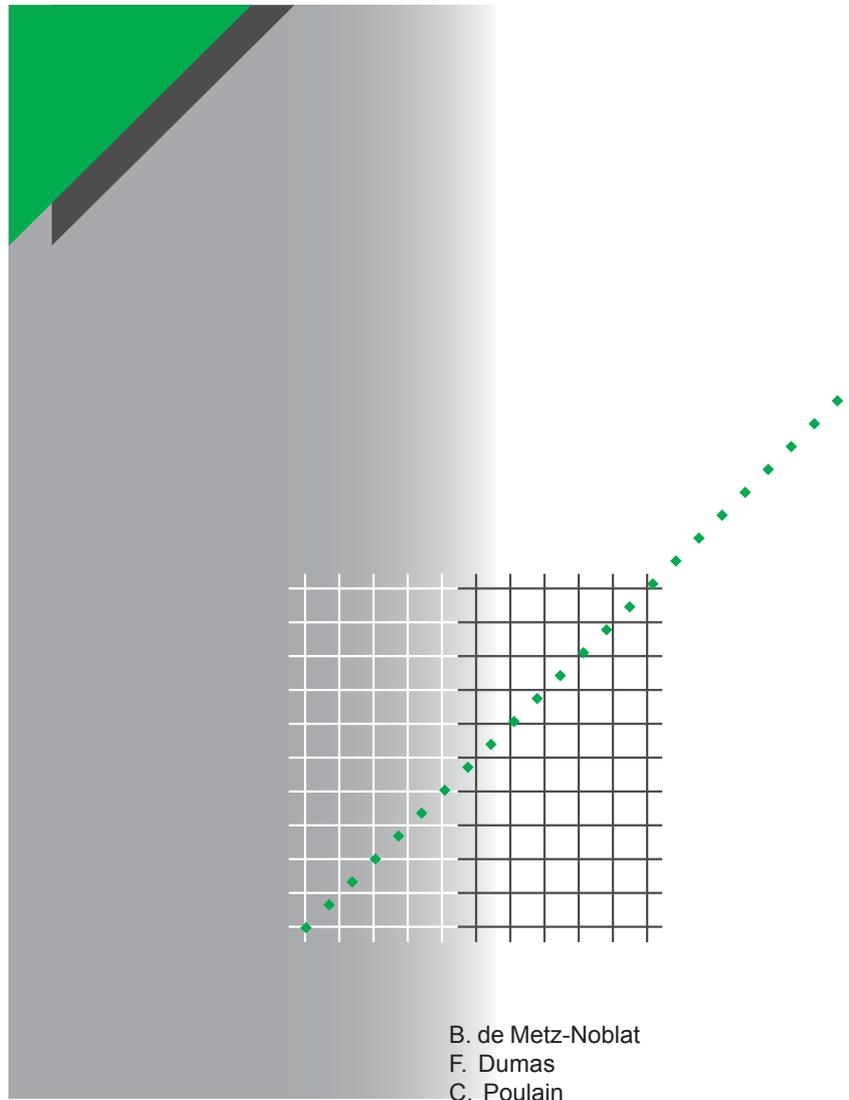


Cuaderno Técnico nº 158

Cálculo de corrientes de cortocircuito



La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades electrotécnicas y electrónicas. Están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica o más amplia, que complementen la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada uno trata en profundidad un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet:
<http://www.schneider-electric.es>

La colección de **Cuadernos Técnicos** forma parte de la «Biblioteca Técnica» de **Schneider Electric España S.A.**

Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la incorrecta utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de este Cuaderno Técnico está autorizada haciendo la mención obligatoria: «Reproducción del Cuaderno Técnico nº 158 de Schneider Electric».

Cuaderno Técnico nº 158

Cálculo de corrientes de cortocircuito



Benoît de METZ-NOBLAT

Ingeniero ESE, trabajó en el Grupo Saint-Gobain y después, en 1986, entró en Merlin Gerin.

Actualmente está en el grupo «Redes Eléctricas» donde se realizan cálculos y estudios sobre los fenómenos eléctricos que se refieren al funcionamiento de las redes y su interacción con los materiales y equipos.



Frédéric DUMES

Doctor Ingeniero por la Université de Technologie de Compiègne (UTC) en 1993.

Entró en Schneider Electric en 1993, responsabilizándose del desarrollo de herramientas de cálculo de redes eléctricas en la Dirección Científica y Técnica. A partir de 1998 pasó a responsabilizarse del equipo de investigación sobre redes eléctricas industriales y de distribución.

Desde 2003, como jefe de proyecto, se encarga del desarrollo técnico del Servicio de Distribución Eléctrica.



Christophe POULAIN

Ingeniero ENI de Brest, ingeniero de sección especial ENSEEIHT de Toulouse y Doctor por la Universidad Pierre y Marie Curie de París.

Entró en Schneider Electric en 1992 como ingeniero de investigación; desde 2003 trabaja en el grupo de competencia «Redes Eléctricas» en la unidad de negocios del «Projects and Engineering Center».

Trad.: J.M. Giró

Original francés: noviembre 1999

Versión española: Abril 2007

Merlin Gerin

Modicon

Square D

Telemecanique

Schneider
 **Electric**

Terminología

Abreviaturas

CGBT	Cuadro General de Baja Tensión
JdB	Juego de Barras
PdC	Poder de Corte

Símbolos

α	Ángulo de disparo (aparición del defecto referido al paso por cero de la tensión)
c	Factor de tensión
$\cos \varphi$	Factor de potencia (en ausencia de armónicos)
e	Fuerza electromotriz instantánea
E	Fuerza electromotriz (valor eficaz)
φ	Ángulo de desfase (intensidad respecto a tensión)
i	Intensidad de corriente instantánea
i_{CA}	Componente alterna senoidal de la intensidad de corriente instantánea
i_{CC}	Componente continua de la intensidad de corriente instantánea
i_p	Valor máximo de intensidad de corriente (primera cresta de intensidad de corriente de defecto)
I	Intensidad de corriente (valor eficaz)
I_b	Intensidad de corriente de cortocircuito cortada (CEI 60909)
I_{cc}	Intensidad de corriente de cortocircuito permanente (I_{cc3} : trifásica, I_{cc2} : bifásica, ...)
I_k	Intensidad de corriente de cortocircuito permanente (CEI 60909)
I_k^*	Intensidad de corriente de cortocircuito simétrica inicial (CEI 60909)
I_r	Intensidad de corriente asignada del alternador
I_s	Intensidad de corriente de servicio
k	Constante de corrección (NF C 15-105)
K	Factor de corrección de impedancias (CEI 60909)
κ	Factor relativo al cálculo del valor de cresta de la intensidad de corriente de cortocircuito
λ	Factor que depende de la inductancia de saturación de un alternador

Ra	Resistencia equivalente de la red aguas arriba
R_L	Resistencia de la línea por unidad de longitud
S	Sección de los conductores
S_{cc}	Potencia de cortocircuito
S_n	Potencia aparente del transformador
t_{\min}	Tiempo muerto mínimo de establecimiento del cortocircuito, a menudo igual al tiempo de retardo de un interruptor automático
u	Tensión instantánea
U_{cc}	Tensión de cortocircuito de un transformador, expresada en %
U	Tensión compuesta de la red, en vacío
U_n	Tensión nominal, en carga, de la red
x	Reactancia en % de las máquinas giratorias
X_a	Reactancia equivalente de la red, aguas arriba
X_L	Reactancia de la línea por unidad de longitud
X_{subt}	Reactancia subtransitoria del alternador
Za	Impedancia equivalente de la red, aguas arriba
Z_{cc}	Impedancia, aguas arriba, de la red con un defecto trifásico
Z_d o $Z_{(1)}$	Impedancia directa
Z_i o $Z_{(2)}$	Impedancia inversa
Z_o o $Z_{(0)}$	Impedancia homopolar
Z_L	Impedancia de conexión

Índices

G	Generador
k o k3	Cortocircuito trifásico
k1	Cortocircuito monofásico, fase-neutro o fase-tierra
k2	Cortocircuito bifásico
k2E / kE2E	Cortocircuito bifásico a tierra
S	Grupo con conmutador de conexión en carga
SO	Grupo sin conmutador de conexión en carga
T	Transformador

Cálculo de corrientes de cortocircuito

Las dimensiones de una instalación eléctrica y de los materiales que se instalan así como la determinación de las protecciones de personas y bienes precisan el cálculo de las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de la red.

Este Cuaderno Técnico incide en los métodos de cálculo de las corrientes de cortocircuito previstas en las normas UTE C 15-105 y CEI 60909. Se centra en los circuitos radiales y mallados tanto en BT como en AT.

También se pretende ofrecer un buen conocimiento de los métodos de cálculo para determinar las corrientes de cortocircuito, incluso utilizando los medios informáticos.

Índice

1	Introducción	p.	6
	1.1	Los principales defectos de cortocircuito	p. 8
	1.2	Establecimiento de la intensidad de cortocircuito	p. 9
	1.3	Normas y cálculos de las lcc	p. 14
	1.4	Métodos presentados en este Cuaderno Técnico	p. 14
	1.5	Las hipótesis de partida	p. 15
2	Cálculo de las lcc por el método de las impedancias radiales con la ayuda de las componentes simétricas	2.1 lcc según los diferentes tipos de cortocircuito	p. 16
		2.2 Determinación de las diversas impedancias de cortocircuito	p. 17
		2.3 Relaciones entre las impedancias de los diferentes niveles de tensión de una instalación	p. 23
		2.4 Ejemplo de cálculo (para una red con las impedancias de los generadores, red aguas arriba y transformador de alimentación y las conexiones eléctricas)	p. 25
3	Cálculo de las lcc en las redes	3.1 Interés de este método	p. 29
		3.2 Repaso de la teoría de las componentes simétricas	p. 29
		3.3 Cálculo según la CEI 60909	p. 30
		3.4 Ecuaciones de las diferentes corrientes	p. 34
		3.5 Ejemplos de cálculo de corrientes de cortocircuito	p. 36
4	Conclusión		p. 41
	Bibliografía		p. 42

1 Introducción

Cualquier instalación eléctrica debe de estar protegida contra los cortocircuitos y esto, salvo excepción, cada vez que se presenta una discontinuidad eléctrica, lo que corresponde casi siempre a un cambio de sección de los conductores. La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación para poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar la corriente de defecto.

El organigrama de la **figura 1** muestra el proceso que hay que seguir para conocer las diferentes corrientes de cortocircuito y los parámetros necesarios para seleccionar los diversos dispositivos de protección de la instalación. Para elegir y regular convenientemente las protecciones se utilizan las curvas de intensidad en función del tiempo (**figuras 2, 3 y 4**). Es necesario conocer dos valores de corriente de cortocircuito:

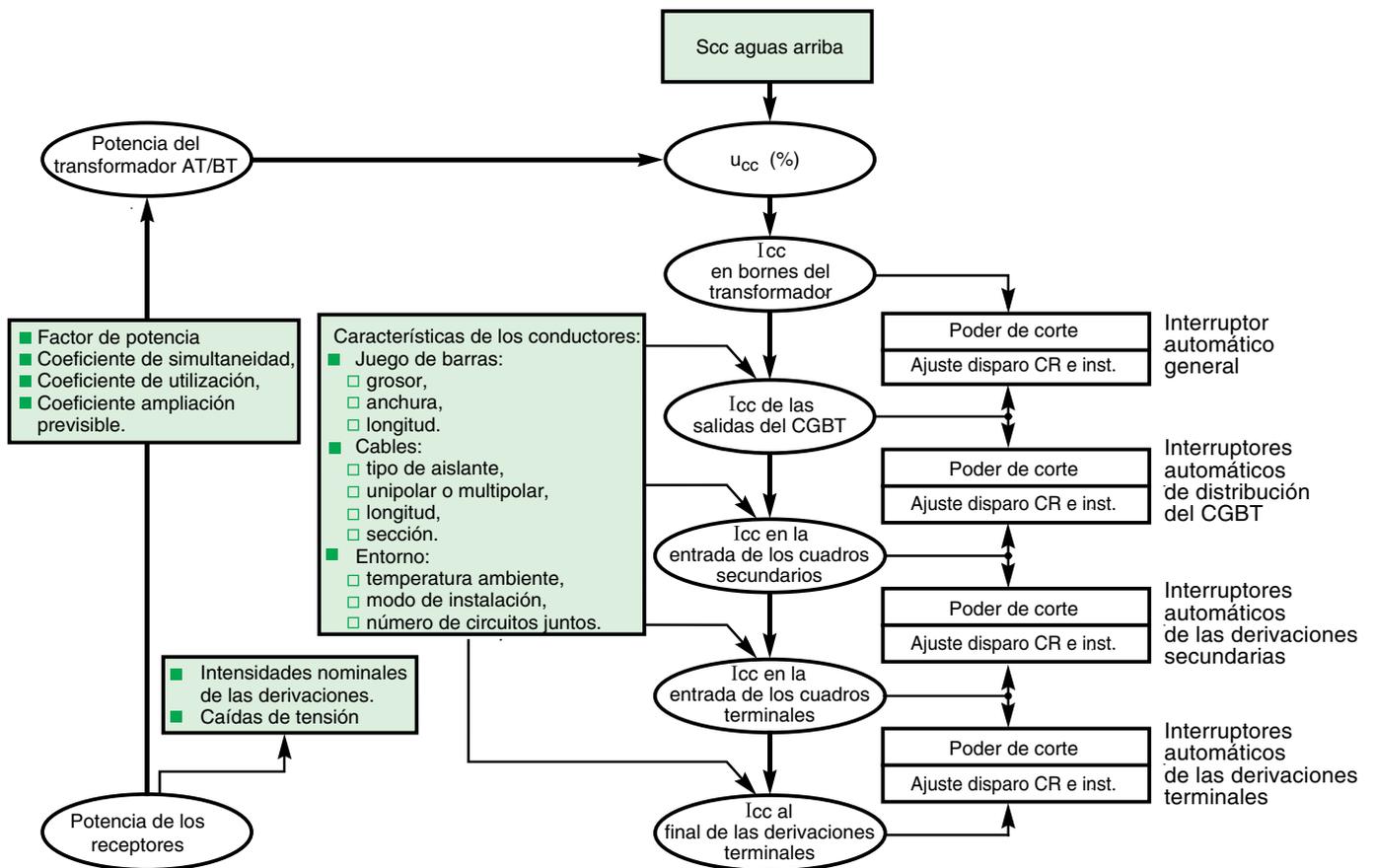


Fig. 1: Procedimiento de cálculo de la I_{cc} para el diseño de una instalación eléctrica BT (CR = corto retardo; Inst = instantáneo).

- La corriente máxima de cortocircuito, que determina:
 - el poder de corte –PdC– de los interruptores automáticos,
 - el poder de cierre de los aparatos,
 - la sollicitación electrodinámica sobre canalizaciones y aparataje.

El valor corresponde a un cortocircuito inmediatamente aguas abajo de los bornes del elemento de protección. Debe de calcularse con una buena precisión (margen de seguridad).

- La corriente mínima de cortocircuito, indispensable para elegir la curva de disparo de los interruptores automáticos y fusibles, especialmente cuando:
 - la longitud de los cables es importante y/o la fuente o generador es relativamente impedante (generadores-onduladores),
 - la protección de las personas se basa en el funcionamiento de los interruptores automáticos o de los fusibles, especialmente en los esquemas de conexión a tierra del neutro TN o IT.

Recordemos que la corriente mínima de cortocircuito corresponde a un defecto producido en el extremo de una derivación protegida, cuando se produce un defecto bifásico en las condiciones de explotación menos severas (defecto en el extremo distante de una salida y no inmediatamente después de la protección, con un único transformador en servicio aunque pueda haber dos en paralelo...).

Recordemos también que en todos los casos, cualquiera que sea la corriente de cortocircuito

(de mínima a máxima), la protección debe de eliminar el cortocircuito en un tiempo (t_c) compatible con la sollicitación térmica que puede soportar el cable a proteger:

$$\int i^2 \cdot dt \leq k^2 \cdot S^2 \quad (\text{figuras 2, 3 y 4})$$

donde S es la sección de los conductores y k una constante calculada a partir de diferentes factores de corrección que dependen del modo de instalación, de los circuitos contiguos, de la naturaleza del suelo, ...

Para más detalles prácticos se recomienda consultar la norma NF C 15-105 o la Guía de la Instalación Eléctrica de Schneider Electric (bibliografía).

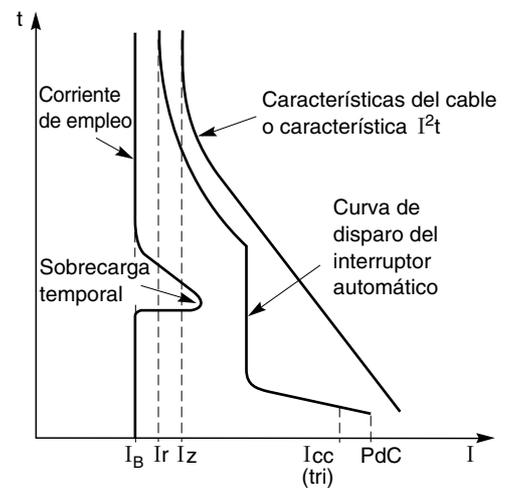


Fig. 3: Protección de un circuito mediante un interruptor automático.

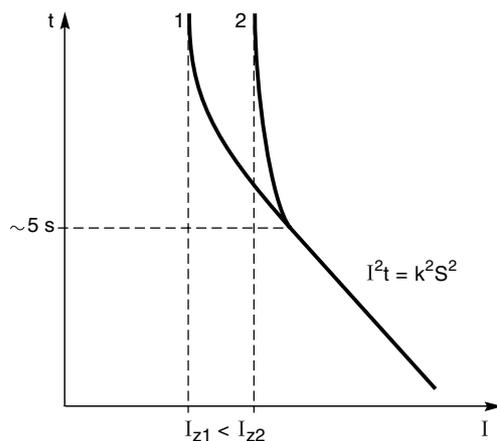


Fig. 2: Características I^2t de un conductor en función de la temperatura ambiente (1 y 2 representan el valor eficaz de la corriente en el conductor a unas temperaturas diferentes θ_1 y θ_2 , siendo $\theta_1 > \theta_2$; I_z es el límite de corriente admisible en régimen permanente).

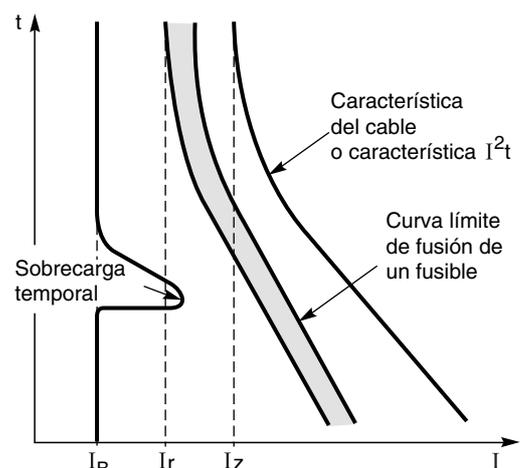


Fig. 4: Protección de un circuito mediante un fusible aM.

1.1 Los principales defectos de cortocircuito

En las instalaciones eléctricas pueden producirse diferentes tipos de cortocircuitos.

Características de los cortocircuitos

Las principales características de los cortocircuitos son:

- su duración: autoextinguible, fugaz, permanente,
- su origen:
 - originados por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño, como herramientas o animales),
 - debidos a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico,

□ causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo,

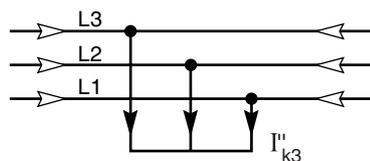
■ su localización: dentro o fuera de una máquina o un cuadro eléctrico.

Desde otro punto de vista, los cortocircuitos pueden ser:

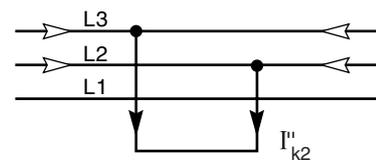
- monofásicos: 80% de los casos,
- bifásicos: 15% de los casos. Los de este tipo, suelen degenerar en trifásicos,
- trifásicos: que empiecen como tales, sólo el 5% de los casos.

En la **figura 5** se representan estos diferentes tipos de cortocircuitos.

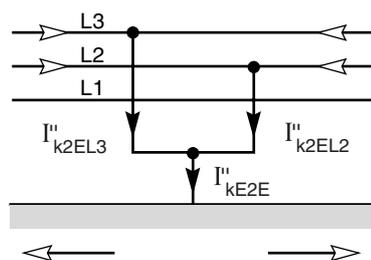
a) cortocircuito trifásico



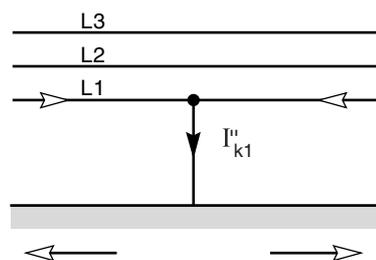
b) cortocircuito bifásico, aislado



c) cortocircuito bifásico-tierra



d) cortocircuito fase-tierra



- ← corriente de cortocircuito,
- ← corrientes de cortocircuito parciales en los conductores de tierra.

Fig. 5: Los diferentes cortocircuitos y sus corrientes. El sentido de las flechas indicando las corrientes es arbitrario (CEI 60909).

Consecuencias de los cortocircuitos

Dependen de la naturaleza y duración de los defectos, del punto de la instalación afectado y de la intensidad de corriente:

- En el lugar del defecto, la producción de arcos de defecto puede producir:
 - deterioro de los aislantes,
 - fusión de los conductores,
 - incendio y peligro para las personas.
- En el circuito defectuoso:
 - los sobreesfuerzos electrodinámicos pueden:
 - deformar los JdB (juegos de barras),
 - arrancar los cables de sus anclajes;

- se produce sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto Joule, con riesgo de deterioro de los aislantes.
- en otros circuitos de la red afectada o de las redes próximas, se producen:
 - bajadas de tensión durante la eliminación del defecto, que pueden durar desde algunos milisegundos hasta varias centenas de milisegundos,
 - desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y la selectividad de sus protecciones,
 - inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas,
 - perturbaciones en los circuitos de mando y control,
 - etc.

1.2 Establecimiento de la intensidad de cortocircuito

Una red simplificada se reduce a una fuente de tensión alterna constante, un interruptor, una impedancia Z_{cc} , que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia Z_s de la carga (figura 6).

En realidad, la impedancia del generador está compuesta de todo lo que hay aguas arriba del cortocircuito, incluidas las redes de las diversas tensiones (AT, BT) y el conjunto de conductores serie, con sus diferentes secciones y longitudes.

En el esquema de la figura 6, con el interruptor cerrado, antes del defecto, circula por la red la intensidad de servicio I_s .

Cuando se produce un defecto de impedancia despreciable entre los puntos A y B, aparece una intensidad de cortocircuito, I_{cc} , muy elevada, limitada únicamente por la impedancia Z_{cc} .

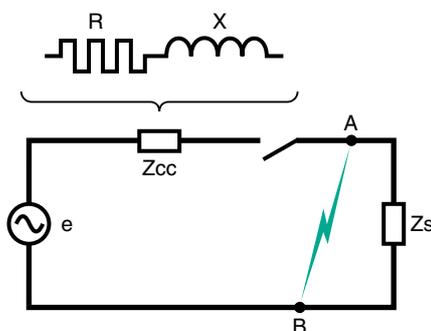


Fig. 6: Esquema simplificado de una red.

La intensidad I_{cc} se establece siguiendo un régimen transitorio en función de las reactancias X y de las resistencias R que son las componentes de la impedancia Z_{cc} :

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

En una distribución de potencia, la reactancia $X = L\omega$ es generalmente mucho mayor que la resistencia R , y la razón R/X está entre 0,10 y 0,3. Este valor sigue siendo prácticamente igual para valores bajos del $\cos \varphi$ (factor de potencia durante el cortocircuito), o sea:

$$\cos \varphi = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

Sin embargo, el régimen transitorio de establecimiento de una corriente de cortocircuito difiere según la distancia del punto de defecto a los alternadores. Esta distancia no implica necesariamente una distancia geográfica, sino que se sobreentiende que las impedancias de los alternadores son inferiores a las de las conexiones entre ellos y el punto de defecto.

Defecto alejado de los alternadores

Es el caso más frecuente. Entonces, el régimen transitorio es el resultante de la aplicación a un circuito LR de una tensión:

$$e = E\sqrt{2} \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha)$$

En consecuencia, la intensidad i es la suma de dos componentes: $i = i_{CA} + i_{CC}$.

■ La primera (i_{CA}) es alterna y senoidal:

$$i_{CA} = I\sqrt{2} \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi)$$

en donde:

$$I = \frac{E}{Z_{cc}}$$

α = ángulo eléctrico que caracteriza el desfase en el tiempo entre el instante inicial del defecto y el origen de la onda de tensión.

■ La otra (i_{CC}) es una componente continua:

$$i_{CC} = -I\sqrt{2} \cdot \text{sen}(\alpha - \varphi) \cdot e^{-\frac{R}{L}t}$$

Su valor inicial depende de α , y su amortiguamiento es tanto más rápido cuanto mayor es la relación R/L.

En el instante inicial del cortocircuito, i es nula por definición (puesto que el valor de la intensidad de servicio I_s es despreciable), por lo que:

$$i = i_{CA} + i_{CC} = 0$$

La **figura 7** nos muestra la representación gráfica de i mediante la suma algebraica de los valores de las ordenadas de sus 2 componentes, i_{CA} e i_{CC} .

La **figura 8** presenta los dos casos extremos posibles de establecimiento de una corriente de cortocircuito I_{cc} , que, para facilitar la comprensión, se representan con una tensión alterna monofásica.

El factor $e^{-\frac{R}{L}t}$ es tanto mayor cuanto menor es el amortiguamiento de la componente unidireccional, es decir, la razón R/L o R/X. Es pues necesario calcular i_p para determinar el poder de cierre de los interruptores automáticos a instalar y también para definir

los esfuerzos electrodinámicos que deberá soportar el conjunto de la instalación.

Su valor se deduce del valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrica I_a mediante la relación:

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_a,$$

en la que el coeficiente κ viene dado por la curva de la **figura 9** en función de la razón R/X, calculada según la siguiente expresión:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{3R}{X}}$$

Defecto en la proximidad de los alternadores

Cuando el defecto se produce muy cerca del alternador que alimenta el circuito afectado, la variación de la impedancia del alternador, que ahora pasará a ser preponderante, provoca la amortiguación de la corriente de cortocircuito. En efecto, en este caso, el régimen transitorio de establecimiento de la corriente se modifica por la variación de la f.e.m. (fuerza electromotriz) resultante del cortocircuito. Como simplificación, consideramos el valor de la f.e.m. constante, pero la reactancia interna de la máquina como variable; esta reactancia evoluciona en tres etapas o estados:

- **el subtransitorio** que corresponde a los 10 ó 20 primeros milisegundos del defecto,
- **el transitorio**, a continuación del anterior y que se prolonga hasta 500 milisegundos,
- y después, **el permanente** o reactancia síncrona.

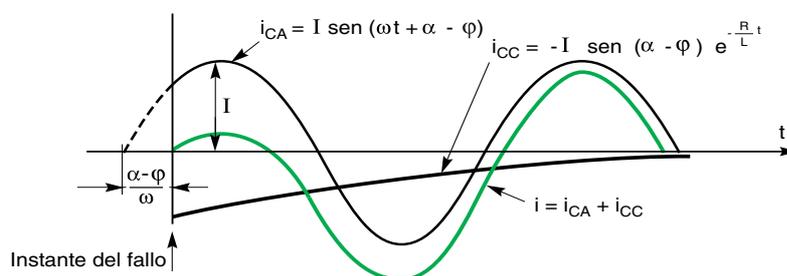
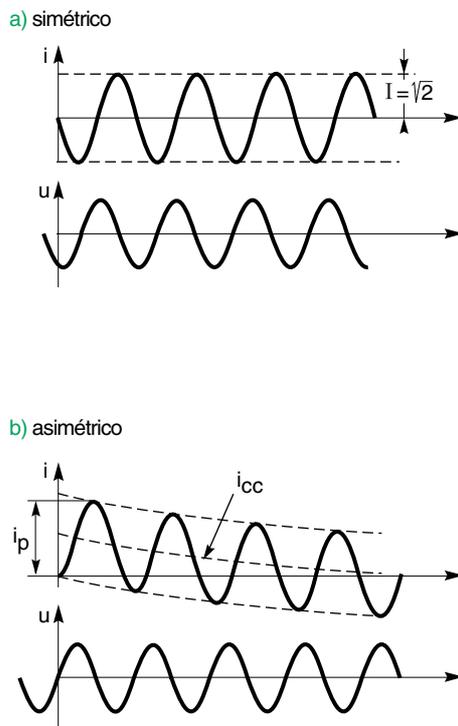


Fig. 7: Representación gráfica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador.



Puesto que el instante de aparición del defecto o de cierre está caracterizado, con relación al valor de la tensión de la red, por su ángulo de desfase α (aparición del defecto), la tensión se puede expresar como: $u = E\sqrt{2} \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha)$.

La evolución de la corriente es de la forma:

$$i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} \left[\text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) - \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

con sus dos componentes, una alterna y defasada un ángulo φ respecto a la tensión, y la otra, continua que tiende a 0 cuando tiende a infinito.

De ahí los dos casos extremos definidos por:

■ $\alpha = \varphi \approx \frac{\pi}{2}$, llamado «régimen simétrico» (figura a).

La corriente de defecto es de la forma:

$$i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} \text{sen} \omega t$$

que, desde el principio, tiene los mismos valores que en régimen permanente, con un valor pico E/Z .

■ $\alpha = 0$ llamado «régimen asimétrico» (figura b).

La corriente de defecto es de la forma:

$$i = \frac{E\sqrt{2}}{Z} \left[\text{sen}(\omega t - \varphi) + \text{sen} \varphi \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Así, su primer valor de cresta, i_p , es función de φ y por tanto, de la razón $R/X \approx \cos \varphi$ del circuito.

Fig. 8: Repaso y representación gráfica de dos casos extremos de un cortocircito, simétrico y asimétrico.

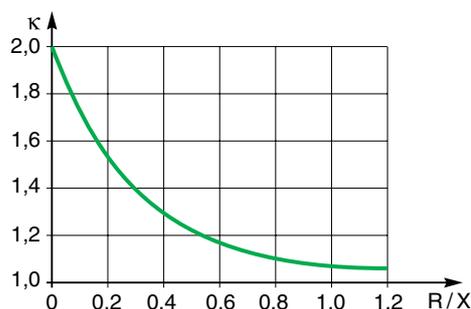


Fig. 9: Variación del factor κ en función de R/X (CEI 60909).

Nótese que, esta reactancia va tomando, en cada período, un valor cada vez mayor, según el orden indicado: la reactancia subtransitoria es inferior a la transitoria y ésta inferior a la reactancia síncrona. Esta intervención sucesiva de las tres reactancias provoca una disminución progresiva de la intensidad de cortocircito, intensidad que es, por tanto, la suma de cuatro componentes (figura 10), o sea:

- las tres componentes alternas (subtransitoria, transitoria y permanente),
- la componente continua que resulta del establecimiento de la corriente en el circuito (inductivo).

Esta corriente de cortocircito $i(t)$ es máxima para un ángulo de desconexión correspondiente al paso por cero de la tensión en el instante del defecto.

Entonces, viene dado por la expresión:

$$i(t) = E \sqrt{2} \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-t/T''_d} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T'_d} + \frac{1}{X_d} \right] \cos \omega t - \frac{E \sqrt{2}}{X''_d} e^{-t/T_a}$$

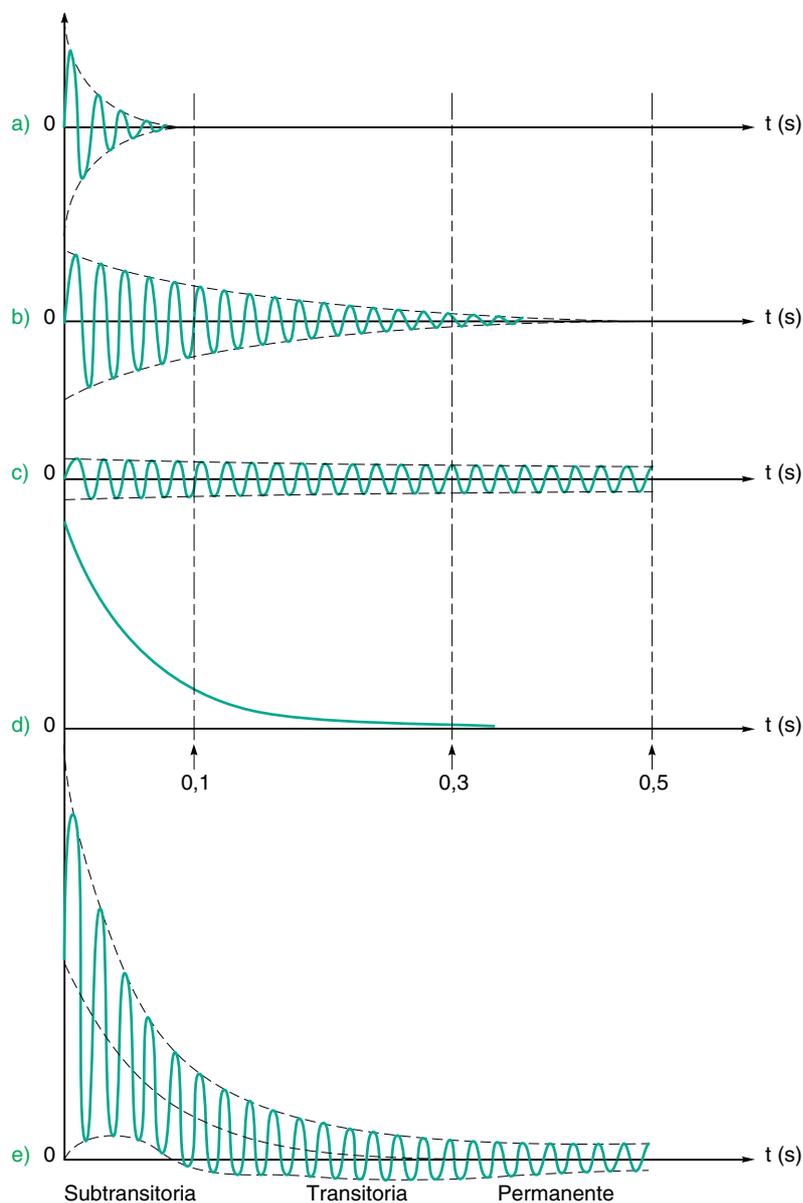


Fig. 10: Forma de la corriente total de cortocircuito i_{cc} , curva (e), con la contribución de sus componentes:

- a) la reactancia subtransitoria = X''_d
- b) la reactancia transitoria = X'_d
- c) la reactancia sincrónica = X_d
- d) la componente continua

Nótese que la reactancia del alternador disminuye más deprisa que la componente continua. Este fenómeno, poco frecuente, puede representar serios problemas de corte y, además, provocar la saturación de los circuitos magnéticos ya que la corriente no pasa por cero sino después de varios periodos.

donde:

E : tensión simple eficaz en bornes del alternador

X''_d : reactancia subtransitoria

X'_d : reactancia transitoria

X_d : reactancia síncrona (permanente)

T''_d : constante de tiempo subtransitoria

T'_d : constante de tiempo transitoria

T_a : constante de tiempo aperiódica

En la práctica, el conocimiento de la evolución de la corriente de cortocircuito en función del tiempo no es siempre indispensable:

■ en BT, como consecuencia de la velocidad de actuación de los aparatos de corte, el conocimiento de la corriente de cortocircuito subtransitoria, denominada I''_k , y de la amplitud máxima de cresta asimétrica, i_p , es suficiente para la determinación del poder de corte (PdC) de los aparatos de protección y de los esfuerzos electrodinámicos que soportará el circuito.

■ por el contrario, en distribución BT de potencia y en AT, es frecuente utilizar la corriente de cortocircuito transitoria si la ruptura o interrupción se produce antes de que llegue a aparecer la corriente de cortocircuito permanente.

En este caso, es interesante introducir la corriente de cortocircuito cortada, denominada I_b , que es la que determina el PdC de los interruptores automáticos temporizados o retardados. I_b es el valor de la corriente de cortocircuito en el instante del corte efectivo, y, por tanto, después de un tiempo t desde el establecimiento del cortocircuito, siendo $t = t_{\min}$. El tiempo t_{\min} [tiempo muerto mínimo] es la suma del retardo (temporización) mínimo de funcionamiento del relé de protección y del tiempo de apertura más corto del interruptor automático al que está asociado. Se trata del menor tiempo transcurrido entre la aparición de la corriente de cortocircuito y la primera separación de los contactos de uno de los polos del aparato de maniobra.

La **figura 11** representa las diferentes corrientes de cortocircuito así definidas.

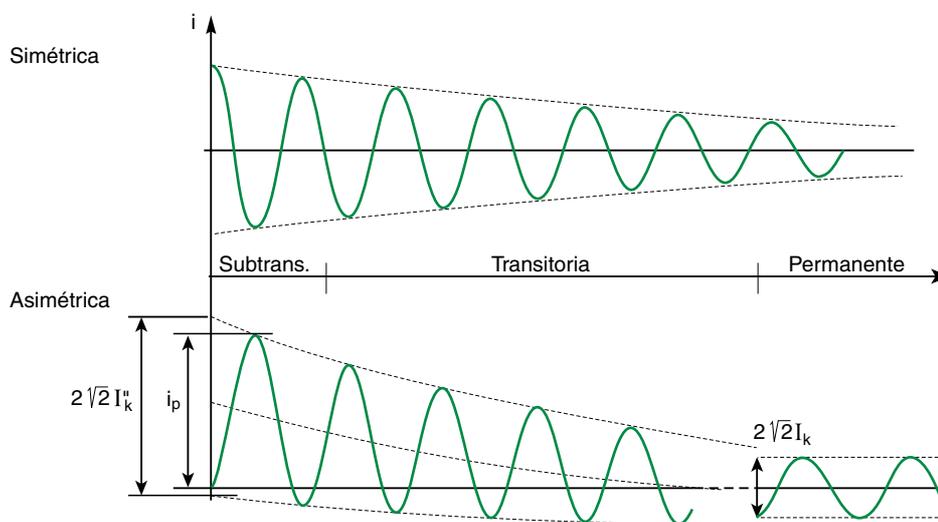


Fig. 11: Las corrientes de un cortocircuito cerca de un alternador (trazado esquemático).

1.3 Normas y cálculos de las Icc

Las normas proponen diversos métodos:

■ La guía práctica C 15-105 que completa la NF C 15-100 (instalaciones BT alimentadas en corriente alterna) presenta los tres métodos siguientes:

□ el método de las «impedancias», que permite calcular las corrientes de defecto en cualquier punto de una instalación, con una precisión aceptable. Consiste en sumar separadamente las diferentes resistencias y reactancias del bucle del defecto, añadiendo después los generadores, hasta el punto considerado; después se calcula también la impedancia correspondiente. La Icc se obtiene aplicando la ley de Ohm:

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \sum(Z)}$$

Para aplicar este método es imprescindible conocer todas las características de los diferentes elementos del bucle de defecto (fuentes y canalizaciones).

□ el método de «composición», que se puede utilizar cuando no se conocen las características de la alimentación. La impedancia aguas arriba del circuito considerado se calcula a partir de la estimación de la corriente de cortocircuito en su origen.

El $\cos \varphi \approx R/X$ se toma igual tanto en el origen del circuito como en el punto del defecto. En otras palabras, consiste en admitir que las impedancias elementales de dos partes sucesivas de la instalación tienen los valores de sus argumentos suficientemente próximos como para justificar la sustitución de las sumas vectoriales de las impedancias por sumas algebraicas de las mismas. Esta aproximación permite obtener el valor del módulo de las corrientes de cortocircuito, con

una aproximación suficiente para calcular el circuito.

□ el método llamado «convencional», que permite calcular las corrientes de cortocircuito mínimas y las corrientes de defecto en el extremo de una red, sin conocer las impedancias o las Icc de la instalación aguas arriba del circuito considerado.

Se basa en la hipótesis de que la tensión en el origen del circuito, durante el tiempo de cortocircuito o defecto, es igual al 80% de la tensión nominal.

Este método no tiene en cuenta la reactancia de los conductores para secciones inferiores a 150 mm².

La influencia de las reactancias de los conductores se tiene en cuenta para las grandes secciones aumentando la resistencia en un 15% para la sección de 150 mm², en un 20% para la de 185 mm², en un 25% para la de 240 mm², y en un 30% para la de 300 mm².

Este método se usa sobre todo para los circuitos finales suficientemente alejados de las fuentes de alimentación. No se puede utilizar en instalaciones alimentadas por un alternador.

■ La norma CEI 60909 (VDE 0102) se aplica a todas las redes, radiales y malladas, hasta 550 kV.

Basada en el teorema de Thevenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red y las máquinas síncronas y asíncronas se sustituyen por sus impedancias (directa, inversa y homopolar). Con este método se desprecian todas las capacidades de línea y las admitancias en paralelo de las cargas no giratorias, salvo las del sistema homopolar.

1.4 Métodos presentados en este Cuaderno Técnico

En este Cuaderno Técnico se estudian específicamente dos métodos de cálculo de corrientes de cortocircuito en redes radiales:

■ uno, de uso reservado a redes BT, consiste en el método de las impedancias. Es interesante por la precisión que permite obtener y por su aspecto didáctico puesto que

necesita que se tengan en cuenta la casi totalidad de las características del circuito considerado,

■ el otro, utilizado sobre todo en AT, es el de la CEI 60909, que se usa por su precisión y su aspecto analítico. Más técnico, emplea el principio de las componentes simétricas.

1.5 Las hipótesis de partida

Para estos cálculos de corrientes de cortocircuito se necesitan hipótesis que justifiquen la validez de las expresiones empleadas. Normalmente, estas hipótesis, simplificadoras y que introducen aproximaciones justificadas, hacen más comprensibles los fenómenos físicos y, por tanto, el cálculo de las corrientes de cortocircuito, manteniendo una precisión aceptable y por exceso.

Las hipótesis aplicadas en este Cuaderno Técnico son:

- la red considerada es radial y su tensión nominal está comprendida entre la BT y la AT (sin rebasar los 550 kV, límite dado por la norma CEI 60909),
- la corriente de cortocircuito, al producirse un cortocircuito trifásico, se supone establecida simultáneamente en las tres fases,
- durante el cortocircuito, el número de fases afectadas no se modifica: un defecto

trifásico sigue siendo trifásico y un defecto fase-tierra sigue siendo fase-tierra,

- durante todo el tiempo del cortocircuito, tanto las tensiones que han provocado la circulación de corriente como la impedancia de cortocircuito no varían de forma significativa,
- los reguladores o conmutadores de ajuste de la tensión de los transformadores se suponen situados en la posición principal (en el caso de un cortocircuito alejado de los alternadores, podemos ignorar las posiciones reales de estos puentes de cambio de conexión de los transformadores),
- no se tienen en cuenta las resistencias de arco,
- se desprecian todas las capacidades de las líneas,
- se desprecian las corrientes de carga,
- se tienen en cuenta todas las impedancias homopolares.

2 Cálculo de las Icc por el método de las impedancias

2.1 Icc según los diferentes tipos de cortocircuito

Cortocircuito trifásico

Es el defecto que corresponde a la unión de las tres fases. La intensidad de cortocircuito I_{cc3} es:

$$I_{cc3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

siendo:

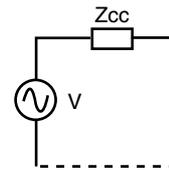
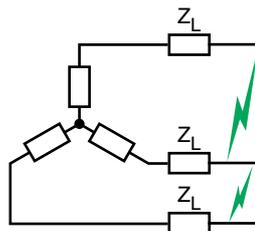
U (tensión compuesta entre fases) la que corresponde a la tensión en vacío del transformador, cuyo valor es superior entre un 3% y un 5% a la tensión en bornes de la carga.

Por ejemplo, en las redes a 390 V, la tensión compuesta que se considera es $U = 410$ V, y como tensión simple, $U / \sqrt{3} = 237$ V.

El cálculo de la intensidad de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{cc} , impedancia equivalente a todas las impedancias (de la fuente y de las líneas) recorridas por la Icc desde el generador hasta el punto de defecto (figura 12). Es, de hecho, la impedancia «directa» por fase:

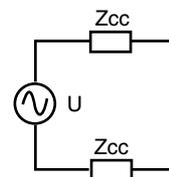
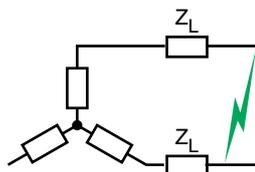
$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

Defecto trifásico



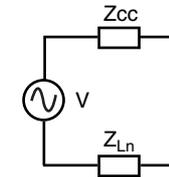
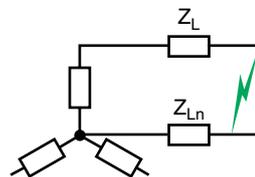
$$I_{cc3} = \frac{U \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

Defecto bifásico



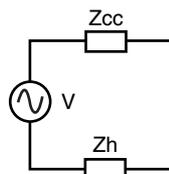
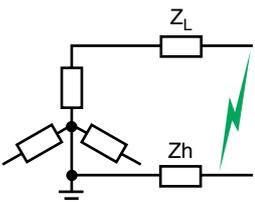
$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}}$$

Defecto monofásico



$$I_{cc1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Defecto a tierra



$$I_{cc0} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_o}$$

Fig. 12: Las diferentes corrientes de cortocircuito.

siendo:

ΣR = suma de todas las resistencias en serie,

ΣX = suma de todas las reactancias en serie.

Se considera normalmente que el defecto trifásico es el que provoca las corrientes más elevadas. En efecto, la corriente de defecto, en el esquema equivalente a un sistema polifásico, sólo está limitada por la impedancia de una fase bajo la tensión simple de la red. El cálculo de I_{cc3} es pues indispensable para elegir los materiales (intensidades y esfuerzos electrodinámicos máximos a soportar).

Cortocircuito bifásico aislado

Corresponde a un defecto entre dos fases, alimentado por una tensión compuesta U .

La intensidad I_{cc2} que circulará es inferior a la provocada por un defecto trifásico:

$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3} \approx 0,86 I_{cc3}$$

En el caso de un defecto próximo a máquinas giratorias, las impedancias de éstas son tales que I_{cc2} se aproxima a I_{cc3} .

Cortocircuito monofásico aislado

Corresponde a un defecto entre una fase y el neutro, alimentado por una tensión simple

$$V = U / \sqrt{3}$$

La intensidad I_{cc1} que circulará en este caso será:

$$I_{cc1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

En algunos casos concretos de defecto monofásico, la impedancia homopolar del generador es menor que Z_{cc} (por ejemplo, en los bornes de un transformador en conexión estrella-zigzag o de un alternador en régimen subtransitorio). En este caso, la intensidad monofásica puede llegar a ser mayor que la de un defecto trifásico.

Cortocircuito a tierra (monofásico o bifásico)

Este tipo de defecto provoca la intervención de la impedancia homopolar Z_0 .

Salvo en presencia de máquinas rotativas, en las que la impedancia homopolar se encuentra reducida, la intensidad I_{cc0} que circulará es siempre inferior a la del defecto trifásico.

El cálculo de esta intensidad puede ser necesario según el régimen de neutro (esquema de conexión a tierra) para la elección de los niveles de regulación de los dispositivos de protección homopolar (AT) o dispositivos diferenciales (BT).

Tabla resumen de las diversas corrientes de cortocircuito (figura 12).

2.2 Determinación de las diversas impedancias de cortocircuito

El principio de este método está basado en determinar las corrientes de cortocircuito a partir de la impedancia que representa el «circuito» recorrido por la corriente de cortocircuito. Esta impedancia se calcula una vez se han totalizado separadamente las diferentes resistencias y reactancias del bucle de defecto, incluida la fuente de alimentación, hasta el punto considerado.

(Los números \otimes permiten encontrar las explicaciones dadas en el texto, a partir del ejemplo situado al final de cada apartado).

Impedancias de la red

■ impedancias de la red aguas arriba

En la mayor parte de los cálculos no se va más allá del punto de suministro de energía. El conocimiento de la red aguas arriba se limita generalmente a las indicaciones facilitadas por el distribuidor, es decir, únicamente a la potencia de cortocircuito S_{cc} (en MVA).

La impedancia equivalente a la red aguas arriba es:

$$\textcircled{1} \quad Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

siendo U la tensión compuesta de la red, en vacío.

La resistencia y la reactancia del circuito aguas arriba se deducen a partir de R_a/Z_a en AT, mediante:

$$R_a/Z_a \approx 0,3 \text{ en } 0,6 \text{ kV,}$$

$$R_a/Z_a \approx 0,2 \text{ en } 20 \text{ kV,}$$

$$R_a/Z_a \approx 0,1 \text{ en } 150 \text{ kV,}$$

ahora bien: $X_a = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}$, de donde:

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2}$$

② Para 20 kV, se tiene por tanto que

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - (0,2)^2} = 0,980$$

$$X_a = 0,980 Z_a,$$

y de ahí la aproximación $X_a \approx Z_a$.

■ Impedancia interna del transformador

Esta impedancia se calcula a partir de la tensión de cortocircuito u_{cc} expresada en %:

$$\textcircled{3} Z_T = \frac{u_{cc}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}$$

siendo:

U = tensión compuesta, en vacío, del transformador,

S_n = potencia aparente del transformador,

$$U \cdot \frac{u_{cc}}{100} = \text{tensión que debemos aplicar al}$$

primario del transformador para que el secundario sea recorrido por la intensidad nominal I_n , estando los bornes del secundario BT en cortocircuito.

Para los transformadores MT/BT de distribución pública, los valores de u_{cc} (figura 13) se fijan en las normas (EDF: HN 52 S20) y se publican para toda Europa (HD 428.1S1).

Es importante destacar que la precisión de estos valores influye directamente en el cálculo de la I_{cc} , puesto que un error de x % sobre u_{cc} induce a un error del mismo orden (x %) sobre Z_T .

④ En general $R_T \ll X_T$, del orden de $0,2 X_T$ y la impedancia interna de los transformadores puede asimilarse a la reactancia X_T . Sin embargo, para pequeñas potencias, se necesita el cálculo de Z_T ya que la relación R_T/X_T es mucho mayor. Entonces, esta resistencia se calcula a partir de las pérdidas por efecto Joule (W) en los arrollamientos:

$$W = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \Rightarrow R_T = \frac{W}{3 \cdot I_n^2}$$

Notas:

⑤

□ cuando se conectan en paralelo n transformadores de potencias iguales, sus valores de impedancia interna y de resistencia o de reactancia deben dividirse por n ,

□ debe prestarse una atención especial a los transformadores especiales: por ejemplo, los transformadores de grupos rectificadores tienen valores de u_{cc} que llegan normalmente al 10 ó 12%, para limitar la corriente de cortocircuito.

Al tomar en consideración la impedancia aguas arriba del transformador y la impedancia interna de éste, la corriente de cortocircuito se expresa por:

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} (Z_a + Z_T)}$$

En primera aproximación, Z_a y Z_T son asimilables a sus reactancias respectivas.

En este caso, la impedancia de cortocircuito Z_{cc} es igual a su suma algebraica.

En este caso, la impedancia de la red aguas arriba puede despreciarse, con lo que el valor de la corriente es:

$$I'_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T}$$

El error relativo es:

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{I'_{cc} - I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{Z_a}{Z_T} = \frac{\frac{U^2}{S_{cc}}}{\frac{u_{cc}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}}$$

o sea:

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{100}{u_{cc}} \cdot \frac{S_n}{S_{cc}}$$

Potencia del transformador MT/BT (en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tensión de cortocircuito u_{cc} (en %)	4	4,5	5	5,5	6	7

Fig. 13: Tensión de cortocircuito u_{cc} normalizada para los transformadores MT/BT de distribución pública.

La **figura 14** indica el nivel de error, por exceso, que representa el hecho de despreciar la impedancia de la red aguas arriba en el cálculo de I_{cc} . Esta gráfica muestra claramente que podemos despreciar esta impedancia para redes en las que la potencia de cortocircuito S_{cc} es importante con relación a la potencia S_n del transformador. Por ejemplo: con $S_{cc}/S_n = 300$, el error es del orden del 5%.

■ Impedancia de las conexiones

La impedancia de las conexiones Z_L depende de sus componentes, resistencia y reactancia lineales, y de su longitud.

□ la resistencia lineal R_L de las líneas aéreas, cables y juegos de barras se calcula con la ecuación:

$$R_L = \frac{\rho}{S}$$

donde:

S = sección del conductor,

ρ = su resistividad, pero teniendo en cuenta que el valor a utilizar no es el mismo en función de que la corriente de cortocircuito calculada sea la máxima o la mínima.

⑥ La tabla de la **figura 15** da estos valores para cada uno de estos casos.

En realidad, en BT y para conductores de sección inferior a 150 mm^2 , sólo se tiene en cuenta el valor de la resistencia ($R_L < 0,15 \text{ m}\Omega/\text{m}$, siendo $S > 150 \text{ mm}^2$).

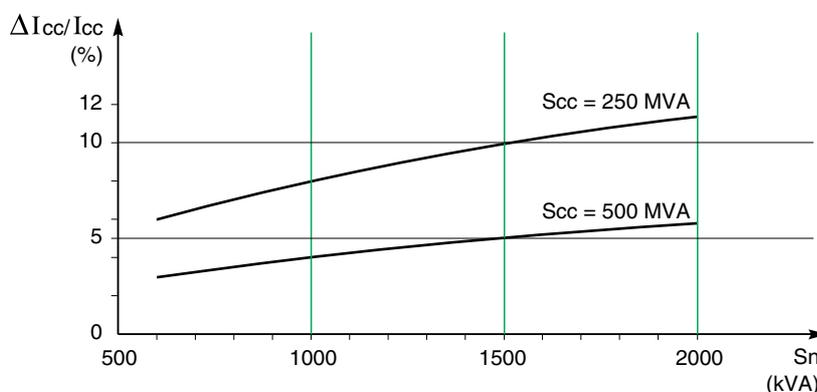


Fig. 14: Error producido en el cálculo de la corriente de cortocircuito cuando se desprecia la impedancia Z_a de la red aguas arriba.

Regla	Resistividad (*)	Valor de la resistividad ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)		Conductores afectados
		Cobre	Aluminio	
Corriente máxima de cortocircuito	ρ_0	0,01851	0,02941	F - N
Corriente mínima de cortocircuito				
■ con fusible	$\rho_2 = 1,5 \rho_0$	0,028	0,044	F - N
■ con disyuntor	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	F - N (**)
Corriente de defecto en los esquemas TN e IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	F - N PE - PEN
Caída de tensión	$\rho_1 = 1,25 \rho_0$	0,023	0,037	F - N
Corriente de sobreintensidad para la verificación de las sollicitaciones térmicas de los conductores	$\rho_1 = 1,5 \rho_0$	0,023	0,037	F, PE y PEN

(*) ρ_0 resistividad de los conductores a $20 \text{ }^\circ\text{C}$: $0,01851 \text{ }\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para el cobre y $0,02941 \text{ }\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para aluminio.

(**) N la sección del conductor de neutro es inferior a la de los conductores de fase.

Fig. 15: Valores de la resistividad ρ de los conductores a tomar en consideración según la corriente de cortocircuito calculada, máxima o mínima (UTE C 15-105).

□ la reactancia lineal de las líneas aéreas, cables y juegos de barras, se calcula mediante:

$$X_L = L \cdot \omega = \left[15,7 + 144,44 \operatorname{Log} \left(\frac{d}{r} \right) \right]$$

expresada en mΩ/km para un sistema de cables monofásicos o trifásicos en triángulo, con dimensiones en mm de:

r = radio de los conductores,

d = distancia media entre los conductores.

NB: aquí, Log = logaritmo decimal.

Para las líneas aéreas, la reactancia crece ligeramente con la separación entre

conductores (como $\operatorname{Log} \left(\frac{d}{t} \right)$) y, por tanto, con

la tensión de utilización.

⑦ Valores medios que se pueden recordar:

X = 0,3 Ω/km (líneas BT o MT),

X = 0,4 Ω/km (líneas MT o AT).

Para los cables, según su sistema de instalación, la tabla de la **figura 16** recoge los diversos valores de reactancia en BT. (Valores prácticos extraídos de las normas francesas y utilizados también en otros países europeos).

Los valores medios a aplicar son:

– 0,08 mΩ/m para cable trifásico (); en

MT, este valor es un poco mayor, pudiendo estar comprendido entre 0,1 y 0,15 mΩ/m.

⑧ – 0,09 mΩ/m para cables unipolares contiguos (en una sola capa  o apilados en triángulo o en ternas ).

⑨ – 0,15 mΩ/m, por defecto, para JdB ()

o cables unipolares separados (); para los JdB prefabricados, tipo «sandwich» (como el Canalis de Telemecanique) esta reactancia es mucho menor.

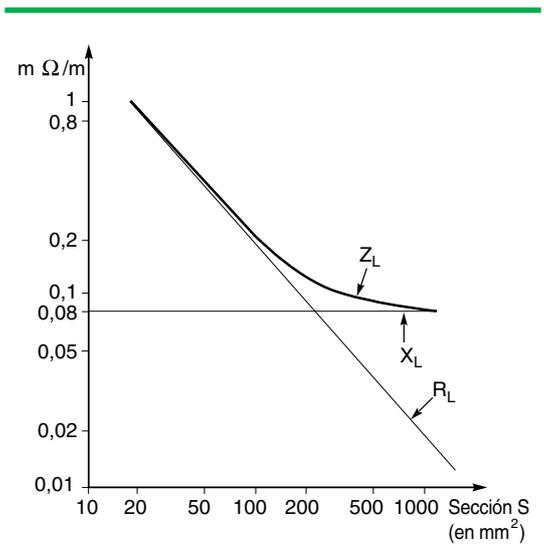


Fig. 17: Impedancia Z_L de un cable trifásico, a 20 °C, con conductores de cobre.

Tipo de instalación	Juego de barras	Cable trifásico	Cables unipolares separados	Cables unipolares colocados en triángulo	3 cables en línea juntos	3 cables en línea separados «d»: d = 2r	3 cables en línea separados «d»: d = 4r
Esquema							
Reactancia lineal valores recomendados en la UTE C 15-105 (en mΩ/m)		0,08	0,13	0,08	0,09	0,13	0,13
Reactancia lineal valores medios (en mΩ/m)	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145	0,19
Reactancia lineal valores extremos (en mΩ/m)	0,12-0,18	0,06-0,1	0,1-0,2	0,08-0,09	0,09-0,1	0,14-0,15	0,18-0,20

Fig. 16: Valores de la reactancia de los cables según la forma de colocación.

Notas:

□ la impedancia de las conexiones cortas entre el punto de distribución y el transformador MT/BT puede despreciarse si se admite un error, en exceso, en la corriente de cortocircuito; error tanto mayor cuanto mayor sea la potencia del transformador,

□ la capacidad de los cables respecto a tierra (modo común), de 10 a 20 veces mayor que la de las líneas, debe de tenerse en cuenta en los casos de defecto a tierra. A título indicativo, la capacidad de un cable trifásico MT, de 120 mm² de sección, es del orden de 1 µF/km; pero la corriente capacitiva se mantiene baja, del orden de unos 5 A/km para una tensión de 20 kV.

■ la resistencia o la reactancia de las conexiones pueden despreciarse.

Si una de las magnitudes R_L o X_L es mucho menor que la otra, puede despreciarse: el error sobre la impedancia será también muy bajo; por ejemplo, con una relación de 3 entre R_L y X_L, el error sobre Z_L es del 5,1%.

La utilización de las curvas de R_L y de X_L como las de la **figura 17** permite deducir las secciones de los cables para las que la impedancia puede considerarse igual a la resistencia o a la reactancia.

Ejemplos:

□ 1^{er} caso: cable trifásico, a 20 °C, con conductores de **cobre**.

Su reactancia es igual a 0,08 mΩ/m.

Las curvas de R_L y de X_L (**figura 17**) nos muestran que la impedancia Z_L admite dos asíntotas: la recta R_L para las secciones pequeñas y la recta X_L = 0,08 mΩ/m para las mayores. Para éstas es posible considerar que la curva de la impedancia Z_L se confunde con sus asíntotas. La impedancia del cable en cuestión es entonces comparable, con un error inferior al 5,1%, a:

- una resistencia, para las secciones menores de 74 mm²,
- una reactancia, para las secciones mayores de 660 mm².

□ 2^o caso: cable trifásico, a 20 °C, pero con conductores de **aluminio**.

Como en el caso anterior, la curva de impedancia Z_L, se confunde con sus asíntotas, pero sólo para secciones inferiores a 120 mm² o superiores a 1000 mm² (curvas no representadas).

Impedancia de las máquinas giratorias

■ Alternadores síncronos

Las impedancias de las máquinas se expresan generalmente bajo la forma de un porcentaje, como:

$$\frac{x}{100} = \frac{I_n}{I_{cc}} \quad (\text{donde } x \text{ es equivalente a la } u_{cc}$$

de los transformadores),

o sea:

$$\textcircled{10} \quad Z = \frac{x}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} \quad \text{donde}$$

U = tensión compuesta del alternador en vacío,

S_n = potencia aparente (en VA) del alternador.

⑪ Además, para valores bajos de R/X, del orden de 0,05 a 0,1 en AT-A y de 0,1 a 0,2 en BT, los valores de la impedancia Z y de la reactancia X se confunden. Los valores de x vienen dados en la tabla de la **figura 18** para los turboalternadores de rotor liso y para los alternadores «hidráulicos» de polos salientes (ambos de baja velocidad).

Al analizar esta tabla puede sorprender que las reactancias permanentes de cortocircuito rebasen el valor del 100% (lo que supone que I_{cc} < I_n). Pero la intensidad de cortocircuito es esencialmente inductiva y requiere toda la energía reactiva que puede suministrar el inductor, también él sobreexcitado, precisamente cuando la intensidad nominal transporta sobre todo la potencia activa entregada por la turbina de arrastre (cos φ de 0,8 a 1).

	Reactancia subtransitoria	Reactancia transitoria	Reactancia síncrona
Turboalternadores	10-20	15-25	150-230
Alternadores de polos salientes	15-25	25-35	70-120

Fig. 18: Valores de las reactancias de alternadores en %.

	Reactancia subtransitoria	Reactancia transitoria	Reactancia síncrona
Motores de alta velocidad	15	25	80
Motores lentos	35	50	100
Compensadores	25	40	160

Fig. 19: Reactancias en % de motores y compensadores síncronos.

■ Motores y compensadores síncronos

El comportamiento de estas máquinas en cortocircuito es semejante al de los alternadores;

⑫ Suministran a la red una intensidad que es función de su reactancia en % (**figura 19**).

■ Motores asíncronos

Un motor asíncrono, separado bruscamente de la red, mantiene en sus bornes una tensión que se amortigua en pocas centésimas de segundo.

Cuando en sus bornes se produce un cortocircuito, el motor genera una intensidad que se amortigua mucho más rápidamente, con una constante de tiempo de aproximadamente:

- 20 ms para los motores a jaula simple de hasta 100 kW,
- 30 ms para los motores de doble jaula y de más de 100 kW,
- de 30 a 100 ms para los grandes motores MT (1000 kW) de rotor bobinado.

El motor asíncrono es, pues, ante un cortocircuito, un generador al que podemos atribuir una impedancia (sólo subtransitoria) del 20% al 25%.

Nos encontramos con el problema que plantea la existencia de gran cantidad de motores de pequeña potencia unitaria que se hallan instalados en las redes industriales. Es difícil prever el número medio de motores en servicio que aportarán energía al defecto en el momento de un cortocircuito. Resulta un trabajo arduo e inútil calcular las corrientes individuales de cada uno de los motores, teniendo en cuenta la impedancia de sus conexiones. Por ello, es habitual (sobre todo en EEUU) considerar globalmente la contribución a la corriente total de defecto del conjunto de los motores asíncronos en una instalación BT.

⑬ Se comparan con una fuente única, que aporta al JdB una intensidad igual a $I_{arranque}/I_r$ veces la suma de las intensidades asignadas de todos los motores instalados.

Otras impedancias

■ Condensadores

Una batería de condensadores, en paralelo, situada en la proximidad del punto del defecto, se descarga incrementando también la intensidad de cortocircuito.

Esta descarga oscilante amortiguada se caracteriza por una primera cresta de alto valor, que se suma a la primera cresta de la corriente de cortocircuito, si bien su frecuencia es muy superior a la de la red. Pero, según la coincidencia del instante inicial del defecto con la onda de tensión, pueden presentarse dos casos extremos:

- si este instante coincide con un cero de tensión, la corriente de descarga de cortocircuito es asimétrica, con un primer pico de amplitud máxima,
- por el contrario, si este instante coincide con un máximo de la tensión, la batería de condensadores entrega una intensidad que se superpone al primer pico de la corriente de defecto, de pequeño valor, puesto que es simétrica.

Por esto es poco probable que, salvo en caso de baterías muy potentes, esta superposición provoque una primera cresta de valor mayor que la corriente de cresta de un defecto asimétrico.

Por tanto, para calcular el valor máximo de la corriente de cortocircuito, no es necesario tener en cuenta la aportación de las baterías de condensadores.

Pero sin embargo, hemos de preocuparnos de los efectos de las baterías al elegir la tecnología de los interruptores automáticos.

En efecto, al abrir el circuito, los condensadores reducen considerablemente la frecuencia propia del circuito, por lo que inciden notablemente en los fenómenos de ruptura.

■ Aparamenta

⑭ Ciertos aparatos (interruptores automáticos, contactores con bobina de soplado, relés térmicos directos...) presentan una impedancia

que puede tener su importancia. Esta impedancia sólo debe de tenerse en cuenta, para los cálculos de I_{cc} , si estos aparatos están situados inmediatamente aguas arriba de los que deben de cortar el cortocircuito detectado y de los que se quedan cerrados (interruptores automáticos selectivos).

⑮ Por ejemplo: para los interruptores automáticos BT, es correcto tomar un valor de $0,15 \text{ m}\Omega$ para su reactancia y despreciar la resistencia.

Para los aparatos de corte hay que hacer una distinción según la velocidad de apertura o corte:

□ ciertos aparatos abren muy rápidamente y reducen notablemente las corrientes de cortocircuito, son los llamados «rápidos-limitadores»; con ellos, los esfuerzos electrodinámicos y las sollicitaciones térmicas que se presentan en la instalación son notablemente inferiores a los teóricos,

□ los otros aparatos, como los interruptores automáticos con retardo a la apertura, no tienen esta ventaja.

■ Arco de defecto

La corriente de cortocircuito se establece normalmente formando un arco en el punto del defecto, cuya resistencia es apreciable y muy variable: de hecho, la caída de tensión en un arco de defecto varía entre 100 y 300 V.

En AT, este valor es despreciable respecto a la tensión de la red y el arco no tiene una

influencia reductora notable de la intensidad de cortocircuito.

En BT, por el contrario, la corriente real de un defecto a través de un arco queda tanto más limitada respecto al valor teórico calculado (defecto franco), cuanto más baja es la tensión de la red.

⑯ Por ejemplo, el arco creado durante un cortocircuito entre conductores o en un JdB puede reducir la intensidad de la corriente de cortocircuito presunta entre un 20% y un 50% e incluso más del 50% para tensiones nominales inferiores a 440 V. Este fenómeno tan favorable en BT para el 90% de los defectos, no puede sin embargo tenerse en cuenta para la determinación del poder de corte ya que el 10% de los defectos se producen de manera que el aparato ha de cortar un defecto franco, prácticamente sin arco.

Por el contrario, hay que tenerlo en cuenta en el cálculo de la corriente mínima de cortocircuito.

■ Impedancias diversas

También otros elementos pueden presentar impedancias no despreciables. Es el caso de los filtros antiarmónicos y bobinas de choque, destinados a limitar las corrientes de cortocircuito, que evidentemente deben de tenerse en cuenta en el cálculo, y también los transformadores de corriente con el primario bobinado cuya impedancia varía según el calibre y la construcción.

2.3 Relaciones entre las impedancias de los diferentes niveles de tensión de una instalación

Impedancias en función de la tensión

La potencia de cortocircuito S_{cc} en un punto determinado de la red, viene definida por:

$$S_{cc} = U \cdot I \sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{cc}}$$

Esta expresión de la potencia de cortocircuito implica, por definición, que S_{cc} es invariable, en un punto determinado de la red, cualquiera que sea la tensión.

Y la expresión:

$$I_{cc_3} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$

implica que todas las impedancias deben de calcularse refiriéndolas a la tensión del punto del defecto, lo que puede comportar cierta complicación y ser fuente de errores para cálculos en redes con dos valores de tensión. Así, la impedancia de una línea AT ha de multiplicarse por el cuadrado de la inversa de la relación de transformación, para el cálculo de un defecto, lado BT del transformador:

$$\textcircled{17} Z_{BT} = Z_{AT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}} \right)^2$$

Un método simple permite evitar estas dificultades: el denominado «de las impedancias relativas» propuesto por H. Rich.

Cálculo de las impedancias relativas

Se trata de un método de cálculo que permite establecer una relación entre las impedancias de los diferentes niveles de tensión de una instalación eléctrica.

Este método se apoya sobre la convención siguiente: las impedancias (en ohmios) se dividen por el cuadrado de la tensión compuesta (en voltios) a la que es llevada la red en el punto donde están en servicio; se obtienen así los valores de las impedancias relativas (Z_R).

■ Para las líneas y los cables, las resistencias y las reactivas relativas son:

$$R_{CR} = \frac{R}{U^2} \quad \text{y} \quad X_{CR} = \frac{X}{U^2}$$

estando R en ohmios y U en voltios.

■ Para los transformadores, la impedancia se expresa a partir de sus tensiones de cortocircuito u_{cc} y de sus potencias nominales S_n :

$$Z_{TR} = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{u_{cc}}{100}$$

■ Para las máquinas rotativas, la fórmula es idéntica, pero representado x la impedancia en %:

$$Z_{MR} = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{x}{100}$$

■ Para el conjunto, una vez compuestas todas las impedancias relativas, la potencia de cortocircuito se establece con:

$$S_{cc} = \frac{1}{\sum Z_R}$$

de donde se deduce que la intensidad de defecto I_{cc} en el punto de tensión U es:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sum Z_R}$$

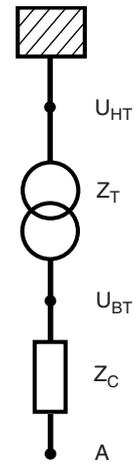


Fig. 20: Cálculo de S_{cc} en el punto A.

$\sum Z_R$ representa la composición vectorial (y no la suma algebraica) de todas las impedancias relativas de los elementos aguas arriba.

Por tanto $\sum Z_R$ es la impedancia relativa de la red aguas arriba, vista desde el punto de tensión U.

Así, S_{cc} es la potencia de cortocircuito en VA en el punto de tensión U.

Por ejemplo, si se considera el esquema simple de la figura 20, se tiene en el punto A:

$$S_{cc} = \frac{U_{BT}^2}{Z_T \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}} \right)^2 + Z_C}$$

de donde

$$S_{cc} = \frac{1}{\frac{Z_T}{U_{AT}^2} + \frac{Z_C}{U_{BT}^2}}$$

2.4 Ejemplo de cálculo (para una red con las impedancias de los generadores, red aguas arriba y transformador de alimentación y las conexiones eléctricas)

Problema

Tenemos una red a 20 kV que alimenta, a través de una línea aérea de 2 km, un centro de transformación de MT/BT y un alternador de 1 MVA que alimenta, en paralelo con la red, el JdB de este centro de transformación. Aguas abajo, tenemos dos transformadores MT/BT, de 1000 kVA, en paralelo, que alimentan el JdB de BT; de este JdB cuelgan 20 derivaciones, iguales, como la del motor M; estos 20 motores de 50 kW están alimentados por cables idénticos y están todos en servicio en el momento del defecto.

Hay que determinar el valor de I_{cc3} e I_p en los diferentes puntos de defecto señalados sobre el esquema de la red (figura 21):

- en A, en el JdB MT, de impedancia despreciable,
- en B, en el JdB BT, a 10 m de los transformadores,
- en C, en el JdB de un cuadro secundario BT,
- en D, en bornes de uno de los motores M.

La corriente de retorno de los motores se calcula en C y B y también en D y A.

Para este ejemplo, las reactancias X y las resistencias R se calculan para los valores de tensión de la instalación (figura 22); no se usa el método de las impedancias relativas.

I - Defecto en A (JdB MT)

(elementos afectados: 1, 2 y 3)

La impedancia «red + línea» está en paralelo con la del alternador; pero la de éste último, de valor mucho mayor, puede despreciarse:

$$X_A = 0,78 + 0,8 \approx 1,58 \Omega$$

$$R_A = 0,15 + 0,72 \approx 0,87 \Omega$$

$$Z_A = \sqrt{R_A^2 + X_A^2} \approx 1,80 \Omega$$

de donde

$$I_A = \frac{20 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 1,80} \approx 6415 \text{ A}$$

I_A es la « I_{cc} permanente». Cálculo de esta i_{pA} (valor máximo asimétrico):

Red aguas arriba

$U_1 = 20 \text{ kV}$
 $S_{cc} = 500 \text{ MVA}$

Línea aérea

3 cables, 50 mm^2 , cobre, longitud = 2 km

Alternador

1 MVA
 $X_{subt} = 15\%$

2 transformadores

1000 kVA
 secundario 237/410 V
 $u_{cc} = 5\%$

Cuadro General BT ca

juego de barras, 3 barras,
 400 mm^2 por fase, de cobre, longitud = 10 m

Derivación 1

3 cables unipolares, 400 mm^2 , aluminio,
 colocados en una capa, longitud = 80 m

Cuadro derivación BT

longitud de juego de barras despreciable

Derivación 2

3 cables unipolares, 35 mm^2 , en cobre, trifásico
 longitud = 30 m

Motor

50 kW (rendimiento: 0,9 $\cos\phi$: 0,8)
 $x = 25\%$

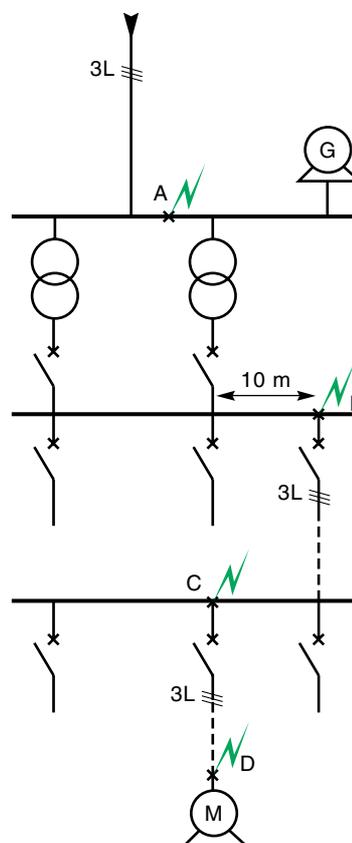


Fig. 21: El problema: calcular I_{cc3} e I_p en los puntos A, B, C y D.

Solución

Sector	Cálculos		Resultados	
(los números ⊗ remiten a la explicación del texto)				
20 kV↓			X (Ω)	R(Ω)
1. Red aguas arriba	$Z_a = (20 \times 10^3)^2 / 500 \times 10^6$	①		
	$X_a = 0,98 Z_a$	②	0,78	
	$R_a = 0,2 Z_a \approx 0,2 X_a$			0,15
2. Red aérea (50 mm ²)	$X_{c_a} = 0,4 \times 2$	⑦	0,8	
	$R_{c_a} = 0,018 \times \frac{2000}{50}$	⑥		0,72
3. Alternador	$X_A = \frac{15}{100} \times \frac{(20 \times 10^3)^2}{10^6}$	⑩	60	
	$R_A = 0,1 X_A$	⑪		6
20 kV↑			X (mΩ)	R(mΩ)
Defecto en A				
4. Transformadores	$Z_T = \frac{1}{2} \times \frac{5}{100} \times \frac{410^2}{10^6}$	③ ⑤		
Z_T referida a BT	$X_T \approx Z_T$		4,2	
	$R_T = 0,2 X_T$	④		0,84
410 kV↓				
5. Interruptor automático	$X_d = 0,15$	⑮	0,15	
6. Juego de barras (3 x 400 mm ²)	$X_B = 0,15 \times 10^{-3} \times 10$	⑨	1,5	
	$R_B = 0,023 \times \frac{10}{400}$	⑥		0,57
Defecto en B				
7. Interruptor automático	$X_d = 0,15$		0,15	
8. Derivación 1 con cables (3 x 400 mm ²)	$X_{c_1} = 0,15 \times 10^{-3} \times 80$		12	
	$R_{c_1} = 0,036 \times \frac{80}{400}$	⑥		7,2
Defecto en C				
9. Interruptor automático	$X_d = 0,15$		0,15	
10. Derivación 2 con cables (3 x 35 mm ²)	$X_{c_2} = 0,09 \times 10^{-3} \times 30$	⑧	2,7	
	$R_{c_2} = 0,023 \times \frac{30}{35}$			19,3
Defecto en D				
11. Motor 50 kW	$X_m = \frac{25}{100} \times \frac{410^2}{[50 / (0,9 * 0,8)] 10^3}$	⑫	605	
	$R_m = 0,2 X_m$			121

Fig. 22: Cálculo de las impedancias.

$$\frac{R_A}{X_A} = 0,55 \text{ que corresponde a un valor } \kappa = 1,2$$

según la curva de la **figura 9**; con ello i_{pA} :

$$1,2 \times \sqrt{2} \times 6415 = \mathbf{10887 \text{ A}}$$

II - Defecto en B (JdB del cuadro general BT)

[elementos afectados: (1, 2, 3) + (4, 5, 6)]

Las reactancias X y las resistencias R calculadas en MT han de «trasladarse» a la red BT, multiplicándolas por el cuadrado de la razón de las tensiones ⑰, o sea:

$$(410/20000)^2 = 0,42 \cdot 10^{-3}$$

de donde

$$X_B = [(X_A \cdot 0,42) + 4,2 + 0,15 + 1,5] \cdot 10^{-3}$$

$$X_B = 6,51 \text{ m}\Omega$$

y

$$R_B = [(R_A \cdot 0,42) + 0,84 + 0,57] \cdot 10^{-3}$$

$$R_B = 1,77 \text{ m}\Omega$$

Este cálculo permite observar, por una parte, la poca influencia del valor de la impedancia de la red aguas arriba de MT respecto a la de los dos transformadores en paralelo, y por otra, que la impedancia de los diez metros del JdB BT no es despreciable.

$$Z_B = \sqrt{R_B^2 + X_B^2} = 6,75 \text{ m}\Omega$$

$$I_B = \frac{410}{\sqrt{3} \times 6,75 \times 10^{-3}} \approx 35070 \text{ A}$$

$$\frac{R_B}{X_B} = 0,27 \text{ que, según la tabla de la figura 9,}$$

corresponde a un valor de $\kappa = 1,46$, y por tanto, i_{pB} :

$$1,46 \times \sqrt{2} \cdot 35070 \approx \mathbf{72400 \text{ A}}$$

Además, si tenemos en cuenta el arco de defecto (recuérdese el cálculo ⑯), I_B variará entre un máximo de 28000 A y un mínimo de 17500 A.

III - Defecto en C (JdB del cuadro secundario BT)

[elementos afectados:

(1, 2, 3) + (4, 5, 6) + (7, 8)]

Hay que añadir a X_B y a R_B las reactancias y resistencias del interruptor automático y de los cables.

$$X_C = (X_B + 0,15 + 12) \cdot 10^{-3} = 18,67 \text{ m}\Omega$$

y

$$R_C = (R_B + 7,2) \cdot 10^{-3} = 9,0 \text{ m}\Omega$$

Estos valores nos permiten entender la importancia de los cables en la limitación de la I_{cc} .

$$Z_C = \sqrt{R_C^2 + X_C^2} = 20,7 \text{ m}\Omega$$

$$I_C = \frac{410}{\sqrt{3} \times 20,7 \times 10^{-3}} \approx 11400 \text{ A}$$

$$\frac{R_C}{X_C} = 48 \text{ que, sobre la curva de la figura 9,}$$

nos da $\kappa = 1,25$, y por tanto i_{pC} :

$$1,25 \times \sqrt{2} \times 11400 \approx \mathbf{20200 \text{ A}}$$

IV - Defecto en D (motor BT)

[elementos afectados:

(1, 2, 3) + (4, 5, 6) + (7, 8) + (9, 10)]

Hay que añadir a X_C y a R_C las reactancias y resistencias del interruptor automático y los cables.

$$X_D = (X_C + 0,15 + 2,7) \cdot 10^{-3} = 21,52 \text{ m}\Omega$$

y

$$R_D = (R_C + 19,2) \cdot 10^{-3} = 28,2 \text{ m}\Omega$$

$$Z_D = \sqrt{R_D^2 + X_D^2} = 35,5 \text{ m}\Omega$$

$$I_D = \frac{410}{\sqrt{3} \times 35,5 \times 10^{-3}} \approx 6700 \text{ A}$$

$$\frac{R_D}{X_D} = 1,31 \text{ que, al trasladarlo sobre la curva}$$

de la **figura 9**, nos da $\kappa \approx 1,04$. Por tanto, i_{pD} :

$$1,04 \times \sqrt{2} \times 6700 \approx \mathbf{9900 \text{ A}}$$

Observamos que, en cada uno de los niveles de cálculo efectuados, la incidencia de los interruptores es despreciable respecto a los otros elementos de la red.

V - Las corrientes de retorno de los motores

Generalmente es más rápido considerar a los motores como generadores independientes que aportan sobre el defecto una «corriente de retorno» que se superpone a la corriente de defecto de la red.

■ Defecto en C

La intensidad aportada por un motor se calcula a partir de la impedancia «motor + cable»:

$$X_M = (605 + 2,7) \cdot 10^{-3} \approx 608 \text{ m}\Omega$$

$$R_M = (121 + 19,3) \cdot 10^{-3} \approx 140 \text{ m}\Omega$$

$$Z_M = 624 \text{ m}\Omega$$

de donde

$$I_M = \frac{410}{\sqrt{3} \times 624 \times 10^{-3}} \approx 379 \text{ A}$$

con lo que, para los 20 motores:

$$I_{MC} = 7580 \text{ A.}$$

En vez de este cálculo, podemos estimar (13) la intensidad aportada por los motores, multiplicando por $I_{arranque}/I_r$ veces la intensidad nominal (98 A); en este caso: $(4,8 \times 98) \times 20 = 9400 \text{ A}$ valor que permite asegurar una protección por exceso respecto a la de I_{MC} : 7580 A.

De la relación $R/X = 0,23$ se puede deducir:

$$\kappa = 1,51$$

e

$$i_{pMC} = 1,51 \times \sqrt{2} \times 7580 = \mathbf{16200 \text{ A}}$$

Así, la intensidad de cortocircuito (subtransitoria) sobre el JdB BT pasa de 11400 A a 19000 A e i_{pC} de 20200 A a 36400 A.

■ Defecto en D

La impedancia a considerar es 1/19 (19 motores en paralelo) de Z_M , incrementada por la de un cable.

$$X_{MD} = \left(\frac{608}{19} + 2,7 \right) 10^{-3} = 34,7 \text{ m}\Omega$$

$$R_{MD} = \left(\frac{140}{19} + 19,3 \right) 10^{-3} \approx 26,7 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{MD} = 43,8 \text{ m}\Omega$$

de donde

$$I_{MD} = \frac{410}{\sqrt{3} \times 43,8 \times 10^{-3}} = 5400 \text{ A}$$

con lo que, en D, en total, tendremos:

$$6700 + 5400 = 12100 \text{ A}_{ef}, \text{ y un } i_{pD} \approx \mathbf{18450 \text{ A.}}$$

■ Defecto en B

Como hemos considerado en el «defecto en C», la intensidad aportada por un motor se calcula a partir de la impedancia «motor + cable»:

$$X_M = (605 + 2,7 + 12) 10^{-3} = 620 \text{ m}\Omega$$

$$R_M = (121 + 19,3 + 7,2) 10^{-3} \approx 147,5 \text{ m}\Omega$$

$$Z_M = 637 \text{ m}\Omega$$

de donde

$$I_M = \frac{410}{\sqrt{3} \times 637 \times 10^{-3}} \approx 372 \text{ A}$$

De donde, para los 20 motores: $I_{MB} = 7440 \text{ A}$.

Aquí se puede utilizar también el método de aproximación que se ha utilizado antes, (4,8 veces la intensidad nominal de un motor - 98 A -) o sea 9400 A, cifra que cubre, por exceso, la calculada de I_{MB} .

También aquí, la razón R/X es de 0,24 de donde $\kappa = 1,5$

e

$$i_{pMB} = 1,5 \times \sqrt{2} \times 7400 = \mathbf{15800 \text{ A.}}$$

Teniendo en cuenta los motores, la intensidad de cortocircuito I_B del cuadro general de BT pasa de 35070 A a 42510 A e i_{pB} de 72400 A a **88200 A**.

Pero aquí, si además se tiene en cuenta el arco de defecto, I_B se reduce a un valor comprendido entre 21,3 y 34 kA.

■ Defecto en A (lado MT)

Antes de calcular las impedancias equivalentes, es mucho más sencillo estimar, por exceso, la corriente de retorno aportada por los motores en A, multiplicando el valor ya calculado en B por la razón de transformación BT/MT (17), o sea:

$$7440 \times \frac{410}{20 \times 10^3} = 152,5 \text{ A}$$

Este valor es despreciable, respecto al de 6415 A antes calculado.

Cálculo aproximado del defecto en D

Este cálculo aprovecha todas las aproximaciones ya utilizadas en los cálculos anteriores como las indicadas en (15) y (16).

$$\Sigma X = 4,2 + 1,5 + 12$$

$$\Sigma X = 17,7 \text{ m}\Omega = X'_D$$

$$\Sigma R = 7,2 + 19,3 = 26,5 \text{ m}\Omega = R'_D$$

$$Z'_D = \sqrt{R'^2_D + X'^2_D} \approx 31,9 \text{ m}\Omega$$

$$I'_D = \frac{410}{\sqrt{3} \times 31,9 \times 10^{-3}} \approx 7430 \text{ A}$$

con lo que:

$$i'_{pD} = \sqrt{2} \times 7430 \approx \mathbf{10500 \text{ A}}$$

A este valor, para conocer $i_{pD-total}$ hay que añadirle la aportación de los motores en servicio en el momento del defecto, tomando 4,8 veces el valor de su intensidad nominal (98 A) (13):

$$10500 + (4,8 \times 98 \times \sqrt{2} \times 20) = 23800 \text{ A}$$

Por tanto, comparado con el resultado obtenido con el cálculo completo (18450 A), el cálculo aproximado permite una evaluación rápida con una desviación que favorece la seguridad.

3 Cálculo de las Icc en las redes radiales con la ayuda de las componentes simétricas

3.1 Interés de este método

El cálculo con la ayuda de las componentes simétricas resulta particularmente útil para el caso de defectos en redes trifásicas desequilibradas, porque, en este caso, las impedancias clásicas, R y X, llamadas «cíclicas» ya no son normalmente utilizables debido, por ejemplo, a los fenómenos magnéticos. Por tanto, es necesario este tipo de cálculo:

- si se trata de un sistema no simétrico de tensiones y corrientes (vectores de Fresnel con módulos diferentes y con desfases diferentes de 120°); es el caso de un cortocircuito monofásico (fase-tierra), bifásico, o bifásico con tierra,

- si la red tiene máquinas rotativas y/o transformadores especiales (conexión Yyn, por ejemplo).

Este método es aplicable a cualquier tipo de red de distribución radial y para cualquier tensión.

3.2 Repaso de la teoría de las componentes simétricas

Como el teorema de Leblanc, que dice que un campo alterno rectilíneo de amplitud senoidal equivale a dos campos rotativos de sentidos inversos, la definición de las componentes simétricas se basa en la equivalencia entre un sistema trifásico desequilibrado y la suma de tres sistemas trifásicos equilibrados: directo, inverso y homopolar (figura 23).

Por tanto, para el cálculo de las corrientes de defecto se utiliza el principio de superposición.

Para la explicación que sigue, el sistema se define tomando la corriente \bar{I}_1 como referencia de rotación, con:

- \bar{I}_d como su componente directa,
- \bar{I}_i como su componente inversa,
- \bar{I}_o como su componente homopolar, y que utiliza el operador

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \text{ entre } \bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3.$$

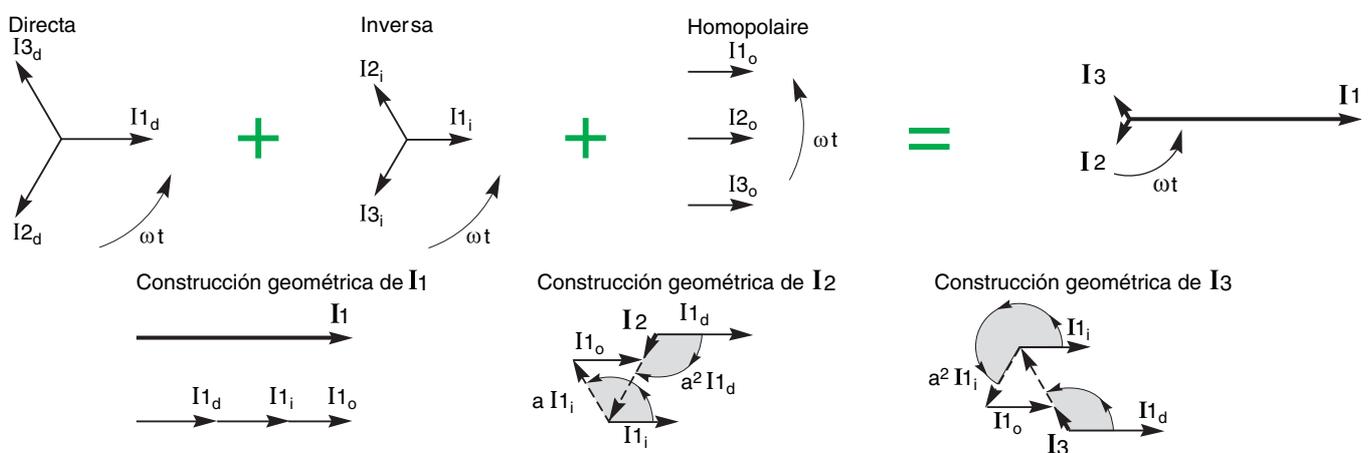


Fig. 23: Construcción gráfica de la suma de tres sistemas trifásicos equilibrados: directo, inverso y homopolar.

Este principio, aplicado a un sistema de corrientes, se verifica con la construcción gráfica (figura 23). Por ejemplo, la suma gráfica de vectores da, para \bar{I}_2 , el siguiente resultado:

$$\bar{I}_2 = a^2 \cdot \bar{I}_d + a \cdot \bar{I}_1 + \bar{I}_0$$

Las corrientes \bar{I}_1 e \bar{I}_3 se expresan de la misma forma, obteniéndose el sistema:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_1 + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \cdot \bar{I}_d + a \cdot \bar{I}_1 + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_3 = a \cdot \bar{I}_d + a^2 \cdot \bar{I}_1 + \bar{I}_0$$

Estas componentes simétricas de corriente están ligadas con las componentes simétricas de tensión por las impedancias correspondientes:

$$Z_d = \frac{V_d}{I_d}, Z_i = \frac{V_i}{I_i} \text{ y } Z_o = \frac{V_o}{I_o}$$

Estas impedancias se definen a partir de las características de los diferentes elementos (indicados por los constructores) de la red eléctrica estudiada. Con estas características

hay que resaltar que $Z_i \approx Z_d$ salvo para las máquinas rotativas, cuando Z_o varía según los tipos (figura 24).

Para profundizar en este tema, recomendamos el Cuaderno Técnico nº 18, en el que se hace una presentación más detallada de este método de cálculo de las corrientes de defecto franco e impedante.

Elementos		Z_o
Transformador		
(visto lado secundario)		
Sin neutro		∞
Yyn o Zyn	flujo libre	∞
	flujo forzado	10 a 15 X_d
Dyn o YNyn		X_d
Dzn o Yzn		0,1 a 0,2 X_d
Máquina		
Síncrona		$\approx 0,5 Z_d$
Asíncrona		≈ 0
Línea		$\approx 3 Z_d$

Fig. 24: Característica homopolar de los diferentes elementos de una red eléctrica.

3.3 Cálculo según la CEI 60909

La norma CEI 60909 define y presenta un procedimiento, que ser usado por ingenieros no especializados, que utiliza las componentes simétricas.

Se aplica a redes eléctricas con una tensión de servicio que sea inferior a 550 kV.

Desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas. Las primeras, las máximas, permiten determinar las características que hay que asignar a los materiales eléctricos. Las segundas, las mínimas, son necesarias para ajustar el calibre de las protecciones de sobreintensidad.

Esta norma se completa, para su aplicación sobre redes BT, con la guía CEI 60781.

Procedimiento

1- Cálculo de la tensión equivalente en el

punto de defecto, igual a: $c \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}}$

Se introduce un factor c de la tensión porque es necesario para tener en cuenta:

- las variaciones de tensión en el espacio y en el tiempo,
- los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores,
- el comportamiento subtransitorio de los alternadores y de los motores.

Tensión nominal Un	Factor de tensión c para el cálculo de Icc	
	Icc máx.	Icc mín.
BT (100 a 1000 V)		
Si tolerancia + 6%	1,05	0,95
Si tolerancia + 10%	1,1	0,95
AT		
1 a 550 kV	1,1	1

Fig. 25: Valores del factor de tensión c (CEI 60909).

Según los cálculos a efectuar y las tensiones consideradas, los valores normativos de este factor de tensión están indicados en la **figura 25**.

2- Determinación y suma de las impedancias equivalentes, directa, inversa y homopolar, aguas arriba del punto de defecto.

3- Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas. En la práctica, según el tipo de defecto, las fórmulas a emplear para el cálculo de Icc están indicadas en la tabla de la **figura 26**.

Tipo de de cortocircuito	I_k'' Caso general	Defecto alejado de los generadores
Trifásico (Z_t cualquiera)	$I_{k3}'' = \frac{c \cdot Un}{\sqrt{3} Z_d }$	$I_{k3}'' = \frac{c \cdot Un}{\sqrt{3} Z_d }$
<p>En los dos casos, la corriente de cortocircuito sólo depende de Z_d. Generalmente Z_d se reemplaza por Z_k: impedancia de cortocircuito en el punto del defecto con,</p> $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \text{ donde:}$ <p>R_k es la suma de las resistencia de una fase conectadas en serie, X_k es la suma de las reactancias de una fase conectadas en serie.</p>		
Bifásico aislado ($Z_t = \infty$)	$I_{k2}'' = \frac{c \cdot Un}{ Z_d + Z_i }$	$I_{k2}'' = \frac{c \cdot Un}{2 Z_d }$
Monofásico	$I_{k1}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$I_{k1}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3}}{ 2Z_d + Z_o }$
Bifásico a tierra (Z_{cc} entre fases = 0) (figura 5c)	$I_{kE2E}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3} Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$ $I_{kE2EL2}'' = \frac{c \cdot Un Z_o - aZ_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$ $I_{k2EL3}'' = \frac{c \cdot Un Z_o - a^2Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$	$I_{kE2E}'' = \frac{c \cdot Un \sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_o }$ $I_{k2EL2}'' = \frac{c \cdot Un \left \left(\frac{Z_o}{Z_d} \right) - a \right }{ Z_d + 2Z_o }$ $I_{k2EL3}'' = \frac{c \cdot Un \left \left(\frac{Z_o}{Z_d} \right) - a^2 \right }{ Z_d + 2Z_o }$

Datos de la tabla

- tensión eficaz compuesta de la red trifásica = Un
- corriente de cortocircuito en valor modular = I_k''
- impedancias simétricas = Z_d, Z_i, Z_o
- impedancia de cortocircuito = Z_{cc}
- impedancia de tierra = Z_t

Fig. 26: Valores de los módulos de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias de la red afectada (CEI 60909).

4- A partir del cálculo del valor eficaz de corriente de cortocircuito inicial (I_k''), se determinan las otras grandes características:

i_p , el valor de cresta,

I_b , el valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrico cortada,

i_{cc} , la componente aperiódica,

I_k , el valor eficaz de la corriente de cortocircuito permanente.

Influencia de la distancia de separación entre el defecto y el alternador

Con este método de cálculo siempre hay que distinguir dos casos:

■ el de los cortocircuitos alejados de los alternadores, que corresponde a las redes en las que las corrientes de cortocircuito no tienen componente alterna amortiguada. Es generalmente el caso de circuito BT, salvo los que tienen receptores de gran consumo alimentados por centros de transformación de abonado AT/MT.

■ el de los cortocircuitos próximos a los alternadores (**figura 11**), que corresponde a las redes en las que las corrientes de cortocircuito tienen componentes alternas amortiguadas. Este caso se presenta generalmente en AT, pero también puede presentarse en BT cuando, por ejemplo, un grupo de socorro alimenta derivaciones preferentes o prioritarias.

Estos dos casos tienen como diferencias notables:

■ para los cortocircuitos alejados de los alternadores hay igualdad:

□ por una parte, entre los valores de corrientes de cortocircuito inicial (I_k''), permanente (I_k) y cortada (I_b): ($I_k'' = I_k = I_b$),

□ y, por otra, entre las impedancias directa (Z_d) e inversa (Z_i) o sea ($Z_d = Z_i$),

■ en cambio, para los cortocircuitos próximos a los alternadores, se produce la desigualdad siguiente: $I_k < I_b < I_k''$; no siendo además necesariamente Z_d igual a Z_i .

Hay que destacar, sin embargo, que los motores asíncronos pueden también alimentar un cortocircuito, pudiendo alcanzar su aportación el 30% del valor de I_{cc} de la red durante los treinta primeros milisegundos: no siendo ya cierta la ecuación $I_k'' = I_k = I_b$.

Condiciones a respetar para el cálculo de las corrientes de cortocircuito máxima y mínima

■ El cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas tiene en cuenta los puntos siguientes:

□ el factor de tensión «c» a aplicar corresponde al cálculo de cortocircuito máximo,

□ de todas las hipótesis y aproximaciones citadas en este documento sólo deben considerarse las que nos conducen a un cálculo por exceso,

□ las resistencias R_L de las líneas (líneas aéreas, cables, conductores de fase y neutro) hay que considerarlas a una temperatura de 20 °C.

■ Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito mínimas, hay que:

□ aplicar el valor del factor de tensión c correspondiente a la tensión mínima autorizada para la red,

□ elegir la configuración de la red y, en ciertos casos, la alimentación mínima para generadores y líneas de alimentación de la red, de tal manera que nos conduzcan al valor mínimo de la corriente de cortocircuito en el punto del defecto,

□ tener en cuenta la impedancia de los JdB, de los transformadores de corriente, etc.,

□ ignorar los motores,

□ considerar las resistencias R_L a la temperatura más elevada previsible:

$$R_L = \left[1 + \frac{0,004}{^\circ\text{C}} (\theta_e - 20^\circ\text{C}) \right] \times R_{L20}$$

donde R_{L20} es la resistencia a la temperatura de 20 °C y θ_e la temperatura (en °C) admisible para el conductor al acabar el cortocircuito.

El factor 0,004 / °C se aplica al cobre, al aluminio y a las aleaciones de aluminio.

Factores de corrección de impedancia

La CEI 60909 ha introducido unos factores de corrección de impedancia para responder a las exigencias de precisión técnica y de simplicidad durante el cálculo de las corrientes de cortocircuito. Estos diferentes factores, presentes a partir de aquí, deben de aplicarse a las impedancias de cortocircuito de ciertos elementos de red.

■ Factor K_T : se ha introducido un factor de corrección de impedancia para los transformadores de red con dos o tres arrollamientos.

$$Z_{TK} = K_T Z_T$$

$$K_T = 0,95 \frac{C_{\text{máx}}}{1 + 0,6x_T}$$

donde x_T es la reactancia relativa del transformador:

$$x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rT}^2}$$

y $c_{m\acute{a}x}$ es el factor de tensión para la tensión nominal de la red referida al lado BT del transformador de red.

El factor de corrección de impedancia deber de ser también aplicado a las impedancias inversa y homopolar del transformador para el cálculo de las corrientes de cortocircuito disimétricas.

Las impedancias Z_N entre los neutros de los transformadores y la tierra deben de introducirse como $3Z_N$ en la red homopolar sin factor de corrección.

■ Factores K_G y K_S o K_{SO} : estos factores se introducen cuando se calculan las impedancias de cortocircuito de los alternadores y de los grupos de producción (con o sin conmutación carga en carga).

La impedancia subtransitoria en la red directa debe de calcularse con la siguiente expresión:

$$Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'')$$

con R_G = resistencia del estator de una máquina síncrona, y su factor de corrección:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + x_d'' \text{sen } \varphi_{rG}}$$

Se recomienda utilizar los valores siguientes de R_{Gf} (resistencia ficticia del estator de una máquina síncrona) para el cálculo del valor de cresta de la corriente de cortocircuito:

$R_{Gf} = 0,05X_d''$ para los alternadores con $U_{rG} > 1\text{kV}$ y $S_{rG} \geq 100\text{ MVA}$

$R_{Gf} = 0,07X_d''$ para los alternadores con $U_{rG} > 1\text{kV}$ y $S_{rG} < 100\text{ MVA}$

$R_{Gf} = 0,15X_d''$ para los alternadores con $U_{rG} \leq 1000\text{ V}$.

La impedancia de un grupo de producción con conmutador de carga en carga viene dada por:

$$Z_S = K_S (t_r^2 Z_G + Z_{THT})$$

con el factor de corrección:

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rQ}^2} \cdot \frac{U_{rTBT}^2}{U_{rTHT}^2} \cdot \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + |x_d'' - x_T| \text{sen } \varphi_{rG}}$$

$$\text{y } t_r = \frac{U_{rTHT}}{U_{rTBT}}$$

Se utiliza Z_S para el cálculo de la corriente de cortocircuito durante un defecto en exterior de un grupo de producción con conmutador de carga en carga.

La impedancia de un grupo de producción sin conmutador de carga en carga viene dada por:

$$Z_{SO} = K_{SO} (t_r^2 Z_G + Z_{THT})$$

con el factor de corrección:

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTBT}}{U_{rTHT}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + x_d'' \text{sen } \varphi_{rG}}$$

Se utiliza Z_{SO} para el cálculo de la corriente de cortocircuito durante un defecto fuera de un grupo generador sin conmutación de carga en carga.

■ Factores $K_{G,S}$, $K_{T,S}$ o $K_{G,SO}$, $K_{T,SO}$: estos factores se introducen cuando se calculan las corrientes de cortocircuito parciales en caso de cortocircuito entre el alternador y el transformador (con o sin conmutación en carga) de un grupo generador.

□ Grupos generadores con conmutación en carga

$$I_{kG}'' = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} K_{G,S} Z_G}$$

con

$$K_{G,S} = \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + x_d'' \text{sen } \varphi_{rG}}$$

$$K_{T,S} = \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 - x_T \text{sen } \varphi_{rG}}$$

□ Grupos generadores sin conmutación de carga en carga

$$I_{kG}'' = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} K_{G,SO} Z_G}$$

con:

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + x_d'' \text{sen } \varphi_{rG}}$$

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 - x_T \text{sen } \varphi_{rG}}$$

3.4 Ecuaciones de las diferentes corrientes

Corriente de cortocircuito inicial (I_k'')

El cálculo de las diferentes corrientes de cortocircuito iniciales I_k'' se efectúa aplicando las fórmulas de la tabla de la **figura 26**.

Corriente de cortocircuito de cresta i_p

El valor de cresta i_p de la corriente de cortocircuito, en las redes no malladas, puede calcularse, cualquiera que sea la naturaleza del defecto, a partir de la fórmula:

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \text{ , donde:}$$

I_k'' = corriente de cortocircuito inicial,

κ = factor, función de la relación R/X, calculado mediante la siguiente fórmula aproximada (**figura 9**):

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R}{X}}$$

Corriente de cortocircuito cortada I_b

El cálculo de la corriente de cortocircuito cortada I_b sólo es necesario en el caso de un defecto próximo a los alternadores y cuando la protección queda asegurada por interruptores automáticos retardados.

Recordamos que esta corriente sirve para determinar el poder de corte de los interruptores automáticos.

Esta corriente puede calcularse, con una buena aproximación, con la ayuda de la siguiente fórmula:

$$I_b = \mu \cdot I_k'' \text{ , en la que:}$$

μ = factor función del tiempo muerto mínimo t_{\min} y de la razón I_k''/I_r (**figura 27**) que relaciona la influencia de las reactancias subtransitoria y transitoria, siendo con I_r = corriente asignada del alternador.

Corriente de cortocircuito permanente I_k

Como la amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k , depende del estado de saturación del circuito magnético de los alternadores, su cálculo es menos preciso que el de la corriente simétrica inicial I_k'' .

Los métodos de cálculo propuestos pueden considerarse como encaminados a obtener una estimación suficientemente precisa de los valores superior e inferior para el caso en que el cortocircuito es alimentado por un alternador o por una máquina sincrónica. Así:

■ la corriente de cortocircuito máxima permanente, con la máxima excitación del generador síncrono, nos viene dada por:

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot I_r$$

■ la corriente de cortocircuito mínima permanente se obtiene para una excitación constante (mínima) en vacío de la máquina síncrona. Y viene dada por:

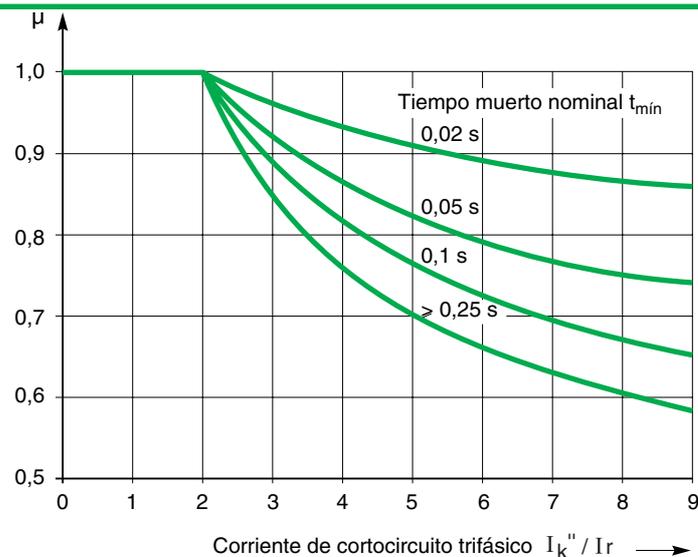


Fig. 27: Factor μ para el cálculo de la corriente de cortocircuito cortada I_b (CEI 60909).

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} \cdot I_r$$

donde

λ = factor dependiente de la reactancia síncrona saturada $X_{d\text{ sat}}$.

Los valores de λ_{\max} y λ_{\min} se pueden ver en la **figura 28** para los turboalternadores y en la **figura 29** para las máquinas de polos salientes (serie 1 de la CEI 60909).

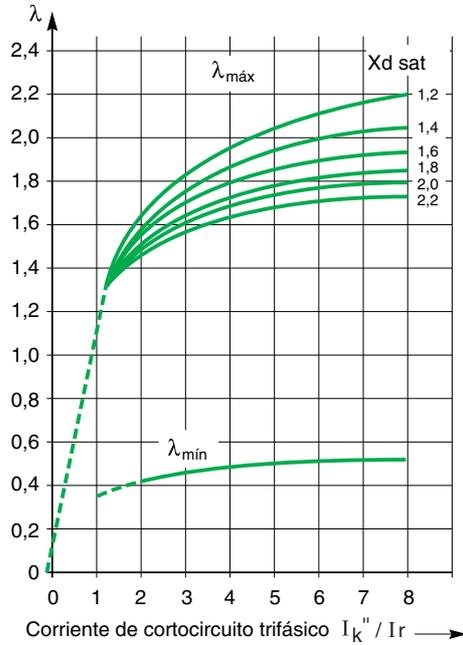


Fig. 28: Factores λ_{\max} y λ_{\min} para turboalternadores (sobreexcitación = 1,3 según CEI 60909).

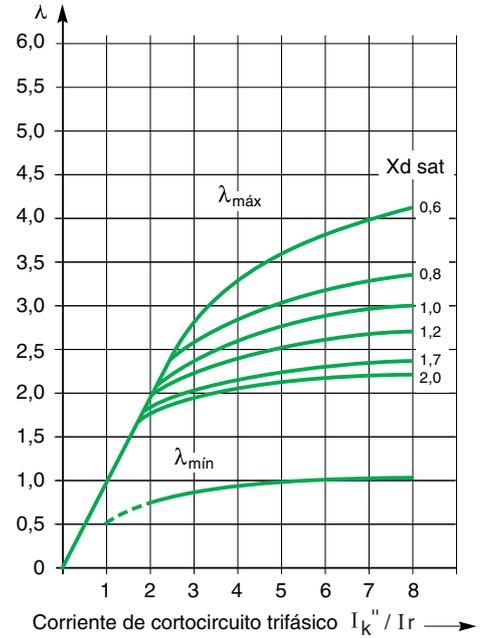


Fig. 29: Factores λ_{\max} y λ_{\min} para turboalternadores de polos salientes (sobreexcitación = 1,6 según CEI 60909).

3.5 Ejemplos de cálculo de corrientes de cortocircuito

Problema 1: caso de un transformador alimentado por una red

Una red de alimentación de 20 kV alimenta un transformador T. Este transformador está conectado a un juego de barras mediante un cable L (figura 30)

Se pide calcular, según la CEI 60909, la corriente de cortocircuito inicial I''_k y la corriente de cortocircuito de cresta i_p , en el punto F1, primero, durante un defecto trifásico y, después, monofásico.

Hay que indicar que:

- se desprecia la impedancia de la conexión entre la red de alimentación y el transformador T,
- el cable L está constituido por dos cables en paralelo de tres conductores cada uno:
 $l = 4 \text{ m}$; $3 \times 185 \text{ mm}^2$; Al
 $Z_L = (0,208 + j0,068) \Omega/\text{km}$
 $R_{(0)L} = 4,23R_L$; $X_{(0)L} = 1,21X_L$
- se supone que el cortocircuito en el punto F1 está alejado del cualquier alternador.

Solución:

- Defecto trifásico en F1
- Impedancia de la red de alimentación (referida al lado BT)

$$Z_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} \times \left(\frac{U_{rTBT}}{U_{rTHT}} \right)^2 = \frac{1,1 \times 20}{\sqrt{3} \times 10} \times \left(\frac{0,41}{20} \right)^2 = 0,534 \text{ m}\Omega$$

A falta de datos, se tomará $\frac{R_Q}{X_Q} = 0,1$, de donde:

$$X_{QT} = 0,995 Z_{Qt} = 0,531 \text{ m}\Omega$$

$$R_{QT} = 0,1 X_{QT} = 0,053 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{QT} = (0,053 + j0,531) \text{ m}\Omega$$

- Impedancia del transformador

$$Z_{TBT} = \frac{u_{kr}}{100} \times \frac{U_{rTBT}^2}{S_{rT}} = \frac{4}{100} \times \left(\frac{410}{400 \times 10^3} \right)^2 = 16,81 \text{ m}\Omega$$

$$R_{TBT} = P_{krT} \frac{U_{rTBT}^2}{S_{rT}^2} = 4600 \times \frac{(410)^2}{(400 \times 10^3)^2} = 4,83 \text{ m}\Omega$$

$$X_{TBT} = \sqrt{Z_{TBT}^2 - R_{TBT}^2} = 16,10 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{TBT} = (4,83 + j16,10) \text{ m}\Omega$$

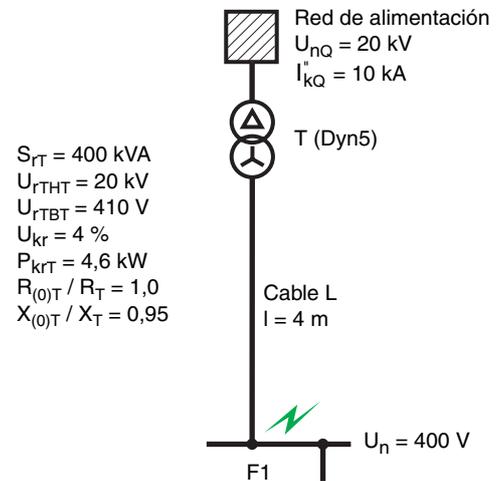


Fig. 30

$$x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rTBT}^2} = 16,10 \times \frac{400}{410^2} = 0,03831$$

El factor de corrección de la impedancia se obtiene mediante:

$$K_T = 0,95 \frac{C_{m\acute{a}x}}{1 + 0,6x_T} = 0,95 \frac{1,05}{1 + (0,6 \times 0,03831)} = 0,975$$

$$Z_{TK} = K_T Z_{TBT} = (4,71 + j15,70) \text{ m}\Omega$$

■ La impedancia del cable

$$Z_L = 0,5 \times (0,208 + j0,068) \times 4 \cdot 10^{-3} = (0,416 + j0,136) \text{ m}\Omega$$

■ Impedancia total vista desde el punto del defecto F1:

$$Z_k = Z_{Qt} + Z_{TK} + Z_L = (5,18 + j16,37) \text{ m}\Omega$$

■ Cálculo de I_k'' e i_p para un defecto trifásico

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,05}{\sqrt{3} \times 17,17} = 14,12 \text{ kA}$$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = \frac{5,18}{16,37} = 0,316$$

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3R}{X}} = 1,4$$

$$i_p = \kappa \sqrt{2} \times I_k'' = 1,4 \sqrt{2} \times 14,12 = 27,96 \text{ kA}$$

■ Defecto monofásico en F1

□ Determinación de las impedancias homopolares.

Para el transformador T, con acoplamiento Dyn5, el fabricante da las relaciones siguientes:

$$R_{(0)T} = R_T \text{ y } X_{(0)T} = 0,95X_T$$

con el factor de corrección de impedancia K_T , se obtiene la impedancia homopolar siguiente:

$$Z_{(0)TK} = K_T (R_T + j0,95X_T) = (4,712 + j14,913) \text{ m}\Omega$$

Para el cable L:

$$Z_{(0)L} = (4,23R_L + 1,21X_L) = (1,76 + j0,165) \text{ m}\Omega$$

□ Cálculo de I_k'' e i_p para un defecto monofásico

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = Z_k = (5,18 + j16,37) \text{ m}\Omega$$

$$Z_{(0)} = Z_{(0)TK} = Z_{(0)L} = (6,47 + j15,08) \text{ m}\Omega$$

$$Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)} = (16,83 + j47,82) \text{ m}\Omega$$

La corriente de cortocircuito fase-tierra inicial se calcula según la ecuación siguiente:

$$I_{k1}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} = \frac{1,05 \times 400 \sqrt{3}}{50,70} = 14,35 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito de cresta i_p se calcula con el factor k obtenido a partir del sistema directo:

$$i_{p1} = \kappa \sqrt{2} \times I_{k1}'' = 1,4 \sqrt{2} \times 14,35 = 28,41 \text{ kA}$$

Problema 2: caso de un grupo generador

Un grupo generador S está constituido por un generador G y un transformador T con conmutador de conexión en carga (figura 31).

Se pide calcular, conforme a la CEI 60909, la corriente de cortocircuito inicial I_k'' y las corrientes de cortocircuito de cresta i_p , cortada I_b , y permanente $I_{kmáx}$ al producirse un cortocircuito trifásico:

- en el exterior del grupo generador, en el juego de barras (F1),
- en el interior del grupo generador (F2).

Hay que indicar que:

- se desprecia la impedancia de conexión entre el generador G y el transformador T,
- el factor de tensión c se tomará igual a 1,1
- el tiempo muerto mínimo $t_{mín}$ para el cálculo de I_b , se tomará igual a 0,1 s
- el generador G es un turbo-alternador (máquina de polos lisos)
- todas las cargas conectadas al juego de barras son pasivas.

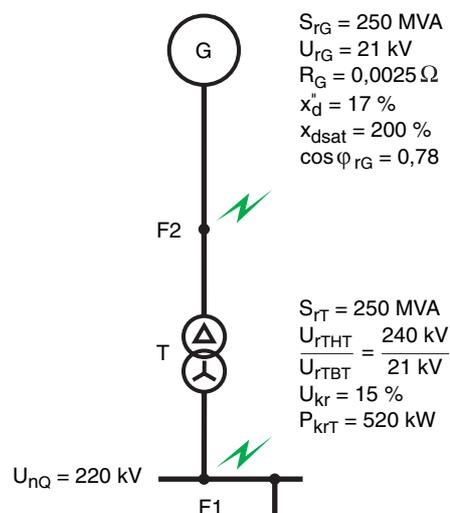


Fig. 31

Solución:

- Defecto trifásico en F1
- impedancia del transformador

$$Z_{THT} = \frac{U_{kr}}{100} \times \frac{U_{rTHT}^2}{S_{rT}} = \frac{15}{100} \times \frac{240^2}{250} = 34,56 \Omega$$

$$R_{THT} = P_{krT} \frac{U_{rTHT}^2}{S_{rT}^2} = 0,52 \times \frac{240^2}{250^2} = 0,479 \Omega$$

$$X_{THT} = \sqrt{Z_{THT}^2 - R_{THT}^2} = 34,557 \Omega$$

$$Z_{THT} = (0,479 + j34,557) \Omega$$

- Impedancia del generador

$$X_d'' = \frac{x_d''}{100} \times \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} = \frac{17}{100} \times \frac{21^2}{250} = 0,2999 \Omega$$

$$Z_G = R_G + jX_d'' = 0,0025 + j0,2999$$

$$|Z_G| = 0,2999 \Omega$$

Puesto que $S_{rG} > 100 \text{ MVA}$, se tiene: $R_{Gf} = 0,05 X_d''$ de dónde $Z_{Gf} = 0,015 + j0,2999$

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \times \frac{U_{rTBT}^2}{U_{rTHT}^2} \times \frac{c_{máx}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \varphi_{rG}} = \frac{220^2}{21^2} \times \frac{21^2}{240^2} \times \frac{1,1}{1 + |0,17 - 0,15| \times 0,6258} = 0,913$$

$$Z_S = K_S \left(t_r^2 Z_G + Z_{THT} \right) = 0,913 \left(\left(\frac{240}{21} \right)^2 \times (0,0025 + j0,2999) + (0,479 + j34,557) \right)$$

$$Z_S = 0,735 + j67,313$$

($Z_{Sf} = 2,226 + j67,313$ si se considera Z_{Gf} (para calcular i_{pS}))

$$I''_{kS} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} Z_S} = \frac{1,1 \times 220}{\sqrt{3} (0,735 + j67,313)} = 0,023 - j2,075$$

$$|I''_{kS}| = 2,08 \text{ kA}$$

A partir de la impedancia Z_{Sf} , se obtiene la razón $R_{Sf}/X_{Sf} = 0,033$ y $\kappa_s = 1,908$

La corriente de cortocircuito de cresta i_{pS} viene dada por:

$$i_{pS} = \kappa_s \sqrt{2} \times I''_{kS}$$

$$i_{pS} = 1,908 \sqrt{2} \times 2,08 = 5,61 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito cortada I_{bS} :

$$I_{bS} = \mu \times I''_{kS}$$

El factor μ es función de la razón I''_{kG}/I_{rG} y del tiempo muerto mínimo t_{\min} .

La razón I''_{kG}/I_{rG} se obtiene como sigue:

$$\frac{I''_{kG}}{I_{rG}} = \frac{I''_{kS}}{I_{rG}} \cdot \frac{U_{rTHT}}{U_{rTBT}} = \frac{2,08}{6,873} \times \frac{240}{21} = 3,46$$

Según la **figura 27** (curva a $t_{\min} = 0,1$ s), donde se encuentra $\mu \approx 0,85$, de donde:

$$I_{bS} = 0,85 \times 2,08 = 1,77 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito permanente máxima $I_{km\acute{a}x}$:

$$I_{kS} = \lambda_{m\acute{a}x} I_{rG} \cdot \frac{U_{rTBT}}{U_{rTHT}} = 1,65 \times 6,873 \times \frac{21}{240} = 0,99 \text{ kA}$$

El factor $\lambda_{m\acute{a}x} = 1,65$ se obtiene a partir de la **figura 28**, mediante la razón $I''_{kG} / I_{rG} = 3,46$ y $x_{dsat} = 2,0$

■ Defecto trifásico en F2

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} k_{G,S} Z_G}$$

con:

$$K_{G,S} = \frac{c_{m\acute{a}x}}{1 + x''_d \text{ sen } \varphi_{rG}} = \frac{1,1}{1 + (0,17 \times 0,626)} = 0,994$$

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} Z_G} = \frac{1,1}{\sqrt{3} \times 0,994 \times 0,2999} = 44,74 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito de cresta i_{pG} viene dada por:

$$i_{pG} = \kappa_G \sqrt{2} \times I''_{kG}$$

A partir de la impedancia Z_{Gf} , se puede encontrar la razón $R_{Gf}/X''_d = 0,05$, de donde $\kappa_G = 1,86$

$$i_{pG} = 1,86 \sqrt{2} \times 44,74 = 117,69 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito cortada I_{bG}

$$I_{bG} = \mu \times I''_{kG}$$

El factor μ es función de la razón I''_{kG} / I_{rG} y del tiempo muerto mínimo t_{\min} .

La razón I''_{kG} / I_{rG} se obtiene como sigue:

$$\frac{I''_{kG}}{I_{rG}} = \frac{44,74}{6,873} = 6,51$$

Según la **figura 27** (curva a $t_{\min} = 0,1$ s), se tiene $\mu \approx 0,71$, de donde:

$$I_{bG} = 0,71 \times 44,74 = 31,77 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito permanente máxima $I_{km\acute{a}x}$:

$$I_{kG} = \lambda_{m\acute{a}x} \cdot I_{rG} = 1,75 \times 6,873 = 12,0 \text{ kA}$$

El factor $\lambda_{m\acute{a}x} = 1,75$ se obtiene a partir de la **figura 28** mediante la razón $I''_{kG} / I_{rG} = 6,51$ y $x_{dsat} = 2,0$.

4 Conclusión

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se han desarrollado diferentes métodos que se han publicado en las normas... y también en este Cuaderno Técnico.

Varios de estos métodos normalizados se han sido pensados de tal manera que la corriente de cortocircuito puede calcularse a mano o con una simple calculadora. La revisión de estas normas ha llevado frecuentemente a hacer evolucionar estos métodos para hacerlos más precisos y representativos de la realidad, pero ha tenido como consecuencia hacerlos menos prácticos, como muestran las evoluciones recientes de la CEI 60909 que dejan sólo el cálculo manual a los casos más simples.

Con el desarrollo de las herramientas informáticas cada vez más potentes, los diseñadores de las instalaciones eléctricas han diseñado programas para sus propias necesidades. Así, han aparecido muchos programas conformes con las normas, como el programa Ecodial, de BT creado y comercializado por Schneider Electric.

Todos estos programas de cálculo de corrientes de cortocircuito sirven esencialmente para:

- determinar los poderes de corte y de cierre de la apartamentación, así como los esfuerzos electromecánicos y térmicos de los equipos,
- calcular los ajustes de los relés de protección y los calibres de los fusibles para asegurar una buena selectividad en las redes eléctricas.

Por último, los especialistas de diseño de redes utilizan otros programas de cálculo para, por ejemplo, realizar los estudios de comportamiento dinámico de las redes eléctricas: estos programas permiten crear simulaciones precisas de los fenómenos en el tiempo; su utilización llega incluso a permitir el cálculo completo del comportamiento electromecánico de las instalaciones.

Pero no es menos cierto que todos estos programas, aunque muy potentes, no son más que herramientas. Su utilización, para ser eficaz, necesita una gran competencia profesional del experto, adquirida previamente por sus estudios, por su «saber hacer» y por su experiencia.

Bibliografía

Normas

- CEI 60909: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna
- Parte 0: Cálculo de corrientes.
- Parte 1: Factores para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.
- Parte 2: Equipos eléctricos. Datos para el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.
- Parte 4: Ejemplos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.
- NF C 15-100: Installations électriques à basse tension.
- UTE C15-105: Guide pratique. Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection.

Cahiers Techniques Schneider Electric

- Analisis de las redes trifásicas en régimen perturbado con la ayuda de las componentes simétricas.
Cuaderno Técnico nº 18
B. DE METZ-NOBLAT.
- Puesta a tierra del neutro en las redes industriales AT.
Cuaderno Técnico nº 62
F. SAUTRIAU.

- Técnicas de corte de los interruptores automáticos BT.

Cuaderno Técnico nº 154

R. MOREL.

- Cálculos en redes eléctricas BT y AT.

Cuaderno Técnico nº 213.

B. DE METZ-NOBLAT.

Publications diverses

- Guide de l'installation électrique (en français, selon NFC15-100: édition 2004; en anglais selon CEI 60364: édition 2005; en español, según CEI 60364: edición 2006)
Realización Schneider Electric (Institut Schneider Formation).
- Les réseaux d'énergie électrique (2^a parte)
R. PELISSIER. Dunod éditeur.