocircuito es prácticamente simétrica. Las curvas de corriente se muestran en la Figura 3.

Figura 3



Como se sabe, las prestaciones de un interruptor automático en condiciones de cortocircuito, en referencia a la tensión de funcionamiento del dispositivo, se definen sobre todo mediante los parámetros siguientes:

- I_{cu} = poder de corte
- I_{cm} = poder de cierre

El poder de corte I_{cu} se define en referencia al valor eficaz del componente simétrico de la corriente de cortocircuito. Puede decirse que el valor eficaz de una corriente sinusoidal representa ese valor de corriente directa que, en un tiempo equivalente, produce los mismos efectos térmicos. Las cantidades sinusoidales suelen expresarse a través de su valor eficaz. Como valor eficaz puede tenerse en cuenta el valor de corriente de cortocircuito que normalmente puede calcularse mediante la relación clásica:

$$I_k = \frac{V}{\sqrt{(R^2 + X^2)}}$$

El poder de cierre I_{cm} se define en referencia al valor pico máximo de la posible corriente de cortocircuito.

Dado que cada elemento con una impedancia modifica la corriente de cortocircuito en la parte de la carga, y dado que el interruptor automático es un elemento con una impedancia propia, la corriente de cortocircuito se define como la intensidad que circula cuando el dispositivo de protección es sustituido por un elemento con impedancia nula.

La norma de producto IEC 60947-2 proporciona una tabla que permite pasar del valor eficaz de la corriente de cortocircuito a su valor máximo relevante, a través de un coeficiente multiplicativo que también está vinculado al factor de potencia de la instalación. Esta tabla constituye la referencia necesaria para determinar los valores I_{cu} e I_{cm} de los diversos interruptores automáticos.

Al pasar de las características de los interruptores automáticos a las de la instalación, el cálculo del valor eficaz de la componente simétrica de la corriente es inmediato, mientras que la determinación del valor de pico relevante quizá no lo sea tanto. Los parámetros necesarios, como el factor de potencia de cortocircuito o el cociente entre la resistencia y la inductancia del circuito en la parte de la carga del punto de falta, no siempre están disponibles.

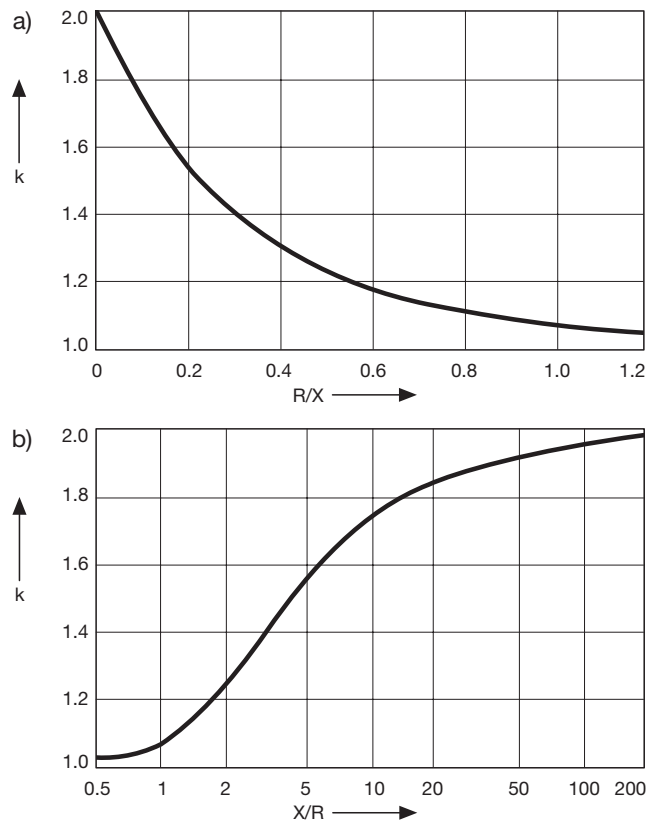
La norma IEC 60909 proporciona cierta información de utilidad para el cálculo de la corriente de pico y, en particular, refleja la relación siguiente:

$$i_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_k$$

donde el valor de “k” puede evaluarse con la siguiente fórmula:

$$k = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-\frac{3 \cdot R}{X}}$$

o a través de los diagramas siguientes que muestran el valor de “k” como una función del parámetro “R/X” o “X/R”.



Ejemplo:

Suponiendo un valor eficaz de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito trifásica $I_k=33$ kA y un valor de pico en condiciones de cortocircuito ($\cos\phi_k=0,15$), es posible determinar cómo hay que actuar para hallar el valor de pico:

a partir del valor de $\cos\phi_k$ es posible explicitar el cociente X/R mediante el cálculo de la tangente.

Después de calcular el cociente $X/R = 6,6$, mediante la gráfica o la fórmula, es posible hallar el valor de $k = 1,64$, que da un valor de pico $I_p=76,6$ kA en correspondencia con la corriente de cortocircuito trifásica $I_k=33$ kA.

Teniendo en cuenta la necesidad de elegir un dispositivo de protección para una instalación con una tensión nominal de 400 V, en referencia solamente a la corriente de cortocircuito trifásica, podría utilizarse un interruptor automático con capacidad de corte $I_{cu}=36$ kA, al que correspondería un poder de cierre $I_{cm}=75,6$ kA, en cumplimiento de la norma IEC 60947-2. Este poder de cierre resulta ser inferior que el valor máximo que puede obtenerse en la instalación en cuestión; por lo tanto, la elección es incorrecta y obliga al uso de una versión de interruptor automático con mayor poder de corte (por ejemplo 50 kA) y, por consiguiente, un valor I_{cm} mayor y adecuado para el valor máximo de la instalación.

A partir del ejemplo anterior puede verse cómo, al principio, se habría elegido incorrectamente un interruptor automático, versión “N” (con poder de corte de 36 kA). Por otra parte, las consideraciones relativas al valor de pico que requerirá utilizar un interruptor de la versión “S” o “H”.

3 Elección de los dispositivos de protección y control

3.1 Generalidades sobre los principales parámetros eléctricos de los dispositivos de protección y control

En general, cuando es necesario analizar y seleccionar un dispositivo de protección y control como un interruptor automático, deben evaluarse algunos parámetros eléctricos que caracterizan al dispositivo, por ejemplo la intensidad nominal y el poder de corte. A continuación se facilita una breve descripción de estos parámetros, relacionados con los valores eléctricos de la instalación.

Tensión asignada de servicio U_e : se trata del valor de tensión que determina el límite de aplicación de un equipo y al que se refieren todos los demás parámetros típicos del equipo. Generalmente se expresa como la tensión entre fases.

Corriente asignada ininterrumpida I_u : se trata del valor de corriente que puede soportar el dispositivo durante un tiempo indefinido (semanas, meses o incluso años) Este parámetro se utiliza para definir el tamaño del interruptor automático.

Intensidad nominal I_n : se trata del valor de intensidad que caracteriza al disparo de protección instalado en el interruptor automático y, basándose en los ajustes disponibles para el disparo, determina la característica de protección del interruptor automático mismo. Esta intensidad suele estar relacionada con la intensidad nominal de la carga protegida por el interruptor automático.

Poder asignado de corte último en cortocircuito I_{cu} : se trata del valor eficaz de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito que puede cortar el interruptor automático. Este valor se determina a través de un ciclo de prueba claramente definido (O-t-CO) y las modalidades de prueba especificadas descritas en la norma de producto IEC 60947-2. Los interruptores automáticos se clasifican de conformidad con sus niveles de rendimiento identificados con letras ("N", "S", "H", "L", etc.) referidos a su poder de corte.

Poder asignado de corte de servicio en cortocircuito I_{cs} : se trata del valor eficaz de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito que puede cortar el interruptor automático. Este valor se determina a través de un ciclo de prueba claramente definido (O-t-CO-t-CO) y las modalidades de prueba especificadas descritas en la norma de producto IEC 60947-2.

Se expresa como un porcentaje del 25% - 50% - 75% - 100% del poder asignado de corte último en cortocircuito, por ejemplo podría ser $I_{cs} = 75\% I_{cu}$.

El valor del poder de corte debe ponerse en relación con el valor de la corriente de cortocircuito en el punto de instalación del interruptor automático mismo, y debe verificarse la relación $I_{cu} > I_k$ o $I_{cs} > I_k$.

Poder asignado de cierre en cortocircuito I_{cm} : se trata de la corriente de cortocircuito de pico que debe poder cortar el interruptor automático. En corriente alterna, el poder de corte asignado de un interruptor automático en condiciones de cortocircuito no debe ser inferior a su poder asignado de corte último en cortocircuito multiplicada por el factor "n", con lo que $I_{cm} = n \times I_{cu}$.

Este valor de I_{cm} debe ponerse en relación con el valor de pico de la intensidad medida en el punto de instalación del interruptor automático, y debe verificarse la relación $I_{cm} > i_p$.

La Tabla 1 muestra los valores del coeficiente "n" como se especifica en la normativa de producto IEC 60947-2.

Tabla 1

Capacidad de corte I_{cu}	Factor de potencia	n
$4,5 < I_{cu} < 6$	0.7	1.5
$6 < I_{cu} < 10$	0.5	1.7
$10 < I_{cu} < 20$	0.3	2
$20 < I_{cu} < 50$	0.25	2.1
$50 < I_{cu}$	0,2	2.2

Intensidad asignada de corta duración admisible I_{cw} : se trata del valor eficaz del componente de corriente alterna que puede soportar el interruptor automático sin daños durante un tiempo determinado, y los valores preferidos son 1 s y 3 s.

Interruptores automáticos de caja moldeada

familia	Tmax									
interruptor automático	T1			T2				T3		
tensión asignada de servicio (Ue)	690			690				690		
corriente asignada ininterrumpida (Iu)	160			160				250		
poder asignado de corte último en cortocircuito (Icu)	B	C	N	N	S	H	L	N	S	
(CA) 50-60 Hz 220/230V	25	40	50	65	85	100	120	50	85	
(CA) 50-60 Hz 380/415V	16	25	36	36	50	70	85	36	50	
(CA) 50-60 Hz 440V	10	15	22	30	45	55	75	25	40	
(CA) 50-60 Hz 500V	8	10	15	25	30	36	50	20	30	
(CA) 50-60 Hz 690V	3	4	6	6	7	8	10	5	8	
poder asignado de corte de servicio en cortocircuito (Ics)										
(CA) 50-60 Hz 220/230V	100%	75%	75%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	
(CA) 50-60 Hz 380/415V	100%	100%	75%	100%	100%	100%	75% ⁽¹⁾	75%	50% ⁽²⁾	
(CA) 50-60 Hz 440V	100%	75%	50%	100%	100%	100%	75%	75%	50%	
(CA) 50-60 Hz 500V	100%	75%	50%	100%	100%	100%	75%	75%	50%	
(CA) 50-60 Hz 690V	100%	75%	50%	100%	100%	100%	75%	75%	50%	
poder asignado de cierre en cortocircuito (Icm)										
(CA) 50-60 Hz 220/230V	52,5	84	105	143	187	220	264	105	187	
(CA) 50-60 Hz 380/415V	32	52,5	75,6	75,6	105	154	187	75,6	105	
(CA) 50-60 Hz 440V	17	30	46,2	63	94,5	121	165	52,5	84	
(CA) 50-60 Hz 500V	13,6	17	30	52,5	63	75,6	105	40	63	
(CA) 50-60 Hz 690V	4,3	5,9	9,2	9,2	11,9	13,6	17	7,7	13,6	

(1) 70 kA (2) 27 kA (3) 75% para T5 630 (4) 50% para T5 630 (5) sólo para T7 800/1000/1250 A

Interruptores automáticos de bastidor abierto

familia	Emax									
interruptor automático	X1			E1		E2				
tensión asignada de servicio (Ue)	690			690		690				
nivel de prestación	B	N	L	B	N	B	N	S	L	
corriente asignada ininterrumpida (Iu)	630	630	630	800	800	1600	1000	800	1250	
	800	800	800	1000	1000	2000	1250	1000	1600	
	1000	1000	1000	1250	1250		1600	1250		
	1250	1250	1250	1600	1600		2000	1600		
	1600	1600						2000		
poder asignado de corte íntimo en cortocircuito (Icu)										
(CA) 50-60 Hz 220/230/380/415 V	42	65	150	42	50	42	65	85	130	
(CA) 50-60 Hz 440V	42	65	130	42	50	42	65	85	110	
(CA) 50-60 Hz 500/525V	42	55	100	42	50	42	55	65	85	
(CA) 50-60 Hz 660/690V	42	55	60	42	50	42	55	65	85	
poder asignado de corte de servicio en cortocircuito (Ics)										
(CA) 50-60 Hz 220/230/380/415 V	42	50	150	42	50	42	65	85	130	
(CA) 50-60 Hz 440V	42	50	130	42	50	42	65	85	110	
(CA) 50-60 Hz 500/525V	42	42	100	42	50	42	55	65	65	
(CA) 50-60 Hz 660/690V	42	42	45	42	50	42	55	65	65	
poder asignado de cierre en cortocircuito (Icm)										
(CA) 50-60 Hz 220/230/380/415 V	88,2	143	330	88,2	105	88,2	143	187	286	
(CA) 50-60 Hz 440V	88,2	143	286	88,2	105	88,2	143	187	242	
(CA) 50-60 Hz 500/525V	88,2	121	220	75,6	75,6	84	121	143	187	
(CA) 50-60 Hz 660/690V	88,2	121	132	75,6	75,6	84	121	143	187	
intensidad asignada de corta duración admisible (Icw)	(1s)	42	42	15	42	50	42	55	65	10
	(3s)				36	36	42	42	42	

(1) el rendimiento a 600 V es 100 kA,

T4					T5					T6				T7				
690					690					690				690				
250/320					400/630					630/800/1000				800/1000/1250/1600				
N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	S	H	L	V ⁽⁵⁾	
70	85	100	200	300	70	85	100	200	300	70	85	100	200	85	100	200	200	
36	50	70	120	200	36	50	70	120	200	36	50	70	100	50	70	120	150	
30	40	65	100	180	30	40	65	100	180	30	45	50	80	50	65	100	130	
25	30	50	85	150	25	30	50	85	150	25	35	50	65	40	50	85	100	
20	25	40	70	80	20	25	40	70	80	20	22	25	30	30	42	50	60	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100% ⁽³⁾	100% ⁽⁴⁾	100%	100%	75%	100%	100%	75%	100%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100% ⁽³⁾	100% ⁽⁴⁾	100% ⁽⁴⁾	75%	75%	75%	75%	100%	75%	75%	75%	
154	187	220	440	660	154	187	220	440	660	154	187	220	440	187	220	440	440	
75,6	105	154	264	440	75,6	105	154	264	440	75,6	105	154	220	105	154	264	330	
63	84	143	220	396	63	84	143	220	396	63	94,5	105	176	105	143	220	286	
52,5	63	105	187	330	52,5	63	105	187	330	52,5	73,5	105	143	84	105	187	220	
40	52,5	84	154	176	40	52,5	84	154	176	40	48,4	55	66	63	88,2	105	132	

E3					E4			E6		
690					690			690		
N	S	H	V	L	S	H	V	H	V	
2500	1000	800	800	2000	4000	3200	3200	4000	3200	
3200	1250	1000	1250	2500		4000	4000	5000	4000	
	1600	1250	1600					6300	5000	
	2000	1600	2000						6300	
	2500	2000	2500							
	3200	2500	3200							
		3200								
65	75	100	130	130	75	100	150	100	150	
65	75	100	130	110	75	100	150	100	150	
65	75	100	100	85	75	100	130	100	130	
65	75	85 ⁽¹⁾	100	85	75	85 ⁽¹⁾	100	100	100	
65	75	85	100	130	75	100	150	100	125	
65	75	85	100	110	75	100	150	100	125	
65	75	85	85	65	75	100	130	100	100	
65	75	85	85	65	75	85	100	100	100	
143	165	220	286	286	165	220	330	220	330	
143	165	220	286	242	165	220	330	220	330	
143	165	187	220	187	165	220	286	220	286	
143	165	187	220	187	165	187	220	220	220	
65	75	75	85	15	75	100	100	100	100	
65	65	65	65		75	75	75	85	85	

3.2 Criterios para la selección de los interruptores automáticos

Los diversos criterios de elección de un interruptor automático imponen, además de una verificación de los parámetros eléctricos típicos del interruptor automático (tensión – intensidad – capacidad de corte, etc.), la verificación de la capacidad del interruptor automático de proteger los dispositivos a los que se ha asignado. A continuación se facilita un breve análisis de las modalidades de verificación a seguir para obtener la protección de los dispositivos que se emplean con mayor frecuencia en una instalación.

Protección de las alimentaciones

El cable deberá protegerse contra sobrecargas y cortocircuitos.

En referencia a la protección contra sobrecargas, deberá verificarse la condición siguiente $I_B - I_1 - I_Z$ donde:

I_B es la intensidad de carga,
 I_1 es el umbral de desconexión por sobrecarga (función "L") definido en el disparo de protección;
 I_Z es la capacidad de conducción de corriente continua del cable.

En referencia a la protección contra cortocircuitos, deberá verificarse la condición siguiente $K^2S^2 \cdot I^2t$ donde:

K^2S^2 es la energía específica que puede admitir el cable y que resulta ser una función de la sección S y de una constante K, que equivale a 115 para cables aislados con PVC y 143 para cables aislados con EPR. I^2t es la energía específica pasante del interruptor automático de conformidad con la corriente de cortocircuito máxima de la instalación.

Longitud máxima protegida

Para el circuito secundario de tipo TN-S en la parte de BT, la norma IEC 60364 proporciona algunas indicaciones para un cálculo aproximado para evaluar la corriente de cortocircuito mínima en el extremo del cable. Esta norma presupone que la condición de corriente de falta mínima se produce en caso de una falta de fase a neutro en el extremo del conductor. La diferencia determinada depende de si el conductor neutro está distribuido o no, y las fórmulas de cálculo son las siguientes:

Conductor TN-S neutro no distribuido

$$I_{kmin} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot 2 \cdot L}$$

Conductor TN-S neutro distribuido

$$I_{kmin} = \frac{0.8 \cdot V_0 \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot L}$$

donde:

0,8 – 1,5 – 2 constantes características de la fórmula considerada

- V tensión fase-fase del sistema
- V₀ tensión fase-neutro del sistema
- S_F sección del conductor de fase
- ρ resistividad del material conductor del cable
- m cociente entre la resistencia del conductor neutro y la del conductor de fase. En el caso bastante común de conductores de fase y neutro fabricados con el mismo material, “m” se convierte en el cociente entre las secciones de fase y neutro
- L longitud del cable en metros [m]
- I_{kmin} corriente de cortocircuito mínima en el extremo del cable.

Si, en las fórmulas anteriores, el valor I_{kmin} se sustituye por el umbral de desconexión I_{3Max} que incluye la tolerancia mayor del interruptor automático utilizado, y la fórmula se soluciona explicitando la longitud, el resultado obtenido de forma indicativa proporciona el valor de la longitud máxima del cable que resulta estar protegida por el ajuste del umbral magnético del dispositivo de protección. Las fórmulas obtenidas de esta manera son:

$$L_{Max} = \frac{0.8 \cdot V_0 \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot I_{3Max}}$$

$$L_{Max} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S_F}{1.5 \cdot \rho \cdot 2 \cdot I_{3Max}}$$

Protección contra contacto indirecto

La protección contra contacto indirecto consiste en la protección de las personas contra los riesgos deri-

vados de tocar piezas conductoras accesibles que normalmente no son activas, salvo cuando se produce un fallo del aislamiento principal con presencia de tensión.

La protección por desconexión automática de la alimentación se requiere cuando, debido a un defecto, pueden producirse tensiones de contacto en las partes metálicas durante un tiempo y con un valor peligrosos para las personas.

Las medidas para obtener protección contra el contacto indirecto en instalaciones de BT se recogen en la norma IEC 64-8, mientras que para instalaciones de MT la norma de referencia es IEC 11-1.

Para la verificación de la protección de sistemas de BT, la norma incluye algunas disposiciones que difieren según los diversos sistemas de distribución, referentes a la impedancia del bucle de falta, a la tensión, a la corriente que provoca la desconexión del dispositivo de protección y al tiempo en que se desconecta el dispositivo.

En sistemas de MT, el problema de la protección contra contacto indirecto se produce cuando la planta del usuario tiene su propia subestación transformadora. En cumplimiento de la norma IEC 11-1, la intensidad de tierra I_g puede calcularse con la relación

$$I_g = V \cdot (0,003 \cdot L1 + 0,2 \cdot L2)$$

donde L1 representa la extensión de la línea de alimentación y L2 la del cable.

El valor de la intensidad a tierra es difícil de evaluar, por lo que debe solicitarse al fabricante, que lo asignará.

La norma proporciona el valor máximo que pueden alcanzar la escala de tensiones y la tensión de contacto sobre la base del tiempo de eliminación del fallo.

Protección de generadores

En relación con la representación típica de la corriente de cortocircuito de un generador, para una buena protección de la máquina giratoria el dispositivo de protección deberá tener las características siguientes:

- ajuste de la protección contra sobrecarga L equivalente o superior a la intensidad nominal del generador;
- desconexión de la protección contra cortocircuitos (I instantánea o S retardada) en el primer instante del cortocircuito;
- protección relacionada con la capacidad admisible de sobreintensidad de la máquina que, de conformidad con la norma IEC 60034-1, se obtiene del punto 1,5xI_{nG} durante 30 s donde I_{nG} es la intensidad nominal del generador.

Protección de transformadores

En este caso, se tiene en cuenta un transformador BT/BT para analizar las características que deben tener los dispositivos de protección cuando se encuentran aguas arriba o abajo del transformador.

En cuanto al interruptor automático aguas arriba, es necesario referirse a la curva de magnetización de la máquina; su curva no deberá intersectar con la curva de desconexión del interruptor automático. La capacidad de corte debe ser la adecuada para la corriente de cortocircuito de la red aguas arriba del transformador. El interruptor automático aguas abajo debe tener una característica de desconexión tal que garantice la protección contra una capacidad de sobrecarga térmica extrema que puede soportar la máquina en caso de cortocircuito. La norma IEC 60076-5 indica como límite a sobrecarga térmica extrema debidas a un cortocircuito (umbral de sobrecarga) el valor de corriente de cortocircuito que deja pasar el transformador durante 2 s. Esta condición también deberá ser verificada por el interruptor automático aguas arriba en caso de un cortocircuito en la parte del secundario que no afecte al interruptor automático aguas abajo. Obviamente, para este análisis hay que tener en cuenta la intensidad referida a la parte del primario, que es la intensidad realmente apreciada por el interruptor automático aguas arriba. Generalmente, el análisis del comportamiento de los interruptores automáticos aguas arriba y abajo respecto a un fallo en la parte del secundario se efectuará basándose en las intensidades reales que afecten a los dos aparatos; de hecho, la corriente de cortocircuito debida a un fallo en la parte del secundario se relacionará con el primario a través del cociente de transformación.

Coordinación de motores

Los detalles relativos al estudio de la coordinación de motores son bastante complicados, y no constituyen un tema específico de este documento. En general, el interruptor automático para protección de motores sólo es de tipo magnético; el umbral magnético deberá tener un valor que permita que la corriente de arranque se absorba sin desconexiones no deseadas y, además, en caso de cortocircuitos del motor, que proteja el contactor (dispositivo de maniobra) y el relé térmico externo (protección contra sobrecargas).

ABB ofrece algunas tablas de coordinación (disponibles en el sitio web <http://www.abb.com/lowvoltage>) para diversas potencias de motor y tipologías de arranque relacionadas con la tensión y la corriente de cortocircuito de la planta.

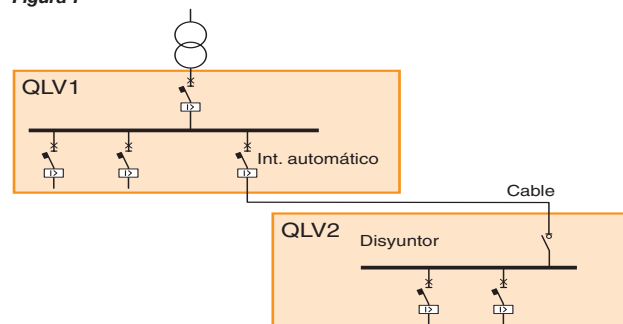
3.3 Coordinación entre interruptores automáticos e interruptores-seccionadores

La desconexión debe garantizar el corte de servicio de toda la instalación o de una parte de ella al aislarla de forma segura de cualquier fuente de alimentación, con lo que se garantiza la seguridad de las personas que trabajan en ella. La desconexión debe efectuarse con dispositivos que abran todos los polos en una única

operación. En relación con aplicaciones MT, la línea de entrada en la subestación puede proporcionarse con un interruptor-seccionador de línea y un interruptor-seccionador de puesta a tierra, que están bloqueados entre sí; en caso de mantenimiento, se emplean para poner a tierra automáticamente la línea aguas arriba cuando se abre el interruptor-seccionador de línea.

En la parte de BT, el interruptor-seccionador podría ser el elemento de entrada en un cuadro de conmutación secundario, como se muestra en la Figura 1. El seccionador es un equipo de maniobra, que en su posición abierta garantiza una cierta distancia de aislamiento entre los contactos. En general, el seccionador es adecuado para abrir o cerrar circuitos en que circulan pequeñas intensidades (o bien intensidades del orden de la intensidad nominal del dispositivo), y no se facilita con un relé de protección.

Figura 1



Puesto que el interruptor-seccionador no se proporciona con un dispositivo que permita su apertura, es necesario contar con un dispositivo de protección, por ejemplo un interruptor automático, para preservar la integridad del interruptor-seccionador en caso de cortocircuito. En tal caso, ello significa que los fenómenos eléctricos que afectan al interruptor-seccionador y que están condicionados por el comportamiento del interruptor automático también deben ser tolerados por el propio interruptor-seccionador.

A tales efectos, ABB pone a su disposición diversas tablas; en ellas, al buscar el tipo de interruptor automático y de interruptor-seccionador en la parte de la alimentación y la carga, respectivamente, es posible determinar la corriente de cortocircuito máxima en que esta combinación está protegida.

En la página siguiente se muestran las Tablas 2 y 3 (extraídas de la documentación ABB SACE "Tablas de coordinación") con un ejemplo de lectura.

Interruptor automático en caja moldeada y interruptor-seccionador derivado de los interruptores automáticos en caja moldeada:

En relación con la combinación resaltada entre un interruptor automático de tipo T2S160 en la parte de la carga y un interruptor-seccionador de tipo T1D160, la protección del seccionador es factible hasta un valor de cortocircuito equivalente a 50 kA 400 V CA.

Tabla 2

		A. abajo		T1D	T3D	T4D	T5D		
		Icu [kA]		2	3,6	3,6	6		
A. arriba	Versión	Icu [kA]	Ith [A]		160	250	320	400	630
			Ith [A]	Iu [A]					
T1	B	16	160	16	16	16	16	16	16
	C	25		25	25	25	25	25	25
	N	36		36	36	36	36	36	36
T2	N	36	160	36	36	36	36	36	36
	S	50		50	50	50	50	50	50
	H	70		70	70	70	70	70	70
	L	85		85	85	85	85	85	85

Tabla 3

		Ag. abajo		OT	OT	OT	
		Icu [kA]		8	8	8	
Ag. arriba	Disparo	Icu [kA]	Ith [A]		250	315	350
			Ith [A]	Iu [A]			
T5	TM	320	400	100*	100*	100*	
		400		100*/***	100*	100*	
		630				100***	
		EL		320-630	100*/**	100*/**	100*/**

Interruptor automático en caja moldeada e interruptor-seccionador OT

En relación con la combinación resaltada entre un interruptor automático de tipo T5.400 en la parte de la carga y un interruptor-seccionador de tipo OT200, la protección del seccionador es factible hasta un valor de cortocircuito equivalente a 100 kA 400 V CA.

En cuanto a los asteriscos de la Tabla, se aplican las notas siguientes:

* Seleccionar el valor menor entre el Icu del interruptor automático y el valor mostrado

Por ejemplo, si el interruptor automático es de la versión N con Icu=36 kA a 400 V CA, ello significa que la corriente de cortocircuito máxima de la instalación debe ser inferior a 36kA (para utilizar la versión "N"), y el seccionador debe estar protegido porque el límite de protección es de 100 kA. Si el interruptor automático es de la versión L, con Icu=200 kA @ 400 V CA, ello significa que la corriente de cortocircuito máxima de la instalación debe ser de 200 kA, y el seccionador debe estar protegido porque el límite de protección es de 100 kA.

*** $I1 = 0,7 \times I$

En relación con la protección térmica del seccionador, esta nota permite deducir que el ajuste máximo de la

protección térmica del interruptor automático es $0,7 \times I_n$. La siguiente nota tiene un significado análogo:

** Ajuste máximo del umbral de sobrecarga $PR2_{xx} = 1,28 \times I_{th} OT_{xx}$

a partir de la cual puede verse por qué el ajuste máximo de la protección contra sobrecarga del interruptor automático no debe exceder 1,28 veces la capacidad de conducción de intensidad del seccionador.

3.4 Coordinación entre dispositivos diferenciales e interruptores automáticos (RCDs - Residual Current Device)

Los dispositivos diferenciales que suelen emplearse en la parte terminal de una instalación BT garantizan una protección eficaz contra el contacto indirecto, es decir, el contacto con piezas metálicas que normalmente no deberían estar en tensión, y en condiciones determinadas también contra el contacto directo, es decir, el contacto con piezas que normalmente están en tensión.

No obstante, al leer atentamente las normas, queda claro que la función de protección de las personas contra contactos directos e indirectos es una función auxiliar que realiza el interruptor automático, porque la instalación eléctrica debe diseñarse y construirse para que la seguridad de las personas se garantice, sobre todo a través de un sistema de puesta a tierra adecuado.

Por lo tanto, las partes metálicas de las cargas deben conectarse a un sistema de puesta a tierra correctamente dimensionado, de modo que se eviten las tensiones de contacto peligrosas en cualquier situación. En una instalación, aparte de la protección normal contra sobrecargas y cortocircuitos, que normalmente se exigen al interruptor automático termomagnético, también es una buena norma proporcionar protección diferencial.

En términos generales, la protección en una planta puede efectuarse mediante dos dispositivos independientes (interruptor automático termomagnético y dispositivo de protección diferencial); en este caso, el dispositivo diferencial, que sólo es sensible a la intensidad de defecto a tierra, debe instalarse en serie con un interruptor automático que lo proteja contra los efectos térmicos y dinámicos que se desarrollan en la instalación debido a una sobreintensidad.

Una alternativa consiste en un único dispositivo como el interruptor diferencial termomagnético que unifica las funciones de protección en un único dispositivo, con lo que se reducen considerablemente los posibles riesgos derivados de una coordinación incorrecta entre los dos aparatos.

3.5 Ejemplo de estudio de una red MT/BT

A continuación se facilita un ejemplo de cómo puede efectuarse el análisis de una instalación MT/BT para evaluar los principales parámetros eléctricos de la red, y para seleccionar los interruptores automáticos para la protección y el manejo correcto de la instalación, en relación con la selectividad de protección.

Descripción de las características de la instalación:

Red de distribución:

tensión asignada $V_{1n}=20$ kV
corriente de cortocircuito $I_{kMV}=12,5$ kA

Transformador de subestación con los datos siguientes:

tensión asignada del primario: $V_{1n}=20$ kV
tensión asignada del secundario: $V_{2n}=400$ V
potencia asignada: $S_{nTR}=800$ kVA
tensión asignada de cortocircuito: $v_{k\%}=5\%$

Normalmente, una instalación proporciona alimentación para distintas cargas; para simplificar y terminar con este tema, ahora tendremos en cuenta las siguientes tipologías de carga:

una carga pasiva L con:

potencia asignada $P_{nL}=300$ kW
factor de potencia $\cos\phi = 0,8$

alimentación con un cable C que tiene las características siguientes:

formación $2 \times (3 \times 240)$ mm²
capacidad de conducción de corriente del cable $I_z=590$ A
longitud $L_c=15$ m

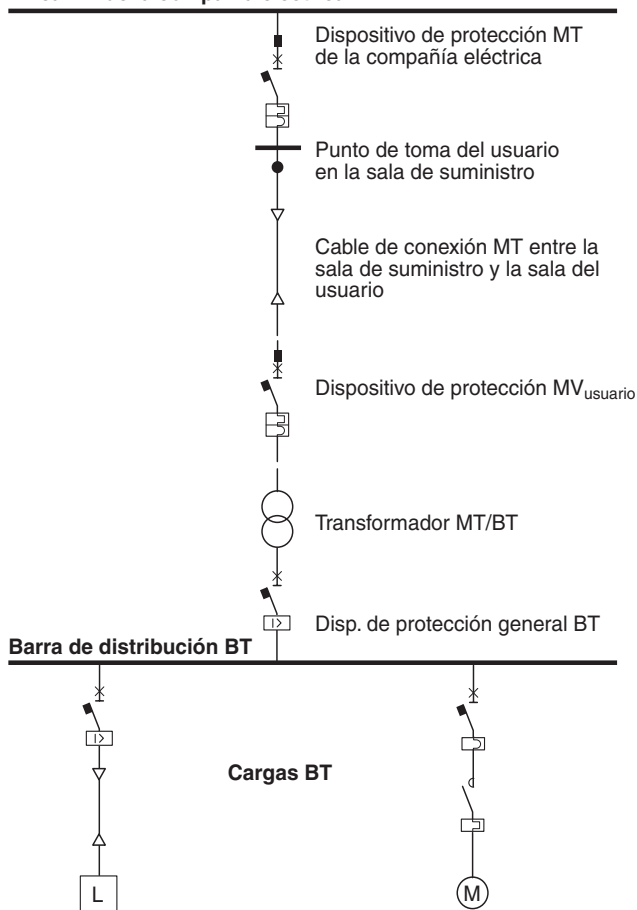
una carga activa M (motor asíncrono trifásico) con:

potencia asignada $P_{nM}=90$ kW
coeficiente $\eta \times \cos\phi = 0,8$
(rendimiento por factor de potencia)

El esquema de la instalación analizada es el siguiente:

Figura 2

Línea MT de la compañía eléctrica



Para poder realizar la verificación de las características de desconexión de las protecciones lo mejor posible, a continuación se analizan las características eléctricas de los distintos componentes de la instalación bajo estudio.

Red de distribución:

Empezando por la fuente de alimentación, es decir, por la red eléctrica a 20 kV propiedad de la compañía eléctrica que tiene su propio dispositivo de protección MT, normalmente caracterizado por curvas de desconexión de tiempo independientes con dos escalones, pueden suponerse los siguientes valores hipotéticos pero realistas para la protección de la compañía eléctrica a 20 kV:

	Intensidad máxima	
Protecciones	51 (primer escalón)	50 (segundo escalón)
Tiempo de eliminación de faltas	< 0,5 s	< 0,25 s
Valores de ajuste de intensidad	< 72A	< 400 A

	Intensidad máxima de secuencia cero	
Protecciones	51N (primer escalón)	
Tiempo de eliminación de faltas	< 0,12 s	
Valores de ajuste de intensidad	< 4A	

Transformador:

El segundo elemento que afecta a los parámetros eléctricos de la instalación, sobre todo en la parte de BT, es el transformador de 800 kVA, que tiene los siguientes valores de intensidad:

- intensidad asignada del primario (parte de 20 kV): $I_{1n} = \frac{S_{nTR}}{\sqrt{3} \cdot V_{1n}} = \frac{800 \times 1000}{\sqrt{3} \times 20 \times 1000} = 23.1A$

- intensidad asignada del secundario (parte de 400 V): $I_{2n} = \frac{S_{nTR}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{800 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400} = 1155A$

Las corrientes de cortocircuito pueden calcularse con fórmulas prácticas y rápidas (por ejemplo, suponiendo una red MT en la parte de la carga con potencia de cortocircuito infinita), que dan resultados aceptables como una primera aproximación y que son útiles para evaluar las intensidades realmente presentes en la instalación y el dimensionamiento de los dispositivos de protección:

- corriente de cortocircuito trifásica en la parte del secundario (parte de 400 V)

$$I_{2k3F} = \frac{S_{nTR}}{V_{k\%}} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times V_{2n}} = \frac{800 \times 1000}{5} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times 400} = 23kA$$

A esta corriente de cortocircuito trifásica expresada como un valor eficaz simétrico, también le asociamos un factor de potencia de cortocircuito $\cos\phi_k=0,35$ y el valor máximo relevante equivalente a 43,6 kA.

- corriente de cortocircuito trifásica relacionada con la parte de MT debido a un fallo en la parte de BT

$$I_{1k3F} = \frac{S_{nTR}}{V_{k\%}} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times V_{1n}} = \frac{800 \times 1000}{5} \times 100 \times \frac{1}{\sqrt{3} \times 20 \times 1000} = 462A$$

o calculable con la relación: $I_{1k3F} = \frac{I_{2k3F}}{V_{1n}} \cdot V_{2n} = \frac{23000}{20000} \cdot 400 = 460A$

El funcionamiento del transformador puede representarse a través de su curva de magnetización, y a través de la capacidad máxima de resistencia a cortocircuito que se tiene en cuenta desde el punto de vista térmico. La curva de magnetización del transformador puede obtenerse mediante la fórmula:

$$i_{inrush} = \frac{k_i \cdot I_{1nTR}}{\sqrt{2}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{inrush}}}, \text{ para más detalles véase el Anexo A de este documento.}$$

La capacidad de resistencia a cortocircuito que se tiene en cuenta desde el punto de vista térmico puede expresarse como se indica en la norma IEC 60076-5 como la capacidad del transformador de resistir durante 2 segundos la corriente de cortocircuito del transformador mismo.

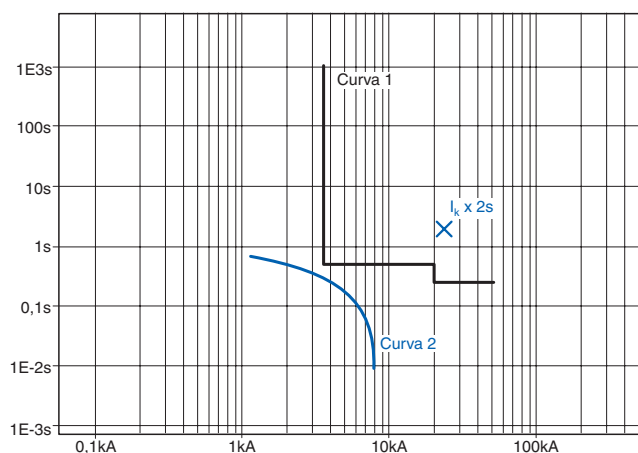
En la Figura 3 se ofrece una representación del diagrama de tiempo/corriente con las curvas siguientes:

Curva 1: curva de desconexión de la protección contra sobreintensidad MT;

Curva 2: curva característica de los parámetros eléctricos del transformador descrito anteriormente.

Todas las curvas se representan a la tensión de referencia de 400 V en la parte de BT; por consiguiente, los valores de intensidad relacionados con la tensión de 20 kV en la parte de BT deben multiplicarse por el cociente de transformación 20000 V/400 V.

Figura 3



Carga pasiva L

- intensidad nominal de la carga:

$$I_{nL} = \frac{P_{nL} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_{2n} \times \cos\varphi} = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.8} = 541 \text{ A}$$

Carga activa M

- intensidad asignada del motor:

$$I_{nM} = \frac{P_{nM} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_{2n} \times \eta \times \cos\varphi} = \frac{90 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.8} = 160 \text{ A}$$

- corriente de cortocircuito del motor:

$$I_{kM} = 4 \times I_{nM} = 4 \times 160 = 640 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta el tamaño y la duración limitada de este fenómeno, la corriente de cortocircuito calculada sin la aportación del motor deberá utilizarse como el valor de corriente de cortocircuito en la barra de distribución.

El estudio de la coordinación y la selección de las protecciones de MT y BT bajo la responsabilidad del cliente pueden empezar por analizar los valores característicos y de desconexión impuestos por la compañía eléctrica (curva 1). Esta información, como ya se ha dicho, suele reflejarse en el contrato de suministro y define el ámbito de acción para ajustar la protección de MT del usuario hacia la parte de alimentación.

Hacia la parte de la carga, el límite de la protección MT_{usuario} viene dado por la forma de onda de la intensidad de magnetización del transformador (curva 2).

Teniendo en cuenta una instalación del usuario que en la parte de la carga del dispositivo de protección MT_{usuario} tiene un cable con una longitud como la de la unidad de transformación MT/BT en una sala exclusiva, las protecciones de MT que pueden utilizarse podrían componerse de una protección sobreintensidad (51), y de una protección falta a tierra (51 N).

Dispositivo de protección MT del usuario (MT_{usuario})

Normalmente, la protección contra sobreintensidad en la parte de MT del usuario tiene dos umbrales de desconexión:

- uno con intensidades bajas y que puede identificarse con la protección contra sobrecarga, también indicado con I>
- otro con intensidades altas y que puede identificarse con la protección contra cortocircuito, también indicado con I>>

Los valores de ajuste de las intensidades y los tiempos para cada umbral se ajustarán, siempre que sea posible, a un nivel inferior a las protecciones de la compañía eléctrica; también es importante no reducir demasiado los ajustes para que no haya intersecciones con la curva de magnetización del transformador, de modo que no se produzca una desconexión cuan-

do el transformador entre en servicio, y de manera que el espacio para el posicionamiento de las curvas de desconexión de las protecciones de BT siga estando libre.

Por supuesto, esto significa que la protección MT_{usuario} deberá ser selectiva aguas arriba respecto al umbral de protección de la compañía eléctrica, y aguas abajo con la protección general de BT, garantizando también las funciones de protección de su propia competencia.

En general, pueden asignarse las siguientes funciones de protección a los dos umbrales anteriormente definidos para la protección MT_{usuario}:

- protección contra la sobrecarga del transformador, que no es estrictamente necesaria si ya la proporciona el interruptor automático en la parte de BT u otros dispositivos dedicados, como por ejemplo equipo termométrico que controla la temperatura dentro de la máquina mediante sondas térmicas;
- protección contra cortocircuitos en el secundario del transformador en la parte de la alimentación del interruptor automático BT;
- protección contra cortocircuitos en la parte de MT del usuario, con desconexión instantánea;
- protección contra sobrecarga para el cable que constituye la conexión entre el punto de toma de la sala de suministro y el dispositivo de protección MT_{usuario}.

En cumplimiento de las condiciones anteriormente descritas, a continuación se indican los valores a ajustar para el dispositivo de protección MT_{usuario}. Los valores seleccionados pueden ser los siguientes y formar la curva 3 representada en el diagrama de la Figura 4.

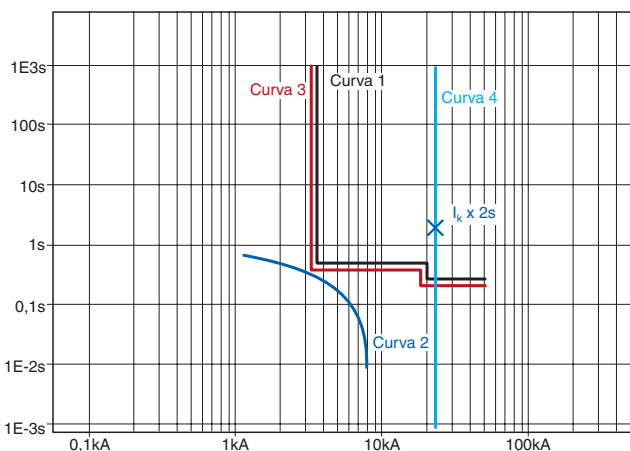
umbral con intensidades bajas I>

65 A - 0,4 s en relación con 20 kV
que corresponde a $65 \times 20000 / 400 = 3250 \text{ A}$

umbral con intensidades altas I>>

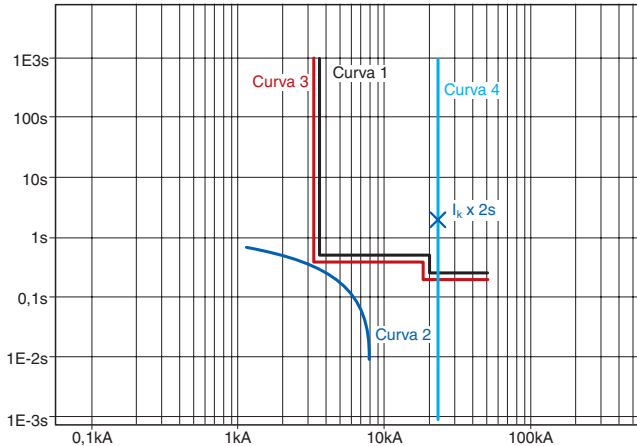
360 A - 0,2 s en relación con 20 kV
que corresponde a $360 \times 20000 / 400 = 18 \text{ kA}$

Figura 4



Al relacionar las curvas de los dispositivos de protección y sus corrientes de cortocircuito relevantes, se obtiene el diagrama de la Figura 5, en que la curva 4 representa el valor de la corriente de cortocircuito, en la parte de BT, que afecta a los dispositivos MT.

Figura 5



De la evolución de las curvas de tiempo/corriente se deriva que:

- las curvas de disparo del dispositivo de la empresa de servicios públicos (curva 1) y del usuario (curva 2) no se solapan en todo el rango de corriente y, en particular, en relación con la corriente de cortocircuito en la parte del bobinado del secundario (curva 4); por lo tanto, sin tener en cuenta las tolerancias de desconexión típicas de cada dispositivo, es posible decir que, en el ejemplo dado, se garantiza la selectividad entre los dos dispositivos. Si no hubiera selectividad, los dos interruptores automáticos MT se abrirían simultáneamente, y el interruptor automático MT de la compañía eléctrica reiniciaría el servicio gracias a su cierre rápido, permaneciendo cerrado porque mientras tanto el fallo ha sido eliminado por la apertura del interruptor automático MT_{usuario}.
- ambos interruptores automáticos MT no intersectan con la curva de magnetización del transformador.

Gracias a estas consideraciones, puede considerarse que las curvas de protección MT se han ajustado adecuadamente y, seguidamente, es posible continuar con la selección y ajustar los dispositivos BT.

Dispositivo de protección general BT

En relación con los valores de corriente de cortocircuito anteriormente definidos ($I_{2k3F}=23 \text{ kA}$ $i_p=43,6 \text{ kA}$) y con la intensidad nominal del secundario del transformador ($I_{2n}=1155 \text{ A}$), el interruptor automático general BT tendrá:

- una capacidad de corte "Icu" relacionada con la tensión en la parte de BT, superior al valor de corriente de cortocircuito eficaz en la barra de distribución BT ($I_{cu}>I_{2k}$);

- una capacidad de cierre "Icm" superior al valor máximo de la corriente de cortocircuito en la barra de distribución BT ($I_{cm}>I_p$);
- una intensidad nominal ininterrumpida "Iu", adecuada para la intensidad máxima de la instalación, que coincide con la intensidad nominal del bobinado del secundario del transformador;
- un tamaño que, mediante ajustes adecuados, garantiza la selectividad con el dispositivo de protección MT aguas arriba y con los interruptores automáticos proporcionados para las cargas aguas abajo.

En referencia a los parámetros eléctricos calculados de esta manera, el interruptor automático a utilizar podría ser un interruptor en caja moldeada de la serie Tmax T7S1250 PR332-LSI In1250, con Icu=50 kA a 400 V e Icm=105 kA.

Dispositivo de protección para la carga pasiva L

La selección de este dispositivo debe efectuarse en relación con:

- el valor de la corriente de cortocircuito en el punto de instalación; dado que la limitación impuesta por el cable es insignificante, se tiene en cuenta el valor de cortocircuito de la barra de distribución BT, ignorando la limitación del cable. Por lo tanto $I_{2k3F}=23 \text{ kA}$ e Icu será $> I_{2k3F}$;
- una intensidad nominal ininterrumpida "Iu", adecuada para la intensidad máxima de carga;
- un tamaño que, mediante los ajustes adecuados, permite obtener la protección del cable:
 - contra sobrecarga $I_B \leq I \leq I_Z$
 - contra cortocircuito $K^2 S^2 \leq I^2 t$

Además de estas condiciones, el aparato elegido es un interruptor automático en caja moldeada de la serie Tmax T5N630 PR221DS-LS/In630.

Dispositivo de protección para la carga activa L (motor)

La elección de los dispositivos para arrancar los motores requiere un análisis preciso de distintos factores, por lo que ABB SACE ofrece al usuario final algunas tablas de coordinación de motores relacionadas con las distintas tipologías de arranque.

En este caso, al suponer un tipo de arranque directo normal tipo 2, en referencia a una tabla de 400 V 35 kA, los aparatos a emplear son los siguientes:

interruptor automático:	T3N250 MA 200 I3=2400A
contactor:	A185
relé térmico:	TA200DU200

En este punto, tras la selección de los interruptores automáticos para las cargas, el interruptor automático de mayor tamaño se tiene en cuenta como representativo de la verificación de la selectividad respecto al interruptor automático principal BT.

Al utilizar las tablas de coordinación a 400 V (véase un fragmento relativo a los casos estudiados en la Tabla 4), la combinación T7S1250 PR332-LSI In1250 - T5N 630 PR221DS-LS/I In630 permite garantizar la selectividad total (indicada con "T") hasta la menor capacidad de corte entre las de los interruptores automáticos utilizados, que equivale a 36 kA de T5N.

Tabla 4

		Ag. arriba		T6		T7			
		Versión		N,S,H,L		S,H,L			
		Disparo		TM	EL	EL			
		I_u [A]	I_n [A]	800	800	1000	1250	1600	
Ag. abajo				800	800	1000	1250	1600	
T5	N, S, H, L, V	TM	400	320	30	30	T	T	T
			400	400	30	30	T	T	T
			630	500		30	T	T	T
		630	630			T	T	T	
		EL	400	320	30	30	T	T	T
			400	400	30	30	T	T	T
	630		630			T	T	T	

Una vez se han identificado los tamaños de los interruptores automáticos, debe efectuarse un estudio más detallado para definir los ajustes adecuados y hallar una confirmación de las elecciones efectuadas.

El primer paso consiste en analizar los ajustes del interruptor automático principal BT. Los ajustes de protección de estos dispositivos vienen condicionados por los factores siguientes:

- evolución de la curva 2, anteriormente determinada para el interruptor automático MT_{usuario};
- protección contra sobrecarga del transformador;
- búsqueda de selectividad hacia el interruptor automático aguas abajo.

En particular, en relación con el punto b), deben cumplirse las condiciones siguientes:

- la desconexión con arreglo a la corriente de cortocircuito durante un tiempo inferior a 2 segundos (capacidad térmica del transformador de resistir el cortocircuito);
- el ajuste de la protección contra sobrecarga se realizará teniendo en cuenta el hecho de que las normas de producto CEI EN 60947-2 e IEC60947-2 contemplan el siguiente comportamiento para el interruptor automático, como característica de desconexión en condiciones de sobrecarga:
 - desde la situación en frío, deberá garantizarse la no desconexión en un tiempo inferior al convencional (2 horas) para valores de intensidad equivalentes a 1,05 x I1 (I1 es la intensidad ajustada en la protección)
 - desde la situación en caliente, deberá garantizarse la desconexión en un tiempo inferior al convencional (2 horas) para valores de intensidad equivalentes a 1,3 x I1

- para valores de intensidad entre 1,05 y 1,3 veces I1, la norma de producto no contempla un comportamiento definido del interruptor automático, incluso si su disparo suele tener lugar sin que se conozca exactamente el tiempo.

De conformidad con este comportamiento, que se acepta en las normas de producto, si el ajuste del disparo de protección tiene un valor $I1 = I_{2n}$ del transformador, la situación será la siguiente:

- $I < 1,05 \times I1$: no desconexión garantizada, con la sobrecarga consiguiente del 5% para el transformador;
- $1,05 \times I1 < I < 1,3 \times I1$: tiempo de desconexión no definido y, por consiguiente en la peor hipótesis posible, el transformador podría someterse a una sobrecarga de hasta el 30% durante 2 horas (incluso si el interruptor automático suele desconectarse con tiempos mucho menores);
- $I > 1,3 \times I1$: desconexión de la protección garantizada en cumplimiento de los tiempos de la curva característica.

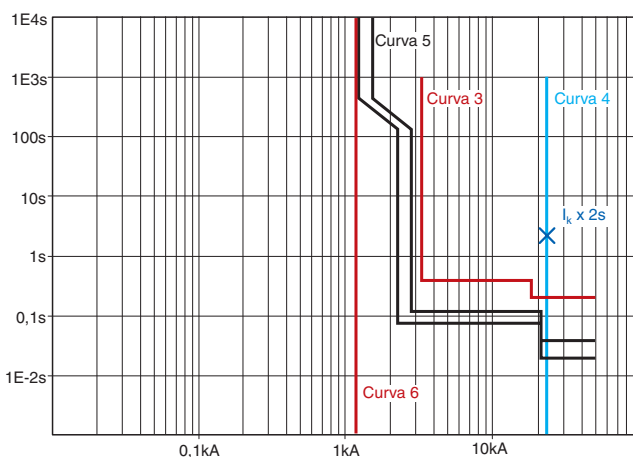
En referencia al punto "c", para obtener el valor de selectividad anteriormente determinado, es necesario que la función de protección contra cortocircuito instantáneo I3 se ajuste en OFF.

A tenor de estas consideraciones, la Figura 6 describe el diagrama de tiempo/intensidad que muestra cómo son selectivas las curvas 5 y 3.

En este diagrama, los ajustes supuestos para el interruptor automático principal BT son:

- L (sobrecarga; protección I1-t1):
 $I1=0,925 \times In=1156,25 \text{ A}$ $t1=18 \text{ s}$
- S (cortocircuito demorado; protección I2-t2):
 $I2=2 \times In=2500 \text{ A}$ $t2=0,1 \text{ s}$
- I (cortocircuito instantáneo; protección I3): OFF

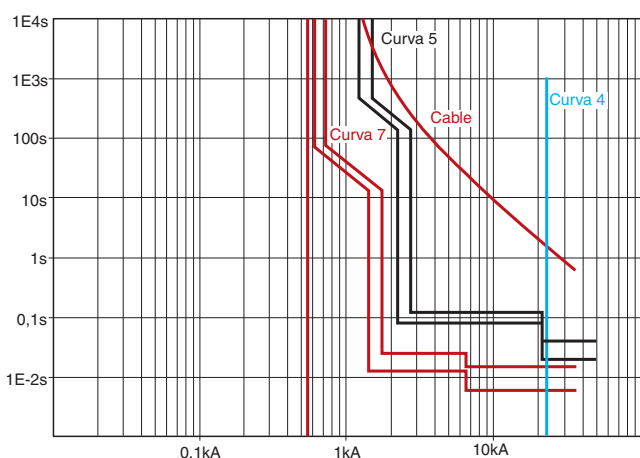
Figura 6



Una vez la curva de disparo del dispositivo BT principal se ha definido, se analizan los ajustes posibles para el interruptor automático de la carga pasiva. Como ya se ha indicado, la protección del cable relevante debe verificarse y no deben producirse intersecciones con el dispositivo principal BT.

A tenor de estas consideraciones, la Figura 7 muestra el diagrama de tiempo/corriente, a partir del cual resulta que la curva del cable se encuentra por encima de la curva 7 del interruptor automático relevante, y que no existen puntos de intersección entre las curvas de los dos dispositivos BT.

Figura 7



En este diagrama, los ajustes supuestos para el interruptor automático de carga son:

- L (sobrecarga; protección I1-t1):
0,88xIn=554,4 A Curva: 3 s
- S (cortocircuito retardado; protección I2-t2):
no presente
- I (cortocircuito instantáneo; protección I3):
2,5xIn=1575 A

Protecciones contra falta a tierra

Ahora se estudiarán las protecciones contra faltas a tierra.

En caso de que no exista protección contra falta a tierra en el punto de estrella del transformador, la protección contra sobrecorriente en la parte de MT del transformador también cumple los requisitos de protección contra faltas de fase-tierra en el secundario aguas arriba del interruptor automático principal BT.

Para un transformador típico con conexión Δ/Y_{ne} , una falta de fase a tierra que se produce en la parte de BT en un área de instalación inmediatamente aguas abajo del transformador provoca en la parte del primario de MT una intensidad que es $\sqrt{3}$ veces más baja que el valor calculado para el fallo trifásico en la parte del secundario.

Si se supone que el fallo está aguas arriba del dispositivo de protección BT, el ajuste del umbral de intensidad del disparo de protección debe tener un valor adecuado para que la protección MT_{usuario} se desconecte debido a este fallo.

En cumplimiento de estas consideraciones, de conformidad con el valor de cortocircuito trifásico en la parte de BT anteriormente calculado, es posible determinar la corriente de falta, relacionada con la parte de BT, que afecta al interruptor automático en la parte de MT:

$$I_{2kF-PE} = \frac{I_{2k} \times 1000}{\sqrt{3}} = \frac{23 \times 1000}{\sqrt{3}} = 13.28kA$$

Puesto que el primer umbral del dispositivo de protección MT_{usuario} relacionado con 400 V, se ha establecido en 3250 A, ello significa que la protección puede desconectarse debido a una falta de fase a tierra en la parte de BT.

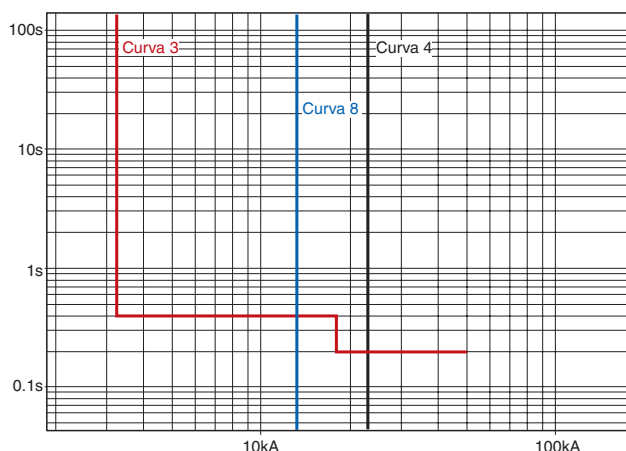
En referencia a la parte de MT, mediante el cociente de transformación se obtiene

$$I_{1kF-PE} = \frac{I_{2kF-PE}}{k} = \frac{13280}{50} = 265.6A$$

que debe compararse con el primer umbral de protección del interruptor automático MT ajustado a 65 A.

El diagrama reflejado en la Figura 8 representa: curva 4, con el valor de corriente de cortocircuito trifásico en la parte de BT; curva 8, con el valor de intensidad relacionado con la intensidad BT que afecta al interruptor automático MT (valor de la curva 4, reducido en $\sqrt{3}$); curva 3, relevante para el dispositivo de protección MT_{usuario} relacionado con la parte de BT, de donde pueden obtenerse los tiempos de desconexión.

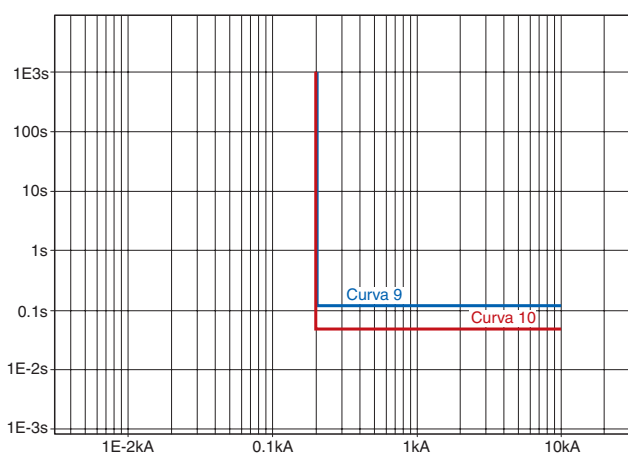
Figura 8



Si la protección falta a tierra está presente, su umbral de desconexión debe ser inferior al umbral 51N definido por la compañía eléctrica y declararse en el contrato de suministro eléctrico.

Este valor se ha fijado en 4 A 0,12 s; por lo tanto, la característica de desconexión del dispositivo MT_{usuario} podría fijarse en los valores siguientes: 4 A 0,05 s. Así, se obtienen curvas de desconexión como las representadas en el diagrama de la Figura 9. Este diagrama hace referencia a una tensión de 400 V. En particular, la curva 9 muestra el umbral establecido por la compañía eléctrica, y la curva 10 el umbral de desconexión de secuencia positiva.

Figura 9



Obviamente, el comportamiento de las dos protecciones debe estudiarse en referencia a la corriente de falta a tierra proporcionada por la compañía eléctrica.

Este valor varía significativamente en función de si el neutro está compensado o aislado y, no obstante, debe ser superior al umbral de protección fijado por la compañía eléctrica.

Si se cambiara el estado del neutro, sería necesario revisar las modalidades de protección actualmente en uso en las líneas para detectar la falta a tierra monofásica.

La protección de tierra direccional utilizada actualmente procesa el módulo y la fase de los parámetros eléctricos (corriente y tensión de falta a tierra) que aparecen durante la falta:

- tensión de secuencia cero (tensión del punto de estrella del transformador respecto a tierra), detectada a través del transformador de tensión de fase con bobinados abiertos del secundario conectados en triángulo, en cuyos extremos se mide la suma de las tres tensiones de fase;
- corriente de falta de la línea, detectada a través de un transformador de intensidad toroidal que mide la suma de las tres intensidades de fase.

Estas protecciones, utilizadas en la red con neutro aislado, no funcionan en la red con el neutro conectado a tierra a través de una impedancia. En estos tipos de red, deben emplearse protecciones direccionales (67) con dos umbrales de ajuste independientes:

- el primero detecta la falta cuando la red se gestiona con el neutro conectado a tierra a través de una impedancia
- el segundo detecta la falta cuando la red se gestiona con el neutro aislado (una situación que se produce durante períodos cortos del año, es decir, fallos o mantenimiento).

Anexo A

Cálculo de la corriente de arranque del transformador

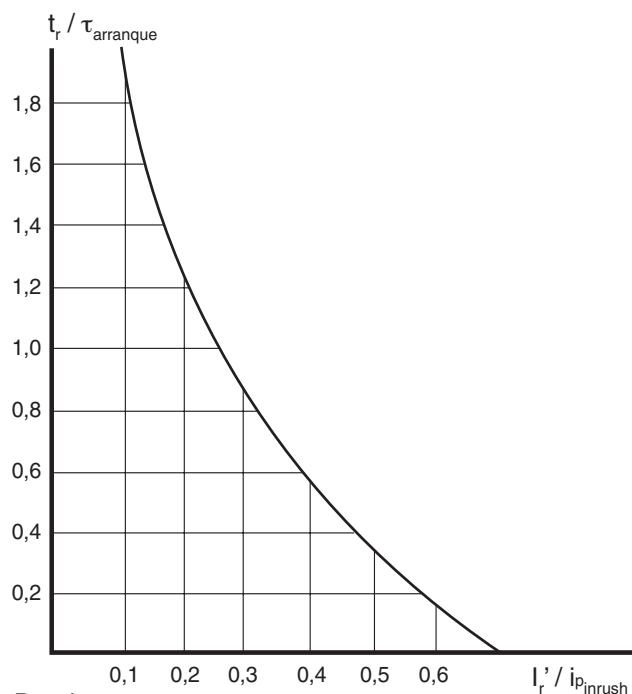
A continuación se indican algunas consideraciones acerca de la evaluación de la intensidad de magnetización de un transformador.

En la disposición normal de una instalación MT/BT, el fenómeno descrito a continuación se produce en la

puesta en servicio del transformador e implica el dispositivo de protección en la parte de MT.

Al utilizar los datos mostrados en las Tablas 1 y 2 siguientes y con la ayuda del diagrama de la Figura 1, se ilustra un método apropiado para definir el retraso mínimo necesario para evitar desconexiones no deseadas del dispositivo de protección aguas arriba del transformador.

Figura 1



Donde:

- S_{nTR} es la potencia asignada de los transformadores;
- $i_{parranque}$ es la corriente de arranque de los transformadores;
- I_{1nTR} corriente asignada del primario de los transformadores;
- $t_{arranque}$ constante de tiempo de la corriente de arranque.

El diagrama de la Figura 1 muestra la curva que separa el rango de la posible desconexión (a la izquierda de la curva) de una protección genérica que no garantiza la desconexión (a la derecha de la curva).

t_r = ajuste del retraso

I_r' = umbral de ajuste (valor principal)

Tabla 1: Transformador en baño de aceite

S_{nTR} [kVA]	$k_i = \frac{i_{parranque}}{I_{1nTR}}$	$\tau_{arranque}$ [s]
50	15	0,10
100	14	0,15
160	12	0,20
250	12	0,22
400	12	0,25
630	11	0,30
1000	10	0,35
1600	9	0,40
2000	8	0,45

Tabla 2: Transformador de resina

S_{nTR} [kVA]	$k_i = \frac{i_{parranque}}{I_{1nTR}}$	$\tau_{arranque}$ [s]
200	10,5	0,15
250	10,5	0,18
315	10	0,2
400-500	10	0,25
630	10	0,26
800-1000	10	0,3
1250	10	0,35
1600	10	0,4
2000	9,5	0,4

Ejemplo:

Tomando como ejemplo un transformador en baño de aceite con potencia asignada $S_{nTR}=630$ kVA y tensión asignada del primario $V_{1n}=10$ kV, el cálculo de la intensidad nominal del primario da un valor de $I_{1nTR} = 36,4$ A. En relación con la potencia asignada S_{nTR} del transformador, los valores correspondientes a $k_i = 11$ y $\tau_{arranque} = 0,30$ s pueden leerse en la tabla.

A partir de la definición de k_i puede obtenerse el valor máximo de la corriente de arranque $i_{p_{arranque}} = 36,4 \cdot 11 = 400$ A

Al suponer un umbral de ajuste para la protección del primario $I_r' = 40$ A se obtiene

$$\frac{I_r'}{i_{p_{inrush}}} = \frac{40}{400} = 0.1$$

correspondiente en la curva al valor

$$\frac{t_r}{\tau_{inrush}} = 1.82$$

de donde se obtiene $t_r = 1,82 \cdot 0,30 = 0,546$ s

que representa el retraso mínimo para la protección de MT para evitar disparos no deseados.

También debe efectuarse una verificación del fenómeno de corriente de magnetización para un transformador BT/BT, y en este caso interviene el interruptor automático BT.

Las consideraciones anteriores pueden obviarse, y la fórmula siguiente permite trazar la curva de la intensidad de magnetización, lo que lleva a una interpretación más directa del modo en que la curva de magnetización y la curva de protección del interruptor automático BT pueden interactuar:

$$i_{inrush} = \frac{k_i \cdot I_{1nTR}}{\sqrt{2}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{inrush}}}$$

Cuando no lo especifica explícitamente el fabricante, las diversas cantidades expresadas en la fórmula pueden asociarse a los valores anteriormente indicados en las Tablas 1 y 2.

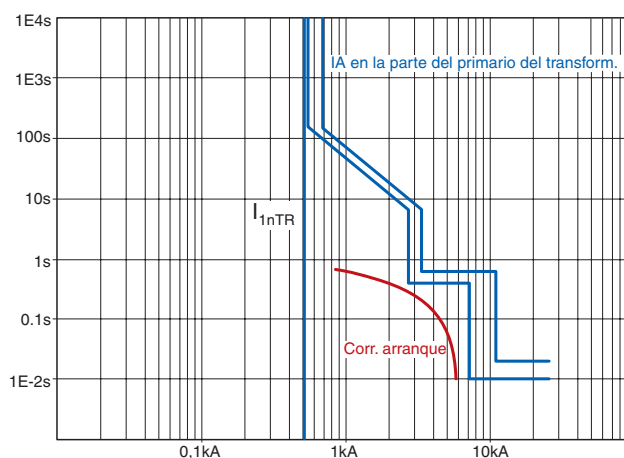
Los distintos parámetros tienen el mismo significado. Se tienen en cuenta un transformador BT/BT genérico y el interruptor automático BT relevante en su parte de alimentación.

En referencia a los parámetros ya facilitados, que corresponden a un transformador con una potencia asignada definida, esta fórmula permite representar la curva de magnetización mostrada en el diagrama de la Figura 2.

El mismo diagrama también muestra la curva de disparo del interruptor automático en la parte de la alimentación del transformador.

Se resalta cómo el ajuste de la protección magnética (función "S" e "I") no debe intersectar con la curva de magnetización, y cómo la función de protección "L" se ajusta en referencia a la intensidad nominal del primario del transformador.

Figura 2



Anexo B

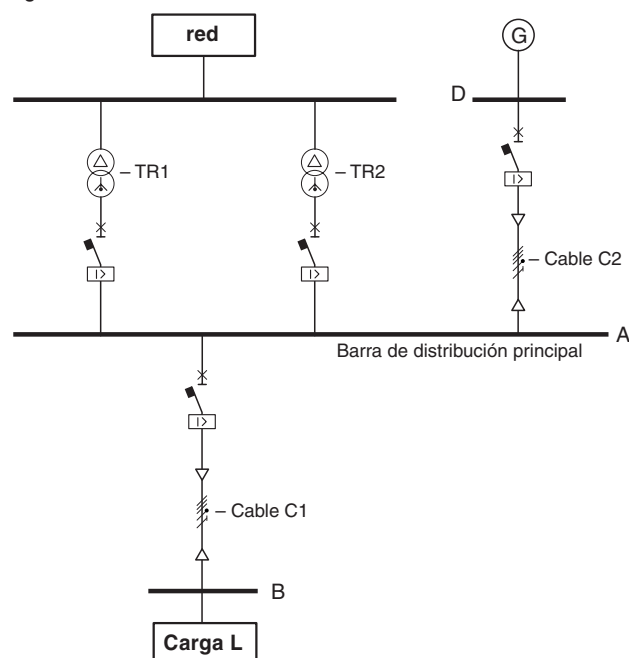
Ejemplo de cálculo de la corriente de cortocircuito

El estudio de las corrientes de cortocircuito es uno de los problemas clásicos que deben afrontar los ingenieros de plantas; el conocimiento de los valores de estas intensidades es fundamental para el dimensionamiento adecuado de líneas y transformadores, pero sobre todo de los dispositivos de protección.

Si el objetivo no es efectuar un análisis preciso que tenga en cuenta las oscilaciones electromagnéticas y electromecánicas, el estudio de las corrientes de cortocircuito es bastante sencillo desde un punto de vista conceptual, porque se basa en unos pocos conceptos que, no obstante, deben comprenderse bien y utilizarse correctamente. Sin embargo, este estudio puede ser más complejo desde un punto de vista computacional, en particular cuando la red tiene unas dimensiones considerables o cuando se trata con redes de mallas y faltas asimétricas.

A continuación se facilita un ejemplo de cálculo de la corriente de cortocircuito en una red eléctrica, empleando primero un método exacto basado en la teoría de los componentes simétricos, y después un método aproximado definido como el "método de potencia".

Figura 1



Datos de la planta

A continuación se definen los datos eléctricos de los objetos de la red:

Red de alimentación (red)

$V_{1n} = 20$ kV tensión asignada
 $f = 50$ Hz frecuencia asignada

$S_k = 750$ MVA potencia de cortocircuito de la red de alimentación
 $\cos\phi_k = 0,2$ factor de potencia en condiciones de cortocircuito

Transformadores TR1-TR2

$V_{1n} = 20$ kV tensión asignada del primario
 $V_{2n} = 400$ V tensión asignada del secundario
 $S_n = 1600$ kVA potencia asignada
 $V_{k\%} = 6\%$ caída de tensión porcentual en condiciones de cortocircuito
 $p_{k\%} = 1\%$ pérdidas nominales porcentuales

Generador G

$V_{2n} = 400$ V tensión asignada
 $S_n = 1250$ kVA potencia asignada aparente
 $\cos\phi_n$ factor de potencia nominal
 $x''_{d\%} = 14\%$ reactancia subtransitoria porcentual, eje directo
 $x''_{q\%} = 20\%$ reactancia subtransitoria porcentual, eje de cuadratura
 $x'_{d\%} = 50\%$ reactancia transitoria síncrona porcentual
 $x_{d\%} = 500\%$ reactancia síncrona porcentual
 $x_{2\%} = 17\%$ reactancia de cortocircuito de secuencia negativa porcentual
 $x_{0\%} = 9\%$ reactancia de secuencia cero porcentual
 $T''_d = 40$ ms constante de tiempo subtransitoria
 $T'_d = 600$ ms constante de tiempo transitoria
 $T_a = 60$ ms constante de tiempo del inducido (es decir, del componente unidireccional)

Cable C1

Longitud $L = 50$ m
Formación: $3 \times (2 \times 185) + 3 \times (2 \times 95) + G185$
 $R_{F1} = 2,477$ m Ω resistencia de fase
 $X_{F1} = 1,850$ m Ω reactancia de fase
 $R_{n1} = 4,825$ m Ω resistencia del neutro
 $X_{n1} = 1,875$ m Ω reactancia del neutro
 $R_{PE1} = 4,656$ m Ω resistencia PE
 $X_{PE1} = 1,850$ m Ω reactancia PE

Cable C2

Longitud $L = 15$ m
Formación: $3 \times (2 \times 500) + 3 \times (2 \times 300) + G500$
 $R_{F2} = 0,2745$ m Ω resistencia de fase
 $X_{F2} = 1,162$ m Ω reactancia de fase
 $R_{n2} = 0,451$ m Ω resistencia del neutro
 $X_{n2} = 1,177$ m Ω reactancia del neutro
 $R_{PE2} = 0,517$ m Ω resistencia PE
 $X_{PE2} = 1,162$ m Ω reactancia PE

B1 Método de componentes simétricos

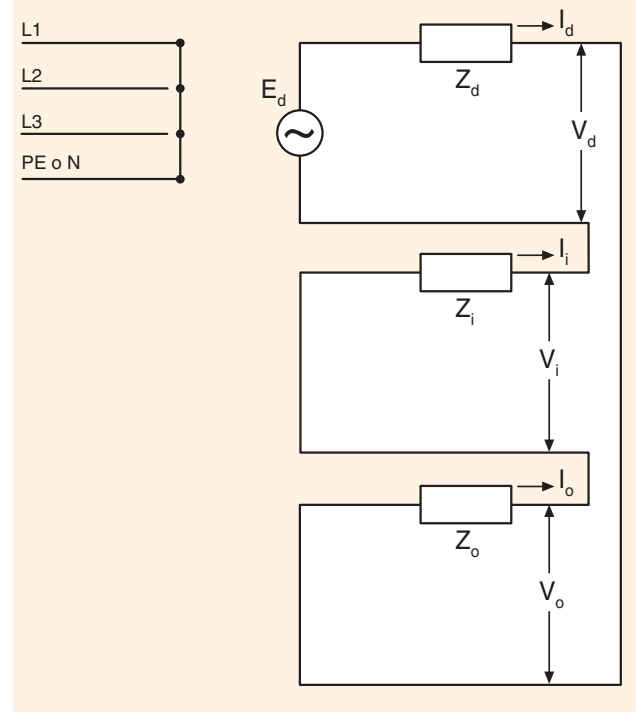
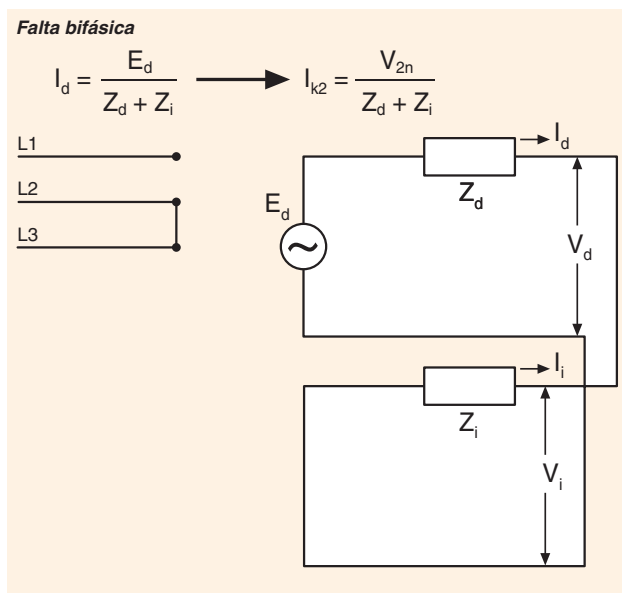
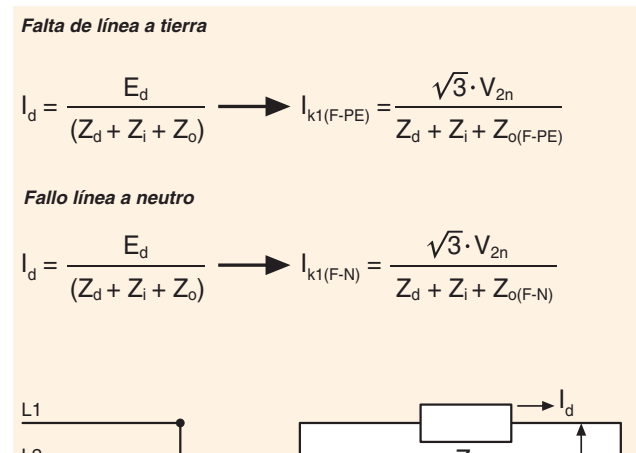
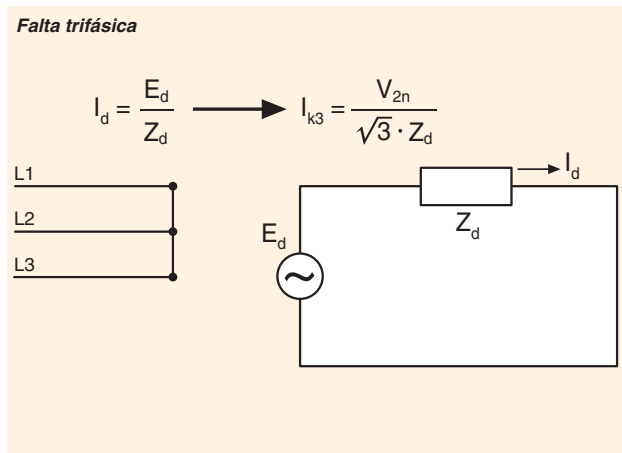
Este método se basa en el principio de que cualquier serie de tres vectores puede resolverse en tres series de vectores:

- una serie de secuencia positiva equilibrada formada por tres vectores de magnitud igual desplazados 120° y que tienen la misma secuencia de fase que el sistema original;
- una serie de secuencia inversa equilibrada formada por tres vectores de magnitud igual desplazados 120° y que tienen una secuencia de fase inversa respecto a la del sistema original;
- una secuencia cero formada por tres vectores de igual magnitud en fase.

Sobre la base de este principio, un sistema trifásico desequilibrado y asimétrico genérico puede reducirse al estudio separado de tres circuitos monofásicos

equivalentes que corresponden a la secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente.

Las impedancias de secuencia pueden hallarse sustituyendo los componentes de red por los circuitos equivalentes para esa secuencia. En cuanto a las secuencias positivas y negativas, los circuitos equivalentes no difieren cuando no hay máquinas rotatorias en la instalación, mientras que cuando existen (motores asíncronos y generadores síncronos) las impedancias equivalentes – secuencia positiva y negativa – son considerablemente diferentes. La impedancia de la falta a tierra también es considerablemente distinta de las anteriores y depende del estado del neutro. Sin entrar en los detalles de un enfoque teórico, a continuación indicamos cómo los circuitos positivo, negativo y de falta a tierra representan la falta trifásica, la falta bifásica y la falta de línea tierra, y las fórmulas relevantes para el cálculo de la intensidad de fallo. Este esquema puede ser útil para comprender plenamente el enfoque.



La tipología de instalación representada por el diagrama unifilar de la Figura 1 puede ser significativo para una planta industrial genérica, en que se ha tenido en cuenta una única alimentación saliente general para simplificar. Sólo se ha tenido en cuenta la carga pasiva, considerando también insignificante la aportación de posibles motores a la corriente de cortocircuito (que cumple la condición: $\sum_{nM} \leq I_k/100$ descrita por la norma IEC 60909, donde I_{nM} es la intensidad nominal de los diversos motores e I_k es la corriente de cortocircuito simétrica inicial en la barra de distribución sin aportación del motor).

Los valores de las impedancias a utilizar en las redes de secuencia para el cálculo de las corrientes de falta pueden obtenerse a partir de los datos anteriores. Los subíndices tienen el siguiente significado:

- d componente de secuencia positiva;
- i componente de secuencia negativa;
- o componente de secuencia cero.

Red de alimentación

Los parámetros de secuencia positiva y negativa de la impedancia de red relacionada con 400 V son:

$$Z_{dnet} = Z_{inet} = \frac{V_{2n}^2}{S_k} = 2.133 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$R_{dnet} = R_{inet} = Z_{dnet} \cdot \cos\varphi_k = 4.266 \cdot 10^{-5} \Omega$$

$$X_{dnet} = X_{inet} = Z_{dnet} \cdot \sin\varphi_k = 2.090 \cdot 10^{-4} \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra de la alimentación no se tiene en cuenta, ya que los bobinados triángulo de los transformadores bloquean el componente de falta a tierra.

Transformadores TR1-TR2

Se tiene en cuenta un tipo clásico de transformador conectado a tierra en triángulo/estrella ($\Delta/Y_{\underline{1}}$), que permite tener un sistema de distribución en la parte de BT del tipo TN-S.

Las impedancias de las diversas secuencias (o-d-i) toman el mismo valor:

$$Z_{dTR} = Z_{iTR} = Z_{oTR} = \frac{v_k\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.006 \Omega$$

$$R_{TR} = \frac{p_k\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.001 \Omega$$

$$X_{TR} = \sqrt{Z_{dTR}^2 - R_{dTR}^2} = 5.916 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Generador G

En este ejemplo, sólo se tiene en cuenta el valor de reactancia subtransitoria que determina el mayor valor de corriente de cortocircuito para el generador.

Parte real de la expresión de las impedancias de la secuencia o-d-i:

$$R_G = \frac{X_d''}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot T_a} = 9.507 \cdot 10^{-4} \Omega$$

Parte imaginaria de la expresión de la impedancia de la secuencia positiva:

$$X_d'' = \frac{x_d''\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.018 \Omega$$

Parte imaginaria de la expresión de la impedancia de la secuencia negativa:

$$X_2 = \frac{x_2\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.022 \Omega$$

X_2 es un parámetro de la máquina entre los datos facilitados por el fabricante.

Como alternativa, la parte imaginaria de la impedancia de la secuencia negativa podría haberse calculado como el valor medio entre la reactancia de la secuencia positiva subtransitoria y la de la cuadratura:

$$X_i = \frac{X_d'' + X_q''}{2}$$

Parte imaginaria de la expresión de la impedancia de la secuencia cero:

$$X_o = \frac{x_o\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.0115 \Omega$$

Por lo tanto:

$$Z_{dG} = R_G + i \cdot X_d'' \quad Z_{iG} = R_G + i \cdot X_2 \quad Z_{oG} = R_G + i \cdot X_o$$

Cables C1 - C2

$$Z_{dC..} = Z_{iC..} = R_{F..} + i \cdot X_{F..}$$

$$Z_{o(F-N)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{N..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{N..})$$

impedancia de secuencia cero por fallo línea a neutro

$$Z_{o(F-PE)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{PE..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{PE..})$$

impedancia de secuencia cero por falta de línea a tierra

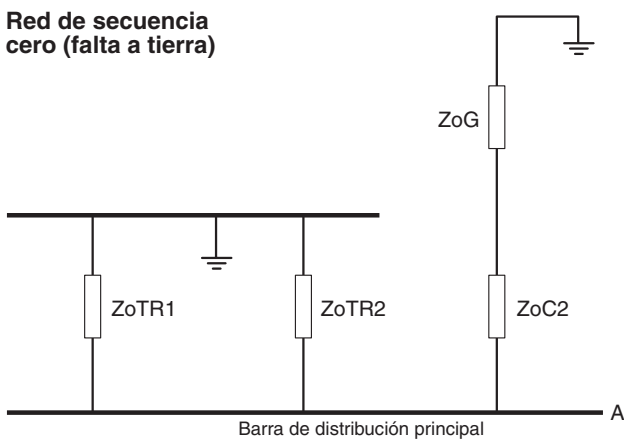
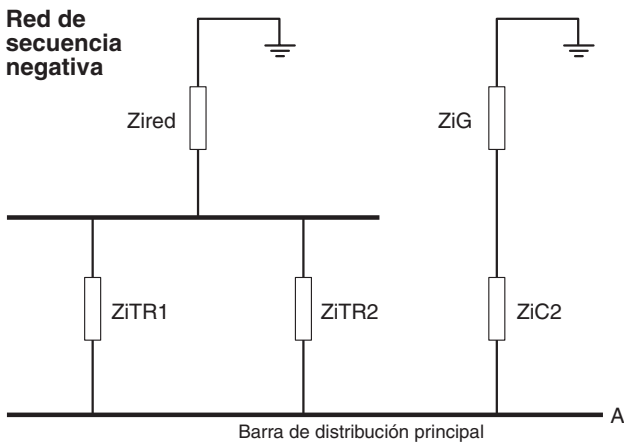
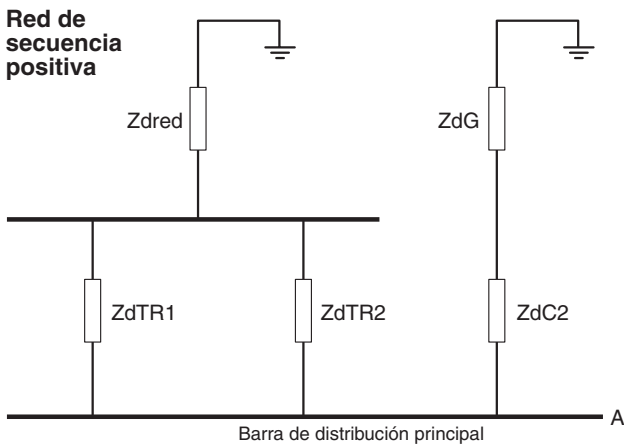
Tras haber definido todas las impedancias de secuencia de los distintos componentes de la planta, puede efectuarse un análisis de las diversas situaciones de falta.

En referencia al esquema de la red de la Figura 1, se resaltan los tres puntos A-B-D donde se supone el fallo y donde se calculan los valores de corriente para las distintas tipologías de falta.

Aún en relación con la red representada en la Figura 1, las redes de secuencia con impedancias en serie o en paralelo se dibujan según el modo en que las ve un observador imaginario ubicado en el punto de falta y mirando hacia la fuente de alimentación.

Falta en A

A tenor de las consideraciones anteriores, pueden dibujarse las siguientes redes de secuencia para una falta en el punto A.



Una vez se han identificado las tres redes de secuencia, puede efectuarse el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las distintas tipologías de falta:

Falta trifásica

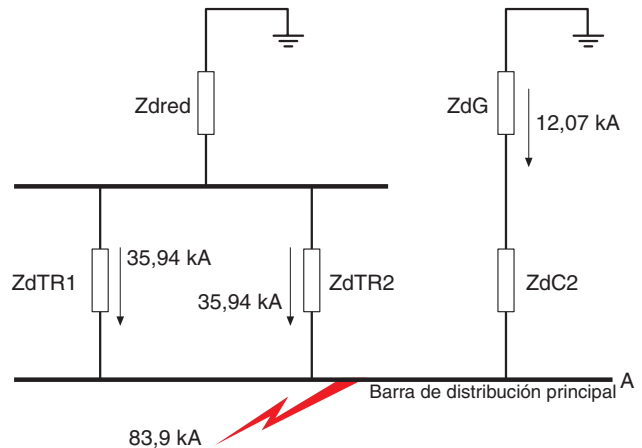
Dado que la falta trifásica es un fallo simétrico, sólo se tendrá en cuenta la impedancia equivalente de la red de secuencia positiva, cumpliendo también lo que se expresa con la fórmula para el cálculo de intensidades. Por lo tanto, la impedancia equivalente que se obtiene con la reducción de la red de secuencia positiva es:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dne}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

["||" significa "en paralelo"] y el valor de corriente de falta trifásica se expresa con la siguiente fórmula:

$$I_{k3A} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,A}} = 83.9 \cdot 10^{-3} \angle -81.15^\circ \text{ A}$$

Al emplear la regla divisora de corriente, pueden determinarse las aportaciones de las máquinas eléctricas aisladas (generador y transformador) a la corriente de cortocircuito en la barra de distribución principal. En particular, las aportaciones se subdividen del modo siguiente:



Falta bifásica

En este caso, la falta afecta sólo a dos de las tres fases; por consiguiente, no sólo es necesario evaluar la impedancia equivalente de la red de secuencia positiva, sino también de la red de secuencia negativa vista desde el punto de falta A, como se muestra en la fórmula de la corriente de falta.

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dne}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,A} = ((Z_{iTR1} \parallel Z_{iTR2}) + Z_{ine}) \parallel (Z_{iG} + Z_{iC2}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta bifásica equivale a:

$$I_{k2A} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{IEq,A}} = 71.77 \cdot 10^{-3} \angle -81.12^\circ \text{ A}$$

Falta monofásica

En cuanto la falta monofásica, debe hacerse una distinción entre:

- falta a tierra monofásico, con retorno a través del conductor de protección, tratándose de un sistema de distribución de tipo TN-S
- falta de línea a neutro, con retorno a través del conductor neutro.

Como se expresa en las fórmulas para el cálculo de la corriente de falta, es necesario tener en cuenta la aportación de los tres circuitos de secuencia.

A tales efectos, debe tenerse en cuenta cómo difiere la topología de la red de falta a tierra de las otras redes de secuencia, ya que se ve muy influida por la topología de los bobinados del transformador.

Además, los valores de las impedancias de la falta a tierra de los cables dependen del tipo de fallo monofásico (F-N o F-PE).

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dne}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,A} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{ine}) \parallel (Z_{IG} + Z_{IC2}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a neutro es:

$$Z_{o(F-N)Eq,A} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-N)C2})) = 4.189 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a tierra es:

$$Z_{o(F-PE)Eq,A} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2})) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \Omega$$

El valor de la corriente de falta línea a neutro equivalente a:

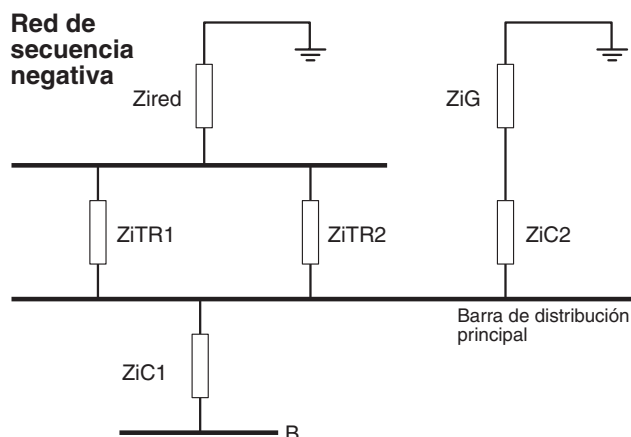
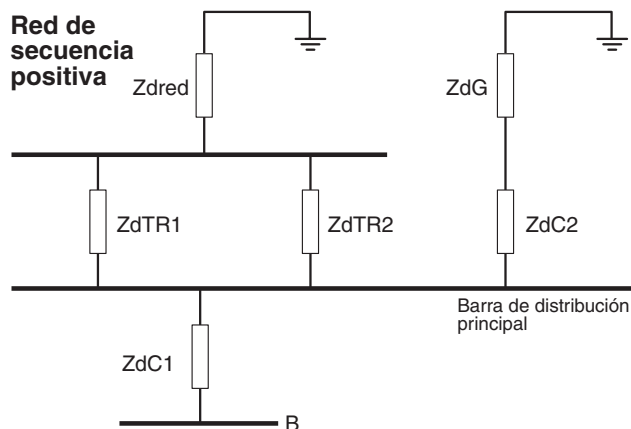
$$I_{k1(F-N)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{IEq,A} + Z_{o(F-N)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^{-3} \angle -80.92^\circ \text{ A}$$

El valor de la corriente de falta línea a tierra equivalente a:

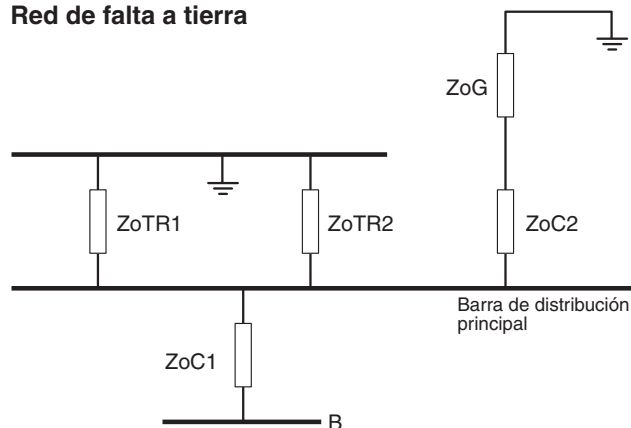
$$I_{k1(F-PE)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{IEq,A} + Z_{o(F-PE)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^{-3} \angle -80.89^\circ \text{ A}$$

Falta en B

En cumplimiento de lo descrito para la falta en el punto A, las tres redes de secuencia se dibujan teniendo en cuenta las impedancias vistas desde el punto B. Como resulta evidente en este nuevo caso, también debe tenerse en cuenta el cable C1 en los circuitos de secuencia.



Red de falta a tierra



Mediante un proceso y consideraciones análogos al caso anterior, se obtienen las impedancias equivalentes y puede efectuarse el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las distintas topologías de falta.

Falta trifásica

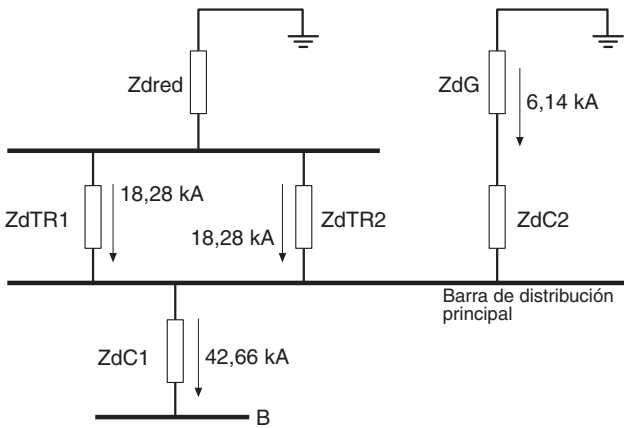
La impedancia de secuencia positiva equivalente derivada de la reducción de la red de secuencia relevante es:

$$I_{k1(F-PE)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{IEq,A} + Z_{o(F-PE)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^3 \angle - 80.89^\circ \text{ A}$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta trifásica equivale a:

$$I_{k3B} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,B}} = 42.66 \cdot 10^3 \angle - 57.59^\circ \text{ A}$$

Las aportaciones se subdividen del modo siguiente:



Falta bifásica

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel ((Z_{dG} + Z_{dC2}) + Z_{dC1}) = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,B} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inet}) \parallel ((Z_{IG} + Z_{IC2}) + Z_{IC1}) = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta bifásica equivale a:

$$I_{k2B} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{IEq,B}} = 36.73 \cdot 10^3 \angle - 57.72^\circ \text{ A}$$

Falta monofásica

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet}) \parallel ((Z_{dG} + Z_{dC2}) + Z_{dC1}) = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{o(F-N)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-N)C2})) + Z_{o(F-N)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a neutro es:

$$Z_{o(F-PE)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2})) + Z_{o(F-PE)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a tierra es:

$$Z_{o(F-PE)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2})) + Z_{o(F-PE)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

El valor de la corriente de falta línea a neutro equivale así a:

$$I_{k1(F-N)B} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{IEq,B} + Z_{o(F-N)Eq,B}} = 23.02 \cdot 10^3 \angle - 39.60^\circ \text{ A}$$

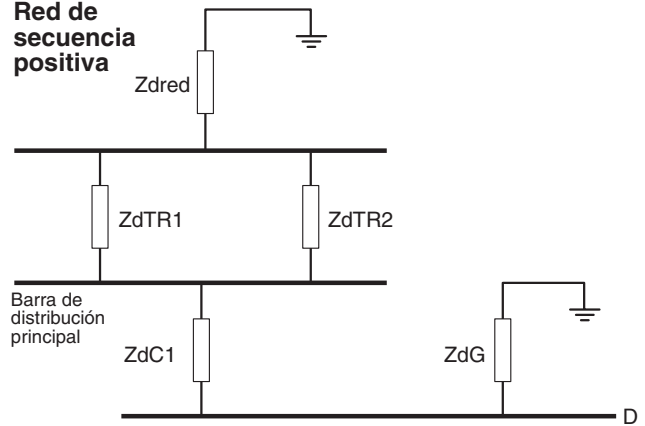
mientras que el valor de la corriente de falta línea a tierra equivale a:

$$I_{k1(F-PE)B} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{IEq,B} + Z_{o(F-PE)Eq,B}} = 23.35 \cdot 10^3 \angle - 40.09^\circ \text{ A}$$

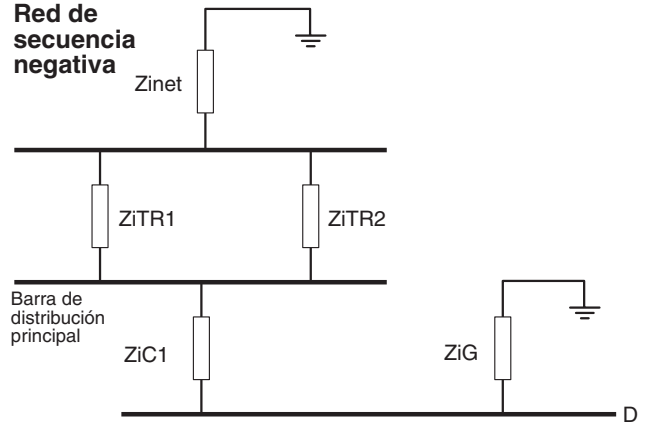
Falta en D

Suponiendo un fallo en D, tenemos en cuenta el caso en que la falta se produce inmediatamente en la parte de la carga del transformador. Según lo descrito en los casos anteriores, las tres redes de secuencia se dibujan teniendo en cuenta las impedancias vistas desde el punto D.

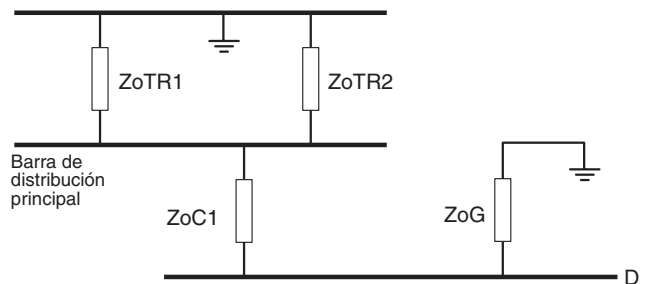
Red de secuencia positiva



Red de secuencia negativa



Red de secuencia cero (falta a tierra)



Mediante un proceso y consideraciones análogos a los anteriores, se obtienen las impedancias equivalentes y puede efectuarse el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las distintas tipologías de falta.

Falta trifásica

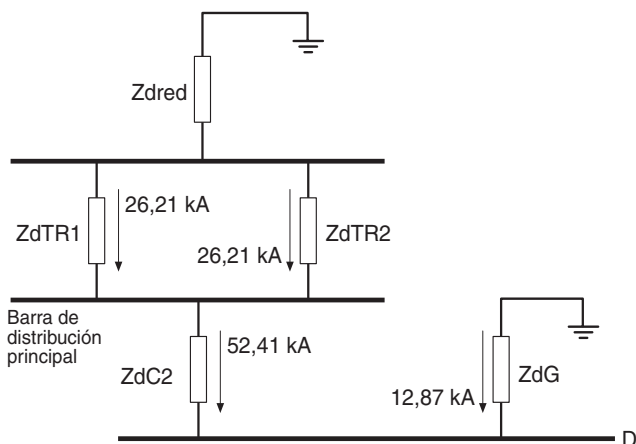
La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{oTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta trifásica es:

$$I_{k3D} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,D}} = 65.19 \cdot 10^3 \angle -80.82^\circ \text{ A}$$

Las aportaciones se subdividen del modo siguiente:



Falta bifásica

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,D} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,D} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inet} + Z_{IC2}) \parallel (Z_{IG}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta bifásica equivale a:

$$I_{k2D} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D}} = 55.46 \cdot 10^3 \angle -80.75^\circ \text{ A}$$

Falta monofásica

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,D} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,D} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inet} + Z_{IC2}) \parallel (Z_{IG}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a neutro es:

$$Z_{o(F-N)Eq,D} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) + Z_{o(F-N)C2}) \parallel (Z_{oG}) = 9.127 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a tierra es:

$$Z_{o(F-N)Eq,D} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) + Z_{o(F-N)C2}) \parallel (Z_{oG}) = 9.127 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \Omega$$

El valor de la corriente de falta línea a neutro equivale así a:

$$I_{k1(F-N)D} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D} + Z_{o(F-N)Eq,D}} = 58.03 \cdot 10^3 \angle -80.01^\circ \text{ A}$$

mientras que el valor de la corriente de falta línea a tierra equivale a:

$$I_{k1(F-PE)D} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D} + Z_{o(F-PE)Eq,D}} = 57.99 \cdot 10^3 \angle -79.66^\circ \text{ A}$$

B2 Método de potencia

Este método permite una evaluación rápida pero aproximada de la corriente de cortocircuito trifásica en una red. Es necesario calcular las potencias de cortocircuito de los diversos elementos que componen la red (transformadores – generadores – cables), antes de determinar la potencia de cortocircuito total en el punto en que debe evaluarse la corriente de falta.

Los flujos de potencia debidos a elementos que funcionan en paralelo pueden reducirse aplicando la fórmula de las resistencias en serie, mientras que los flujos de potencia debidos a elementos que funcionan en serie pueden reducirse aplicando la fórmula de las resistencias en paralelo.

A continuación se facilita un ejemplo de cálculo aplicado a la red examinada anteriormente.

Puede observarse cómo, para la misma tipología de falta, (cortocircuito trifásico en los puntos A – B – D), este método “aproximado” da unos resultados bastante similares a los obtenidos aplicando el método de los componentes simétricos.

En relación con los datos de la planta anteriormente descritos, ahora es posible pasar al cálculo de las potencias de cortocircuito de los distintos elementos de la instalación:

Red de alimentación

$S_{knet} = 750 \text{ MVA}$ es una referencia de la planta

Transformador TR1-TR2

$$S_{kTR1} = \frac{S_{nTR1}}{V_{k\%}} \cdot 100 \quad S_{kTR1} = 26.67 \text{ MVA}$$

$$S_{kTR2} = \frac{S_{nTR2}}{V_{k\%}} \cdot 100 \quad S_{kTR2} = 26.67 \text{ MVA}$$

Generador G

$$S_{kG} = \frac{S_{nG}}{x_d^{\%}} \cdot 100 \quad S_{kG} = 8.93 \text{ MVA}$$

Cables C1 - C2

$$S_{kC1} = \frac{V_{2n}^2}{Z_{FC1}} \quad S_{kC1} = 51.75 \text{ MVA}$$

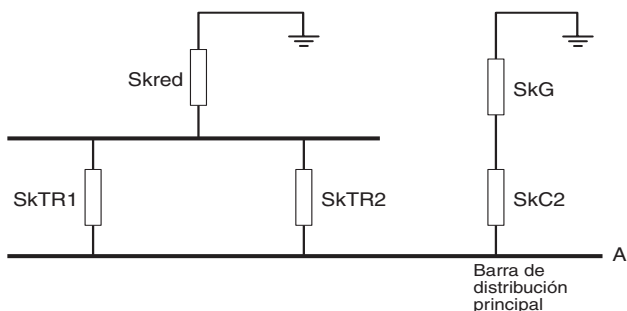
$$S_{kC2} = \frac{V_{2n}^2}{Z_{FC2}} \quad S_{kC2} = 133.95 \text{ MVA}$$

donde:

$$Z_{FC1} = \sqrt{(R_{F1}^2 + X_{F1}^2)} \quad Z_{FC1} = 0.0031 \Omega$$

$$Z_{FC2} = \sqrt{(R_{F2}^2 + X_{F2}^2)} \quad Z_{FC2} = 0.0012 \Omega$$

En relación con la falta en A, la red que detalla la aportación de las potencias de cortocircuito es la siguiente:

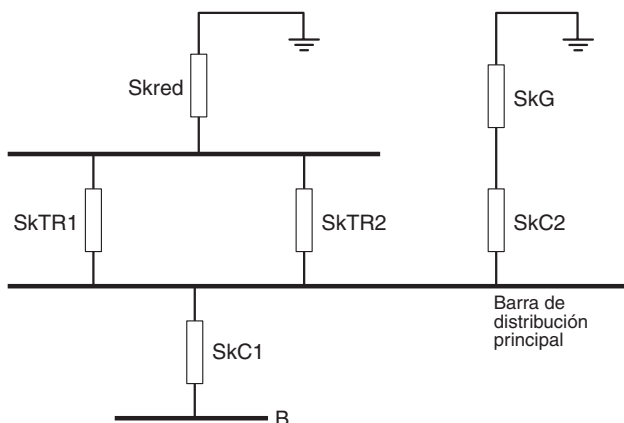


Mediante la reducción de los elementos en serie - en paralelo, se obtiene la siguiente expresión de la potencia total:

$$S_{kTOT(A)} = ((S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}) + (S_{kG} // S_{kC2}) = 58,16 \text{ MVA}$$

$$I_{k3A} = \frac{S_{kTOT(A)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \text{ de donde se obtiene } I_{k3A} = 83,95 \text{ kA}$$

En relación con la falta en B, la red que detalla la aportación de las potencias de cortocircuito es la siguiente:

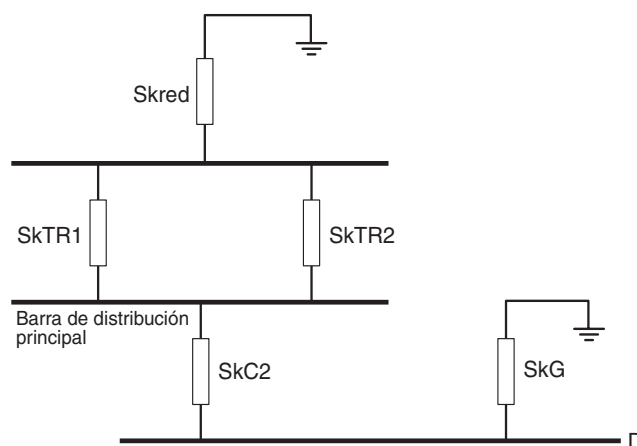


Mediante la reducción de los elementos en serie - en paralelo, se obtiene la siguiente expresión de la potencia total:

$$S_{kTOT(B)} = [((S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}) + (S_{kG} // S_{kC2})] // S_{kC1} = 27,38 \text{ MVA}$$

$$I_{k3B} = \frac{S_{kTOT(B)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \text{ de donde se obtiene } I_{k3B} = 39,52 \text{ kA}$$

En relación con la falta en D, la red que detalla la aportación de las potencias de cortocircuito es:



Mediante la reducción de los elementos en serie - en paralelo, se obtiene la siguiente expresión de la potencia total:

$$S_{kTOT(D)} = \{[(S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}] // S_{kC2}\} + S_{kG} = 45,23 \text{ MVA}$$

$$I_{k3D} = \frac{S_{kTOT(D)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \text{ de donde se obtiene } I_{k3D} = 65,28 \text{ kA}$$

Consideraciones acerca de los resultados obtenidos

El ejemplo anterior indica claramente que el uso del método de potencia ofrece la ventaja de la simplicidad y la velocidad, pero podría dar resultados menos precisos en comparación con el método de los componentes simétricos.

La diferencia más evidente tiene que ver con la falta trifásica calculada en el punto B, donde la presencia del cable C2, caracterizado por valores particulares para "L" y "R", introduce un cociente distinto entre las partes imaginaria y real de las expresiones respecto a los demás elementos, con lo que se pone de manifiesto el carácter aproximado del método de potencia.

No obstante, el efecto de la aproximación no basta para invalidar este método, en particular si se emplea para efectuar cálculos preliminares, como suele suceder.

Glosario

$v_{k\%}$	tensión de cortocircuito en porcentaje
$p_{k\%}$	potencia de cortocircuito en porcentaje
V_n	tensión asignada
S_n	potencia asignada
I_n	intensidad nominal
V_{1n}	tensión asignada del primario
V_{2n}	tensión asignada del secundario
X''_d	reactancia subtransitoria, eje directo
X'_d	reactancia transitoria, eje directo
X_d	reactancia síncrona, eje directo
S_k	potencia aparente de cortocircuito
I_k	corriente de cortocircuito
i_p	Intensidad máxima
Z_k	impedancia de cortocircuito
X_k	reactancia de cortocircuito
R_k	resistencia de cortocircuito
$Z...$	impedancia de un elemento genérico
$R...$	resistencia de un elemento genérico
$X...$	reactancia de un elemento genérico
i_s	componente simétrico de la corriente de cortocircuito
i_u	componente unidireccional de la corriente de cortocircuito
η	rendimiento
$\cos\phi$	factor de potencia
a b	representación polar: "a" es el módulo; "b" es el ángulo de desplazamiento de fase
a+ib	representación rectangular: "a" es la parte real y "b" la imaginaria

Subíndices:

...L	carga genérica pasiva
...TR	transformador
...G	generador
...M	motor
...n	nominal o asignada
...C	cable
...red	red de alimentación de la planta
...N	neutro
... F	fase
... PE	conductor de protección
...1F-PE	monofásico a tierra
...1F-n	línea a neutro
...2	bifásico
...3	trifásico
...BT	baja tensión
...MT	media tensión
...k	estado de cortocircuito

Contacte con nosotros

Asea Brown Boveri, S.A.
Low Voltage Products
Torrent de l'Olla 220
08012 Barcelona
Tel. 93 484 21 21
Fax 93 484 21 90
www.abb.es/bajatension



1TXA007101G0701 001208