

NEUTRO À TERRA

Revista Técnico-Científica

<http://www.neutroaterra.blogspot.com>

Mantendo o compromisso que temos convosco, voltamos à vossa presença com mais uma publicação. No meio de uma pandemia que está a abalar a nossa sociedade, compete-nos agir com civismo, competência e responsabilidade, de forma a minimizar os efeitos devastadores que a situação atual terá na economia e na vida das pessoas. O momento não é para desistir e, assim, voltamos à vossa presença com mais uma edição da revista "Neutro à Terra", que já vai na vigésima sexta publicação em treze anos de existência. Os incentivos que recebemos não deixam esmorecer a nossa motivação para continuar a intervir na área da Engenharia Eletrotécnica. Nesta edição da revista merecem destaque os temas relacionados com a gestão dos sistemas elétricos de energia, as instalações elétricas, as máquinas elétricas, as infraestruturas de telecomunicações e as energias renováveis.

José Beleza Carvalho, Professor Doutor



Máquinas e Veículos Elétricos



Produção, Transporte e Distribuição Energia



Instalações Elétricas



Telecomunicações



Segurança



Gestão de Energia e Eficiência Energética



Automação, Gestão Técnica e Domótica

ÍNDICE

- Editorial	3
- Estimação de Estado nos Sistemas Eléctricos de Energia José António Beleza Carvalho	5
- A review on aggregation approaches of distributed energy resources Inês Vieira Tavares	15
- Motores de Indução Monofásicos Alexandre Miguel Marques Da Silveira	25
- Correntes de Curto-Circuito em Sistemas Trifásicos. Cálculo de correntes de acordo com a norma CEI 60909 Filipe Miguel Tavares de Azevedo	41
- ITUR 3 – Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjuntos de Edifícios Sérgio Filipe Carvalho Ramos	55
- Smart Living ABB – Smart Home Solutions ABB-free@home® Paulo Alexandre Caldeira Branco	59
- Autores	63

FICHA TÉCNICA

DIRETOR:	José António Beleza Carvalho, Doutor
SUBDIRETORES:	António Augusto Araújo Gomes, Eng. Roque Filipe Mesquita Brandão, Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Doutor
PROPRIEDADE:	Área de Máquinas e Instalações Eléctricas Departamento de Engenharia Electrotécnica Instituto Superior de Engenharia do Porto
CONTATOS:	jbc@isep.ipp.pt ; aag@isep.ipp.pt

Estimados leitores

Mantendo o compromisso que temos convosco, voltamos à vossa presença com mais uma publicação. No meio de uma pandemia que está a abalar a nossa sociedade, compete-nos agir com civismo, competência e responsabilidade, de forma a minimizar os efeitos devastadores que a situação atual terá na economia e na vida das pessoas. O momento não é para desistir e, assim, voltamos à vossa presença com mais uma edição da revista “Neutro à Terra”, que já vai na vigésima sexta publicação em treze anos de existência. Os incentivos que recebemos não deixam esmorecer a nossa motivação para continuar a intervir na área da Engenharia Eletrotécnica. Nesta edição da revista merecem destaque os temas relacionados com a gestão dos sistemas elétricos de energia, as instalações elétricas, as máquinas elétricas, as infraestruturas de telecomunicações e as energias renováveis.

Nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), as tensões, as correntes e o trânsito de energia em todas as linhas do sistema de transmissão estão continuamente a ser monitorizadas pelos operadores do sistema. Estes dados são usados em modelos do sistema elétrico que incluem as linhas, transformadores, geradores e cargas. Estes modelos são conhecidos como estimadores de estado, e os seus resultados são o estado estimado do sistema. O Estado de um sistema elétrico de energia é uma “amostragem” das tensões e correntes do sistema, que, de uma só vez, os operadores usam para avaliar a condição do sistema e, se necessário, tomarem ações e intervir no seu funcionamento. Nesta edição da revista apresenta-se um artigo que aborda o problema da estimação de estado dos SEE, uma das mais importantes ações de gestão, monitorização e condução em segurança, efetuada nos centros de controlo dos atuais SEE.

O aumento crescente da penetração nas redes de energia elétrica com origem em produção distribuída de natureza renovável, principalmente fotovoltaica e, a existência de um novo tipo de carga relacionada com os veículos elétricos, leva a que os atuais SEE tenham que sofrer algumas alterações de forma a serem mais flexíveis, sustentáveis e económicos. Surgem novas entidades, como agregadores, que atuam como mediadores entre os consumidores finais e os operadores das redes, de forma a facilitar a gestão e o controlo do sistema elétrico de energia. Nesta edição da revista publica-se um interessante artigo em Inglês, que faz uma revisão das diferentes abordagens de agregação que podem ser aplicadas para a integração de produção distribuída nos sistemas elétricos de energia. O artigo analisa também a função dos agregadores de produção distribuída, agregadores de carga e agregadores de armazenamento de energia.

No âmbito das instalações elétricas, publica-se nesta edição da revista um importante artigo técnico que faz uma análise geral sobre os procedimentos do cálculo da corrente de curto-circuito de acordo com a norma CEI 60909-3. Esta parte da norma debruça-se sobre o cálculo de correntes de curto-circuito no caso de curto-circuitos equilibrados e desequilibrados. Neste artigo, são também analisados os defeitos monofásicos com contato à terra que são alvo de estudo na norma CEI 60909-3.

Nesta edição da revista “Neutro-à-Terra” pode-se ainda encontrar outros assuntos reconhecidamente importantes e atuais, como, no âmbito das máquinas elétricas, um artigo bem desenvolvido sobre os Motores de Indução Monofásicos, um interessante artigo no âmbito das infraestruturas de telecomunicações, que analisa as principais alterações e as novas abordagens introduzidas pela nova edição do Manual ITUR3 e, da responsabilidade da ABB, um interessante artigo sobre soluções de Domótica para edifícios “inteligentes”.

Fazendo votos que esta edição da revista “Neutro à Terra” satisfaça as habituais expectativas dos nossos estimados leitores, apresento os meus cordiais cumprimentos.

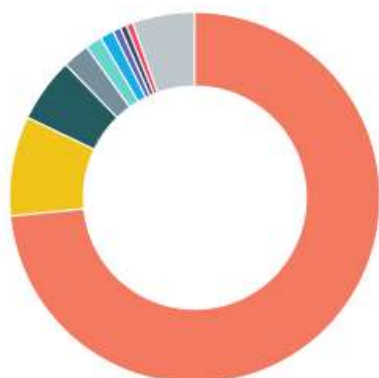
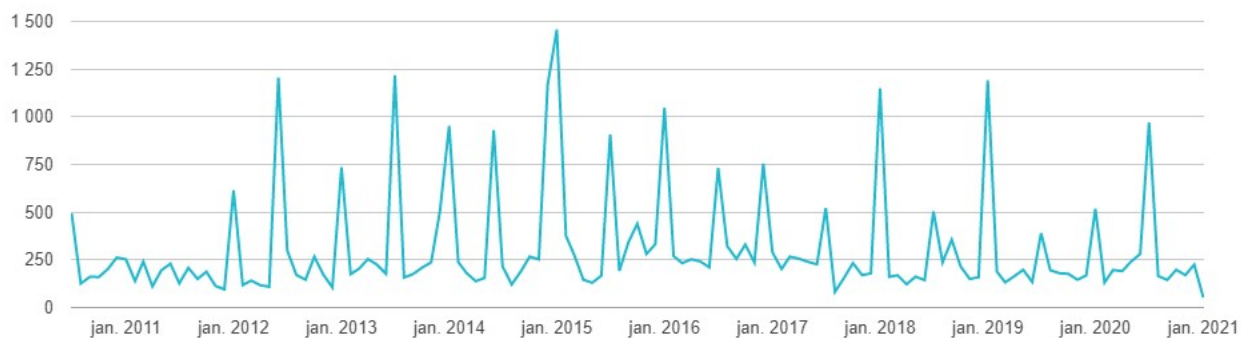
Porto, 30 de dezembro de 2020
José António Belezinha Carvalho

Blog:

www.neuroaterra.blogspot.com

Histórico de visualizações

39 037



Portugal	28 653
Estados Unidos	3 395
Brasil	2 198
Alemanha	916
Rússia	563
França	469
Angola	267
Reino Unido	225
Ucrânia	223
Outros	2 128

CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS TRIFÁSICOS

Cálculo de correntes de acordo com a norma CEI 60909

1. Introdução

Entre as tarefas mais importantes aquando do planeamento e operação de sistemas de energia está o cálculo de curto-circuitos. Os curtos-circuitos podem ser minimizados através do correto planeamento, projeto, manutenção e operação dos sistemas de energia não podendo, contudo, ser totalmente evitados. Entre os efeitos dos curto-circuitos destacam-se as interrupções de serviço, a destruição de componentes do sistema e o desenvolvimento de stress mecânico e térmico inaceitáveis nos equipamentos elétricos em operação. O presente artigo visa apresentar uma visão geral sobre os procedimentos do cálculo da corrente de curto-circuito de acordo com a norma CEI 60909. Esta parte da norma CEI 60909 debruça-se sobre o cálculo de correntes de curto-circuito no caso de curto-circuitos equilibrados e desequilibrados. Defeitos monofásicos com contato à terra são alvo de estudo na norma CEI 60909-3.

2. Definições

- **Curto-circuito:** A norma CEI 60909 define um curto-circuito como sendo uma ligação condutível acidental ou intencional através de uma resistência ou impedância relativamente baixa entre dois ou mais pontos de um circuito que estão normalmente a potenciais diferentes. Da corrente de curto-circuito resultante torna-se necessário diferenciar entre a corrente de curto-circuito no ponto de defeito e as correntes nos ramos da rede resultante do curto-circuito.
- **Causas:**
 - Aumento da temperatura devido a correntes elétricas elevadas, ou seja, devido a sobreintensidades;
 - Descargas disruptivas devido a sobretensões;
 - Arcos elétricos devido à humidade juntamente com o ar impuro, especialmente em isoladores.

- **Efeitos:**

- Interrupção do fornecimento de energia;
- Destruição de componentes do sistema;
- Desenvolvimento de tensões mecânicas e térmicas inaceitáveis nos equipamentos elétricos em operação.

- **Corrente inicial simétrica de curto-circuito (I''_k):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito inicial simétrica.

- Valor de pico da corrente de curto-circuito (I_p): Valor máximo instantâneo da corrente de curto-circuito.

- Corrente de corte simétrica de curto-circuito (I_b): Valor eficaz da componente alternada da corrente de curto-circuito simétrica no instante da separação dos contatos do disjuntor.

- **Corrente permanente de curto-circuito (I_k):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito que permanece após a anulação da componente transitória.

- Corrente de curto-circuito térmica equivalente (I_{th}): Valor eficaz de uma corrente com o mesmo efeito térmico e a mesma duração que a corrente de curto-circuito atual, que pode conter uma componente contínua que diminui com o tempo.

- **Fonte de tensão equivalente:** Tensão no ponto do curto-circuito, que é transferida para o sistema de sequência-positiva, ou sistema simétrico, como a única tensão efetiva e que é usada para o cálculo das correntes de curto-circuito.

- **Fator de tensão:** Rácio entre a tensão da fonte equivalente e a tensão da rede, U_n , dividida por $\sqrt{3}$.

- Circuito elétrico equivalente: Modelo usado para a descrição da rede por um circuito equivalente.

- **Curto-circuito “longe” dos geradores:** Curto-circuito durante o qual a magnitude da componente simétrica AC da corrente de curto-circuito permanece constante.

- **Curto-circuito “perto” dos geradores:** Curto-circuito durante o qual a corrente de curto-circuito AC diminui com o tempo.

3. Métodos de cálculo

A medição ou o cálculo da corrente de curto-circuito em redes de BT é muito simples. Em redes emalhadadas e extensas, o cálculo é mais difícil devido às várias correntes de curto-circuito parciais devido ao retorno pela terra. As correntes de curto-circuito em sistemas trifásicos podem ser determinadas recorrendo a três procedimentos de cálculo diferentes:

- método da sobreposição para um fluxo de carga definido;
- fonte de tensão equivalente $\frac{cU_n}{\sqrt{3}}$ no ponto de curto-circuito;
- Cálculo de transitórios.

Para o cálculo a corrente de curto-circuito inicial simétrica em sistemas trifásicos existem essencialmente dois métodos: o método de sobreposição que é um método exato e o método padronizado na norma CEI 60909 designado por método de fonte de tensão equivalente no local do defeito. Supõe-se que há sempre um curto-circuito perfeito em ambos os métodos de cálculo (por exemplo, não ocorre nenhum arco elétrico ou existem resistências de contato).

De acordo com a CEI 60909, o método de cálculo de curto-circuito padronizado, ou seja, o método da fonte equivalente no ponto do curto-circuito, é um método muito simples, que tem a vantagem de necessitar de um número reduzido de dados e parâmetros dos equipamentos para obter resultados suficientemente precisos.

Este método calcula as correntes máximas e mínimas de curto-circuito, independentemente da condição de fluxo de carga com base em fatores de correção padronizados para geradores e transformadores. Por outro lado, o método de sobreposição requer dados completos do sistema.

- Método de fonte equivalente no ponto de curto-circuito

Este método baseia-se na introdução de uma fonte de tensão equivalente no local do curto-circuito. A fonte de tensão equivalente é a única tensão ativa do sistema. Todos os equivalentes de rede, máquinas síncronas e assíncronas são substituídas pelas suas impedâncias internas.

Neste método, os dados operacionais e a carga dos consumidores, a posição dos comutadores dos transformadores, a excitação dos geradores, etc., são dispensáveis e os cálculos adicionais sobre todos os diferentes fluxos de carga possíveis no momento do curto-circuito são supérfluos.

Na Figura 1 é representado o diagrama de uma rede com a indicação do local de defeito F. A representação da fonte de tensão equivalente no local do curto-circuito F como a única tensão ativa do sistema alimentado por um transformador com ou sem comutador em carga é apresentada na Figura 2. Todas as outras tensões ativas no sistema estão em curto-circuito. Assim, o equivalente de rede é representado por sua impedância interna, Z_{Qt} , transferida para o lado de baixa tensão (BT) do transformador e o transformador pela sua impedância referida ao lado de BT. As admitâncias de derivação da linha, do transformador e das cargas não girantes não são consideradas. As impedâncias de equivalente de rede e do transformador são convertidas para o lado BT.

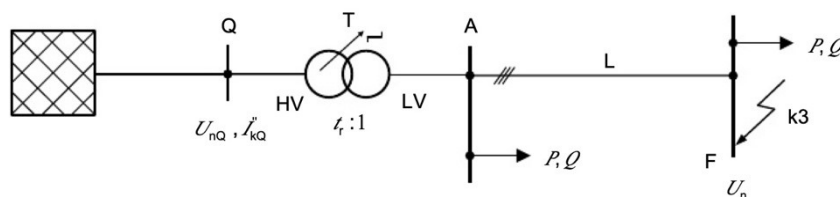


Figura 1 – Diagrama do sistema [1]

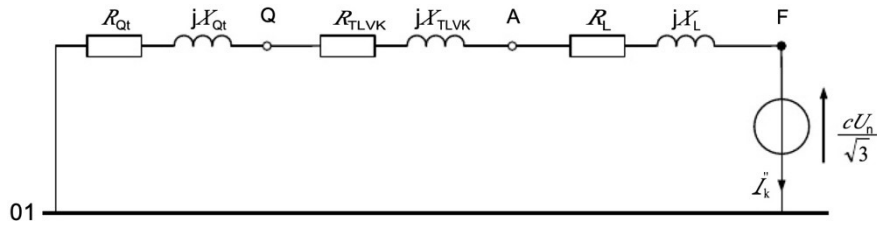


Figura 1 – Diagrama do sistema [1]¹

Em geral, são consideradas dois tipos de correntes de curto-circuito, que diferem em magnitude:

- **Corrente de curto-circuito máxima (I_{max}):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito usada para avaliar o poder corte do disjuntor e para determinar a corrente de pico. É determinada recorrendo ao fator de correção de tensão, c_{max} .
- **Corrente de curto-circuito mínima (I_{min}):** Valor eficaz da corrente de curto-circuito usada como base para as configurações dos relés de proteção e escolha de fusíveis.

É determinada recorrendo ao fator de correção de tensão, c_{min} . A norma CEI 60909 recomenda a aplicação de “Fatores de tensão”, c_{max} e c_{min} , à tensão nominal pré-defeito do sistema, de forma a levar em consideração as condições de pré-defeito do sistema.

Na Tabela 1 são indicados os fatores de tensão para diferentes tensões nominais do sistema.

Tabela 1 – Fatores de tensão [1]

Tensão nominal do sistema U_n	Fator de tensão c para o cálculo de	
	correntes de curto-circuito máximas	correntes de curto-circuito mínimas
	c_{max}^a	c_{min}
Baixa tensão: 100 V a 1000 V (IEC 60038:2009, Tabela 1)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^c 0,90 ^d
Média tensão ^b : >1 kV a 230 kV (IEC 60038:2009, Tabelas 3, 4)	1,10	1,00
Alta tensão ^{b, e} : >230 kV (IEC 60038:2009, Tabela 5)	1,10	1,00

^a $c_{max} U_n$ não deve exceder a tensão mais elevada U_m para equipamentos dos sistema de energia.
^b Deve ser aplicada $c_{max} U_n = U_m$ ou $c_{max} U_n = 0,90 U_m$ se a tensão nominal do sistema não é definida.
^c Para sistemas de baixa tensão com tolerância $\pm 6\%$, sistemas renomeados de 380V para 400V.
^d Para sistemas de baixa tensão com tolerância $\pm 10\%$.
^e Os fatores de tensão c não são definidos na norma CEI 60909 para sistemas com tensão nominal cuja $U_m > 420$ kV.

³ O índice (1) para as impedâncias do sistema de sequência positiva é omitido. 01 marca a referência neutra de sequência positiva. As impedâncias do equivalente de rede e do transformador são convertidas para o lado de BT sendo este último corrigido com o fator KT [1].

4 Comportamento da corrente de curto-circuito ao longo do tempo

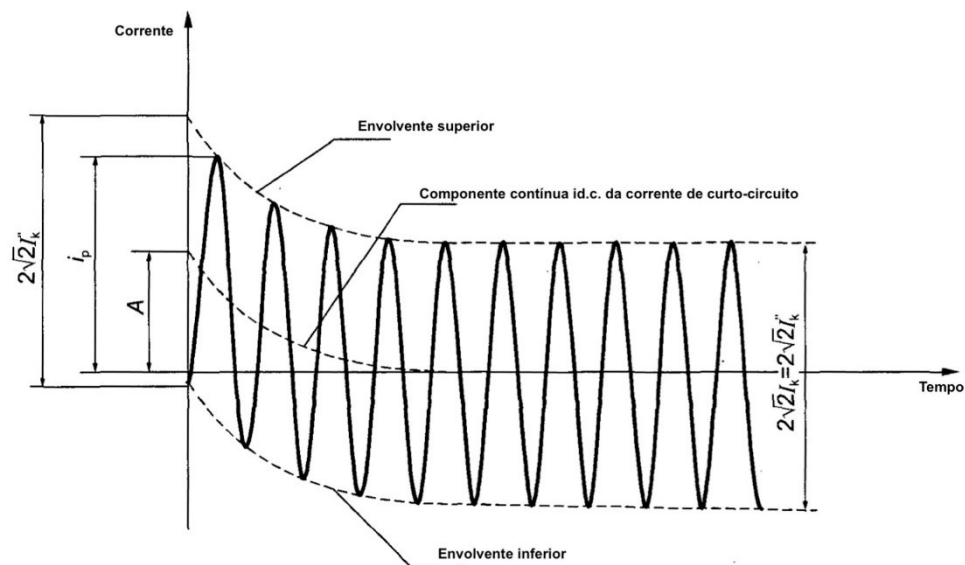
A norma CEI 60909 distingue duas situações:

- Curto-circuitos "longe" dos geradores;
- Curto-circuitos "perto" dos geradores.

De acordo com a norma CEI 60909, um curto-circuito é considerado "longe" dos geradores quando nenhuma

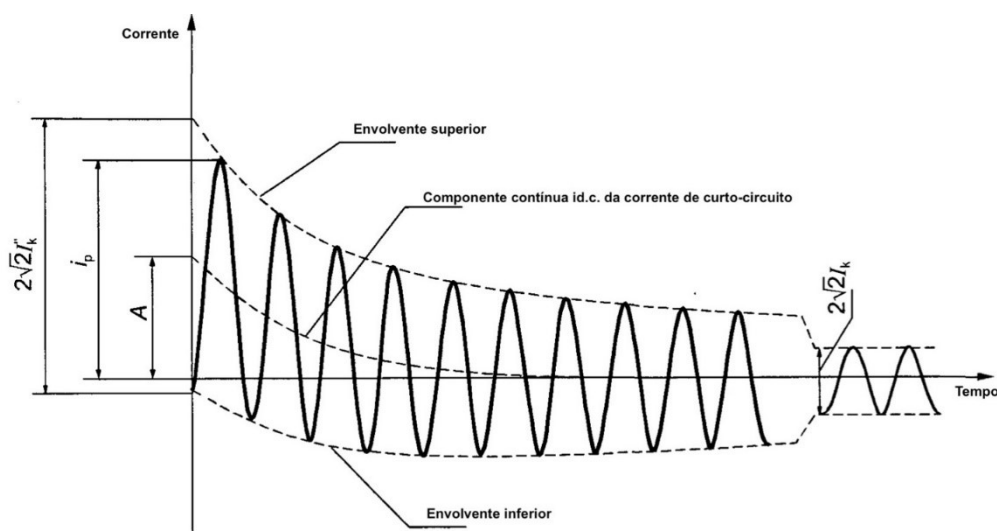
máquina síncrona contribui com uma corrente que excede o dobro da sua corrente nominal (I_{rG}), $I''_k / I_{rG} < 2$, ou quando $I''_k = I_b = I_k$.

Um curto-circuito é considerado "perto" dos geradores quando o valor eficaz da corrente inicial simétrica de curto-circuito excede o dobro da corrente nominal em pelo menos uma máquina síncrona ou assíncrona no momento em que ocorre o curto-circuito, $I''_k / I_{rG} > 2$, ou quando $I''_k > I_b > I_k$.



I''_k = Corrente inicial simétrica de curto-circuito
 I_p = Valor de pico da corrente de curto-circuito
 I_k = Corrente permanente de curto-circuito
 id.c. = componente contínua da corrente de curto-circuito
 A = Valor inicial da componente contínua id.c.

Figura 3 - Evolução da corrente de curto-circuito para um curto-circuito "longe" dos geradores com componente A.C. constante [1]



I''_k = Corrente inicial simétrica de curto-circuito
 I_p = Valor de pico da corrente de curto-circuito
 I_k = Corrente permanente de curto-circuito
 id.c. = componente contínua da corrente de curto-circuito
 A = Valor inicial da componente contínua id.c.

Figura 4 - Evolução da corrente de curto-circuito para um curto-circuito "perto" dos geradores com decaimento da componente A.C. [1]

4.1 Curto-circuito “longe” dos geradores

Num curto-circuito “longe” dos geradores o valor eficaz da corrente de curto-circuito inicial simétrica mantém-se constante.

A contribuição de cada fonte individual com impedância Z_n para percursos de corrente “não emalhados” ou impedância equivalente complexa para um percurso de corrente “emalhado”, a corrente de curto-circuito inicial é calculada usando (1).

$$I''_{kn} = \frac{cV_n}{\sqrt{3}Z_n} \quad (1)$$

A corrente de curto-circuito inicial (I''_{kt}) total é a soma da contribuição de fontes individuais e é dada por (2).

$$I''_{kt} = I''_{k1} + I''_{k2} + \dots + I''_{kn} \quad (2)$$

A norma CEI 60909 define o valor de pico da corrente de curto-circuito como o valor instantâneo máximo da corrente de curto-circuito. A corrente de pico da corrente de curto-circuito (I_p) é calculada pela introdução de um fator de crista, χ , à corrente de curto-circuito inicial, I''_k , e é determinado recorrendo a (3).

$$I_p = \kappa\sqrt{2}I''_k \quad (3)$$

A determinação do fator de crista depende se a corrente de defeito vem de percursos “não emalhados” ou “emalhados” (ver 4.1.1 e 4.1.2).

O valor de pico total da corrente de curto-circuito (I_{pt}) é dada pela soma da contribuição de fontes individuais e calculada de acordo com (4).

$$I_{pt} = I_{p1} + I_{p2} + \dots + I_{pn} \quad (4)$$

O cálculo da corrente de corte simétrica de curto-circuito (I_b) “longe” dos geradores é bastante simples, uma vez que não ocorre nenhum decréscimo da componente alternada. Com isso, a corrente de corte é igual à corrente inicial simétrica de curto-circuito (I''_k) tal como indicado em (5).

$$I_b = I''_k \quad (5)$$

A corrente total de corte simétrica de curto-circuito (I_b) é dada pela soma da contribuição das fontes individuais e determinada de acordo com (6).

$$I_{bt} = I_{b1} + I_{b2} + \dots + I_{bn} \quad (6)$$

Para curto-circuitos “longe” dos geradores a corrente de curto circuito inicial simétrica permanece a mesma durante a duração do defeito. Assim, a corrente de curto-circuito em regime permanente é igual à corrente de curto-circuito inicial simétrica (7).

$$I_k = I''_k \quad (7)$$

A corrente total de curto-circuito em regime permanente é igual à soma das correntes permanente de curto-circuito relativa a cada uma das fontes que alimentam o curto-circuito e determinada de acordo com (8).

$$I_{kt} = I_{k1} + I_{k2} + \dots + I_{kn} \quad (8)$$

A análise de curto-circuitos “longe” dos geradores de acordo com a norma CEI 60909 é muito simples e direta devido à ausência da diminuição da corrente de curto circuito inicial simétrica. No entanto, para defeitos “perto” dos geradores, a diminuição da corrente de curto circuito inicial simétrica torna-se significativa.

4.1.1 Percursos de corrente “não emalhados”

Cada contribuição para a corrente de curto-circuito das fontes que alimentam o curto-circuito, o fator de pico é calculado de acordo com (9).

$$\chi = 1.02 + 0.98e^{-\frac{3R}{X}} \approx 1 + e^{-\frac{10}{T_g}} \quad (9)$$

De (9) verifica-se que o fator de crista depende do quociente X/R da impedância entre a fonte e o defeito com:

- T_g em milissegundos;
- $T_g = X/(\omega R)$ (em segundos).

4.1.2 Percursos de corrente “emalhados”

Tal como acontece com os percursos de corrente “não emalhados”, o cálculo do fator de crista que envolve percursos de corrente “emalhados” é muito semelhante, exceto na escolha do rácio R/X. A norma CEI 60909 sugere três métodos para determinar o fator de crista envolvendo percursos de corrente “emalhados”, nomeadamente:

Método 1 ($\kappa = \kappa_a$): κ é determinado a partir da menor razão R / X de todos os ramos da rede. Em redes de baixa tensão considera-se $\kappa \leq 1,8$.

Método 2 ($\kappa = 1.15\kappa_b$): É determinado do rácio R/X obtido da impedância complexa no local do curto-circuito. Neste método é utilizado um fator de segurança de 1,15 para levar em consideração os diferentes rácios R/X em ramos paralelos. Assim, o fator de crista é calculado recorrendo a (10).

$$\kappa_b = 1.15\kappa \quad (10)$$

É importante notar que o fator de crista envolvendo percursos de corrente “emalhados” é limitado a 1,8 para redes de baixa tensão e 2,0 para redes de média e alta tensão.

Método 3 ($\kappa = \kappa_c$): κ é calculado através de um equivalente de frequência sendo κ determinado recorrendo ao rácio R/X calculado de acordo com a equação (11).

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad (11)$$

Em (11) X_c , R_c são determinados para a frequência f_c igual a 20Hz num sistema a 50Hz ou para a frequência f_c igual a 24Hz para um sistema a 60Hz.

4.2 Curto-circuito “perto” dos geradores

Os curto-circuitos “perto” dos geradores considera o decréscimo da componente alternada da corrente de

curto-circuito inicial simétrica no cálculo subsequente das correntes de curto-circuito. Isso significa que as correntes de curto-circuito em regime permanente para os geradores “perto” do curto-circuito têm uma magnitude menor do que as correntes iniciais simétricas de curto-circuito. As correntes de corte são, por sua vez, menores em magnitude do que as correntes iniciais de curto-circuito.

O cálculo das correntes de curto-circuito inicial e de pico para curtos-circuitos “perto” dos geradores é igual ao realizado para curtos-circuitos “longe” dos geradores. Na determinação das correntes de corte de curto-circuito e em regime permanente para curtos-circuitos “perto” dos geradores, são necessárias etapas adicionais ao contrário do que sucede com os curtos-circuitos “longe” dos geradores onde as correntes de curto-circuito inicial, de corte e de regime permanente são iguais ($I''_k = I_b = I_k$). É importante determinar quais geradores estão “longe” ou “perto” do defeito, de modo que as etapas adicionais no cálculo das correntes de corte e de regime permanente sejam ajustadas para curto-circuitos “perto” dos geradores.

No cálculo da corrente de corte simétrica de curto-circuito para curto-circuitos “perto” dos geradores, o decréscimo de componente alternada é contabilizado pela introdução de um fator μ e determinada por (12):

$$I_{bG} = \mu I''_{kG} \quad (12)$$

A corrente de corte depende do tempo de separação dos contatos do dispositivo de proteção ou da temporização mínima t_{min} nos termos da norma CEI 60909 e que é representado pelo fator μ . O fator μ também depende da relação entre a corrente de curto-circuito inicial do gerador e a sua corrente nominal, I''_{kG}/I_{rG} . As equações representadas em (13) definem o fator μ para um determinado tempo mínimo de atraso. Para outros valores de tempo de atraso, é aceitável a interpolação linear.

As equações acima descritas em (13) aplicam-se a turbo geradores, geradores de pólos salientes e compensadores

síncronos excitados por conversores rotativos ou estáticos (desde que, para excitadores estáticos, o atraso de tempo mínimo seja inferior a 0,25s e a tensão de excitação máxima seja inferior a 1,6 vezes a excitação à carga nominal). Para todos os outros casos, $\mu = 1$.

$$\begin{aligned} \mu &= 0.84 + 0.26e^{-0.26I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} = 0.02s \\ \mu &= 0.71 + 0.51e^{-0.30I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} = 0.05s \\ \mu &= 0.62 + 0.72e^{-0.32I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} = 0.10s \\ \mu &= 0.56 + 0.94e^{-0.38I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for } t_{min} \geq 0.25s \end{aligned} \quad (13)$$

É importante notar também que o pré-requisito para a identificação os curto-circuitos como “longe” dos geradores ou “perto” dos geradores é preservado no fator μ se o rácio I''_{kG}/I_{rG} for inferior a 2 sendo μ igual a 1 (Figura 5). Isso definirá a corrente de corte igual à corrente de curto-circuito inicial simétrica, uma característica do curto-circuito “longe” dos geradores.

Para curtos-circuitos envolvendo percursos de corrente “emalhados”, determinar μ a partir de uma única razão equivalente I''_{kG}/I_{rG} não é aplicável. Neste caso, é permitido ajustar a corrente de corte simétrica de curto-circuito igual à

corrente inicial de curto-circuito. Isso afetará a precisão, embora seja mais conservador.

A contribuição da corrente de corte simétrica de curto-circuito de motores assíncronos, dada por (14), é quantificada pela introdução de um fator adicional q substituindo a relação I''_{kG}/I_{rG} por I''_{kM}/I_{rM} . O fator q leva em consideração a queda rápida da corrente de curto-circuito do motor devido à ausência de um campo de excitação. O fator q está limitado a 1 e é calculado de acordo com (15).

$$I_{bM} = \mu q I''_{kM} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} q &= 1.03 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.02s \\ q &= 0.79 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.05s \\ q &= 0.57 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.10s \\ q &= 0.26 + 0.10 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} \geq 0.25s \end{aligned} \quad (15)$$

Onde,

- P_{rM} é a potência ativa nominal em MW
- p é o número de pares de pólos do motor

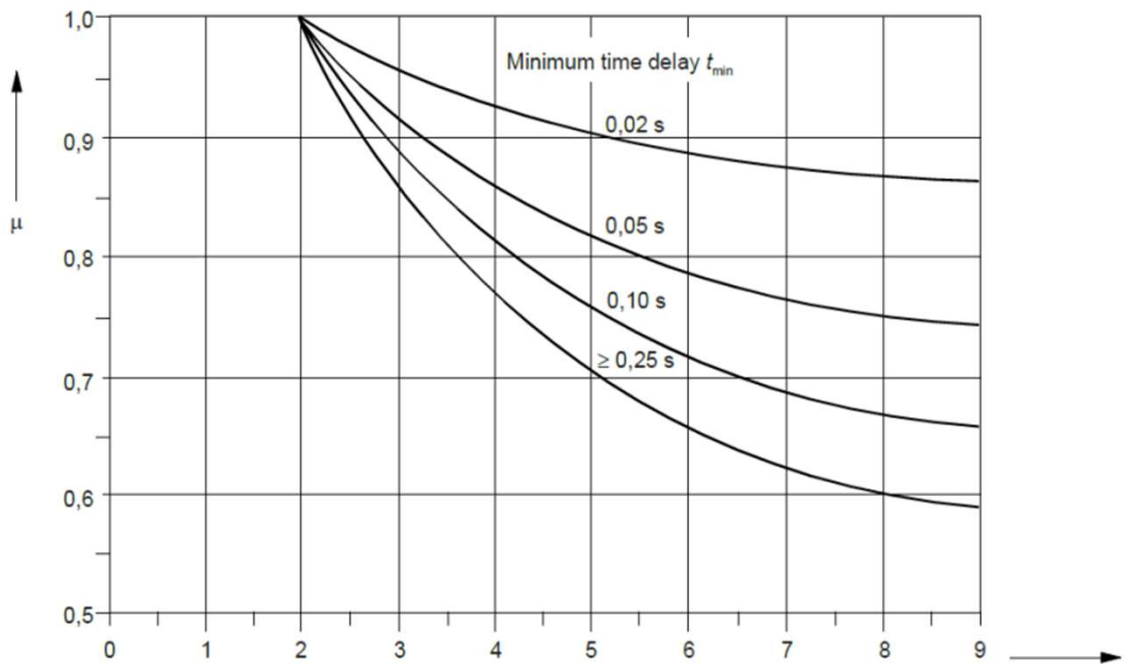


Figura 5 - Fator multiplicativo μ [1]

Three-phase short circuit I''_{kG}/I_{rG} or I''_{kM}/I_{rM}

Na Figura 6 é são representadas graficamente as equações apresentadas em (15) em função da razão P_{rM}/p .

A corrente de corte simétrica de curto-circuito total é igual à soma da contribuição das fontes individuais que alimentam o curto-circuito e é dada por (16).

$$I_{bt} = I_{b1} + I_{b2} + \dots + I_{bn} = \mu I_{kG}'' + \mu I_{kPSU}'' + \dots + \mu q I_{kM}'' \quad (16)$$

A corrente de curto-circuito em regime permanente (I_k) para curtos-circuitos “próximos” dos geradores é normalmente menor em magnitude do que a corrente de corte simétrica de curto-circuito e está dependente do sistema de excitação, da ação do regulador de tensão e da influência da saturação. As máquinas síncronas com excitadores estáticos alimentados diretamente dos seus terminais não contribuem em regime permanente para curtos-circuitos nos seus terminais. Isso ocorre porque a tensão de campo (tensão de excitação) colapsa com a tensão aos seus terminais durante o defeito. Apenas contribuem para o curto-circuito em regime permanente se houver uma impedância entre seus terminais e a localização do defeito, por exemplo, defeitos

no lado de alta tensão do transformador no caso de subestações.

O cálculo da corrente de curto-circuito em regime permanente (I_k) é bastante simples, pois depende apenas da corrente nominal do gerador e da tensão de excitação. No entanto, os procedimentos apresentados são precisos apenas para o caso de um gerador ou unidade de produção que fornece o defeito. Os valores máximos e mínimos são calculados a fim de fornecer o intervalo da contribuição do curto-circuito em regime permanente. A corrente mínima de curto-circuito em regime permanente é calculada com base numa tensão de excitação constante e não regulada usando a equação (17).

$$I_{kmin} = \lambda_{min} I_{rG} \quad (17)$$

A corrente máxima de curto-circuito em regime permanente (I_{kmax}) é calculada com base na tensão de excitação máxima usando a equação (18).

$$I_{kmax} = \lambda_{max} I_{rG} \quad (18)$$

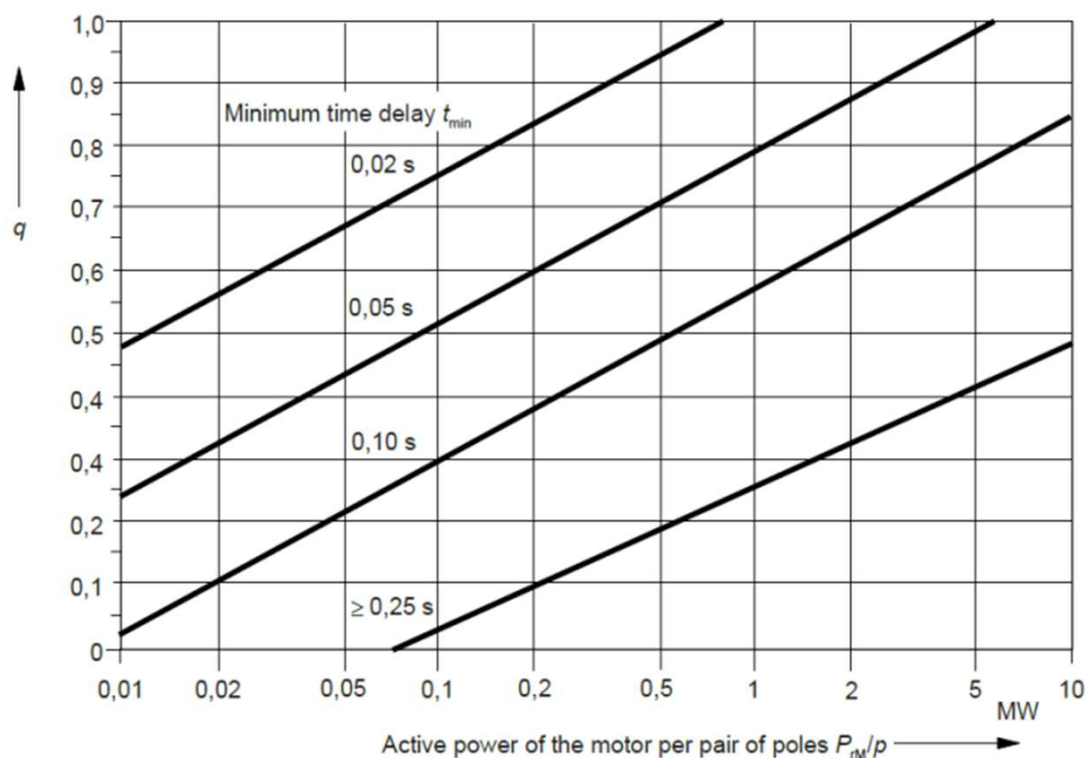


Figura 6 - Fator multiplicativo q [1]

O fator de multiplicação λ_{\max} depende se é um turbogerador ou de pólos saliente e do rácio entre a tensão de excitação máxima e a tensão de excitação em condições normais de carga (série 1 ou 2).

O fator de multiplicação λ_{\max} da série 1 é baseado na maior tensão de excitação possível, ou seja, 1,3 vezes a tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para turbogeradores ou 1,6 vezes a tensão de nominal de excitação à potência aparente e fator de potência nominal para geradores de pólos salientes (Figura 7 e Figura 9).

O fator de multiplicação λ_{\max} da série 2 é baseado na tensão de excitação mais alta possível, que é 1,6 vezes a tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para turbogeradores ou 2,0 vezes a tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para geradores de pólos salientes (Figura 8 e Figura 10).

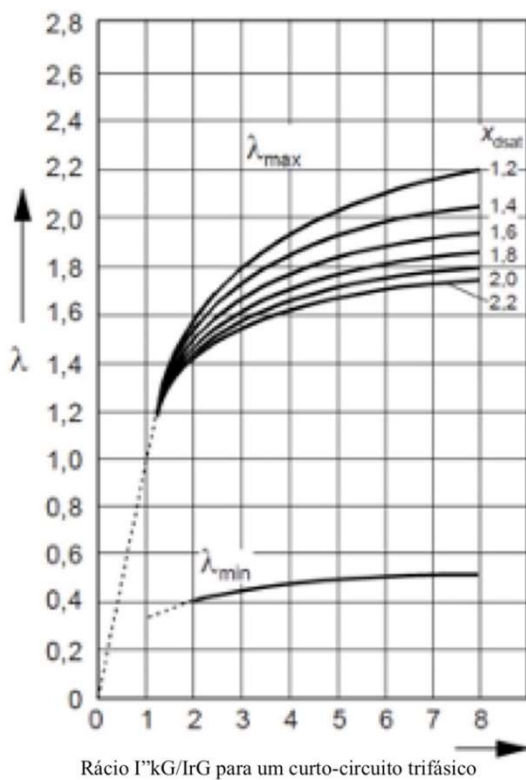


Figura 7 - Fator de multiplicação λ da série 1 para turbogeradores [1]

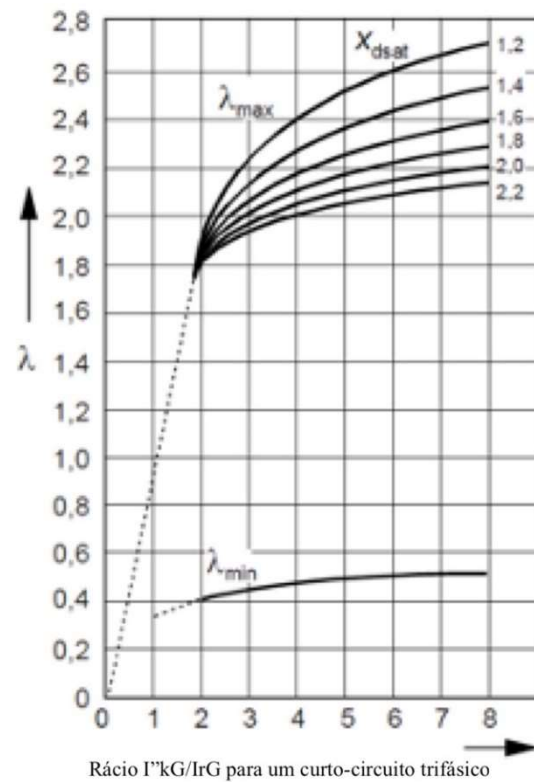


Figura 8 - Fator de multiplicação λ da série 2 para turbogeradores [1]

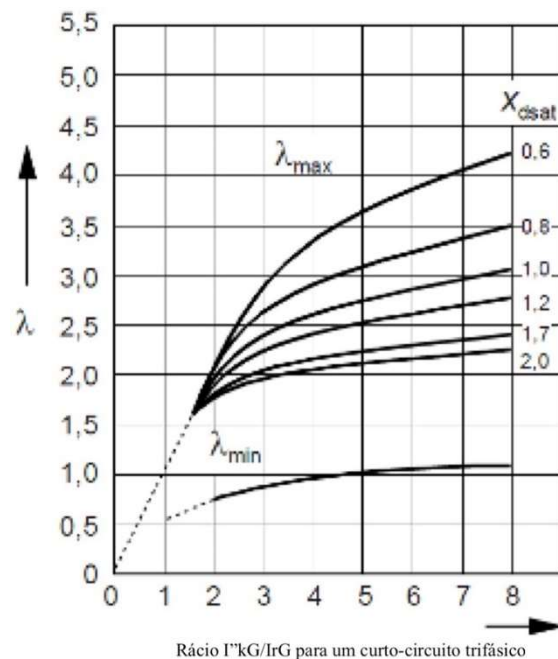
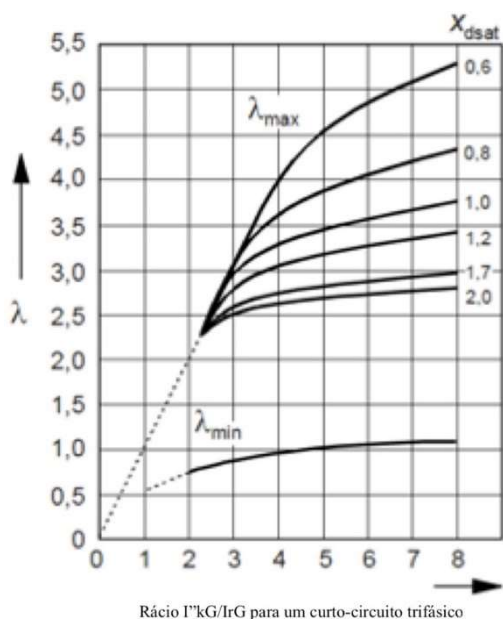


Figura 9 - Fator de multiplicação λ da série 1 para pólos salientes [1]



5 Cálculo da corrente de curto-circuito térmica equivalente

A corrente de curto-circuito térmica equivalente I_{th} pode ser determinada através de (19).

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m + n} \tag{19}$$

Onde,

- m é o fator que representa o efeito térmico da componente contínua;
- n é o fator que representa o efeito térmico da componente alternada.

O fator m pode ser obtido da Figura 11 e o fator n da Figura 12.

Figura 10 - Fator de multiplicação λ da série 2 para pólos salientes [1]

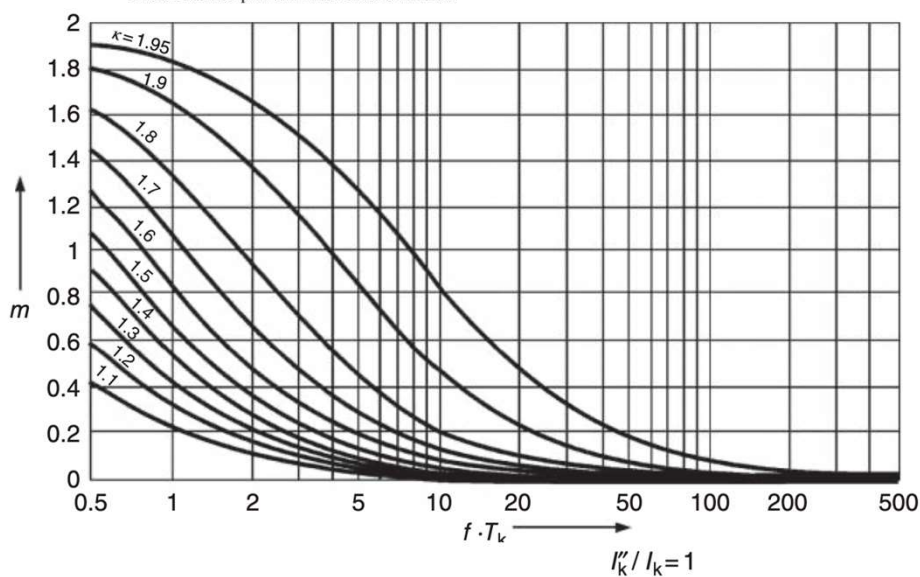


Figura 11 - Fator m [1]

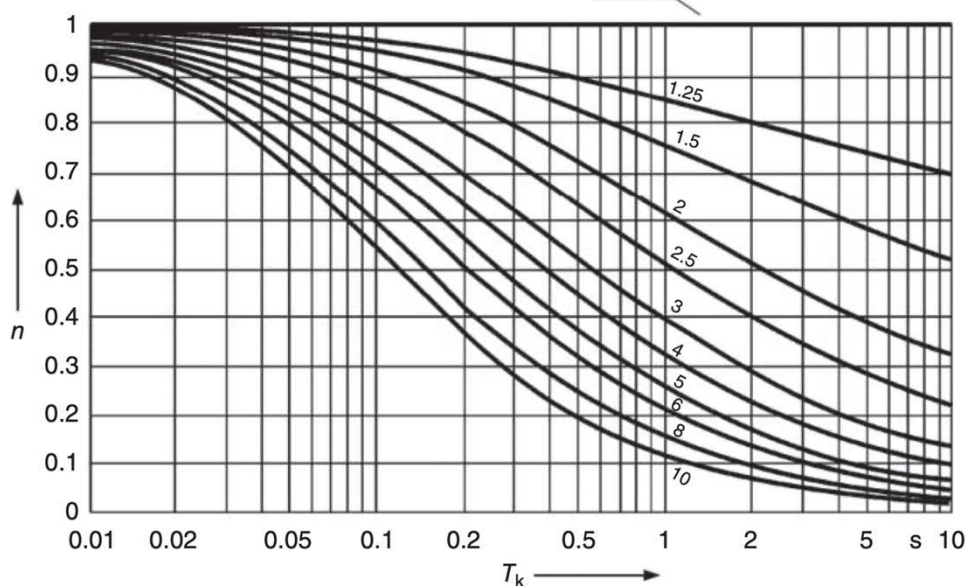


Figura 12 - Fator n [1]

O fator de crista χ pode ser obtido em função do quociente R/X através da fórmula (9) ou através da Figura 13. Contudo, o cálculo deste mesmo fator deve levar em consideração os métodos apresentados no Ponto 4.1.2..

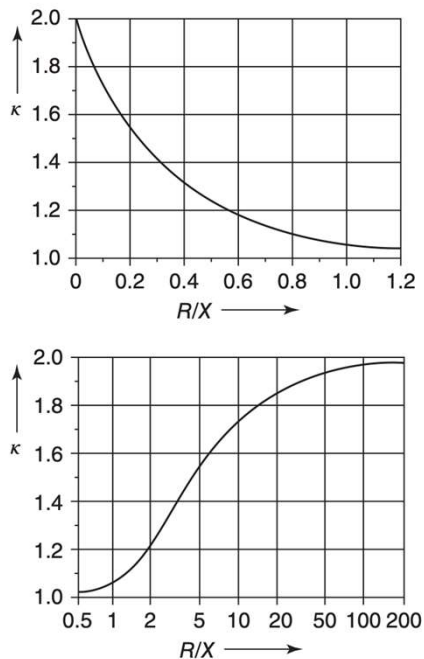


Figura 13 - Fator χ [1]

6 Cálculo da corrente máxima de curto-circuito

Para o cálculo das correntes máximas de curto-circuito, é necessário introduzir as seguintes condições:

- o fator de tensão c_{max} , de acordo com a Tabela 1, deve ser aplicado para o cálculo das correntes máximas de curto-circuito na ausência de uma norma nacional;
- escolher a configuração do sistema e a contribuição máxima dos geradores e equivalentes de rede que conduzam ao valor máximo da corrente de curto-circuito no local do curto-circuito;
- quando impedâncias equivalentes Z_Q são usadas para representar redes externas, a impedância equivalente mínima de curto-circuito deve ser usada, que corresponde à contribuição máxima de corrente de curto-circuito dos equivalentes de rede;
- os motores devem ser incluídos, se apropriado;
- a resistência R_L das linhas (linhas aéreas e cabos) deve ser introduzida a uma temperatura de 20°C.

7 Cálculo da corrente mínima de curto-circuito

No cálculo das correntes mínimas de curto-circuito é necessário introduzir as seguintes condições:

- o fator de tensão c_{min} , para o cálculo das correntes mínimas de curto-circuito, deve ser aplicado conforme a Tabela 1;
- escolher a configuração do sistema e a contribuição mínima de centrais elétricas e equivalentes de rede que conduzam a um valor mínimo de corrente de curto-circuito no local do defeito;
- motores devem ser desprezados;
- resistências R_L de linhas (linhas aéreas e cabos, condutores de linha e condutores neutros) devem ser introduzidas numa temperatura mais elevada determinada através de (20).

$$R_L = [1 + \alpha(\theta_e - 20^\circ\text{C})] \cdot R_{L20} \quad (20)$$

Onde,

- R_{L20} é a resistência à temperatura de 20°C;
- θ_e é a temperatura do condutor em graus Celsius no final da duração do curto-circuito (consultar CEI 60865-1, CEI 60949 e CEI 60986);
- α é um fator igual a 0,004/K válido com suficiente precisão para o cobre, alumínio e liga de alumínio.

8 Cálculo da impedância de curto-circuito

Neste capítulo são apresentadas as técnicas de cálculo de impedância de curto-circuito baseadas na norma CEI 60909 com fatores de correção para geradores síncronos, unidades de produção (rede) e transformadores.

Determinar os percursos de corrente “não emalhados” ou “emalhados” e a proximidade do defeito, “longe” dos geradores ou “perto” dos geradores são pré-requisitos no cálculo das correntes de curto-circuito na norma CEI 60909. Contudo, antes disso, é necessária a determinação das impedâncias dos equipamentos elétricos.

8.1 Equivalentes de rede

Os equivalentes de rede são geralmente representados pela potência de curto-circuito inicial simétrica, S''_{kQ} , ou pela corrente de curto-circuito inicial simétrica, I''_{kQ} . Com a tensão nominal no ponto Q (U_{nQ} mostrado na Figura 14), a impedância pode ser calculada recorrendo a (21).

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} = \frac{cU_{nQ}^2}{\sqrt{3}S''_{kQ}} \quad (21)$$

Se a relação R_Q / X_Q de curto-circuito estiver disponível, a reatância X_Q pode ser calculada usando (22).

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} \quad (22)$$

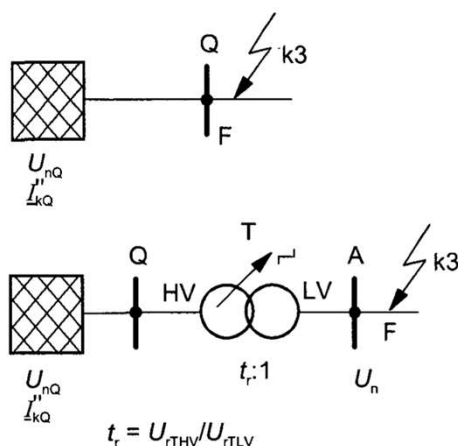


Figura 14 – Equivalente de rede [1]

Se nenhuma informação de relação R_Q / X_Q de curto-circuito estiver disponível, a resistência R_Q e a reatância X_Q podem ser aproximadas usando a seguinte relação apresentada em (23) e (24).

$$X_Q = 0.995Z_Q \quad (23)$$

$$R_Q = 0.1X_Q \quad (24)$$

Para redes com tensão nominal superior a 35kV, definir a impedância igual à reatância geralmente é suficiente

podendo a impedância equivalente ser dada por (25).

$$Z_Q = 0 + jX_Q \quad (25)$$

Também é possível usar as técnicas acima descritas nos casos em que o curto-circuito é alimentado através de um transformador, introduzindo a relação de transformação a impedância equivalente é dada por (26).

$$Z_Q = \left(\frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} \right) \left(\frac{1}{t_r^2} \right) \quad (26)$$

8.2 Geradores síncronos

A reatância do gerador pode ser determinada de x''_d usando (27).

$$X''_d = \left(\frac{x''_d}{100} \right) \left(\frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \right) \quad (27)$$

De acordo com a norma CEI 60909 para determinar R_G , as seguintes aproximações são bastante precisas [1].

- $R_G = 0,05X''_d$, quando $U_{rG} \geq 1\text{kV}$ e $S_{rG} \geq 100\text{MVA}$
- $R_G = 0,07X''_d$, quando $U_{rG} \geq 1\text{kV}$ e $S_{rG} \leq 100\text{MVA}$
- $R_G = 0,15X''_d$, quando $U_{rG} < 1\text{kV}$

A impedância subtransitória do gerador pode ser calculada recorrendo a (28).

$$Z_G = R_G + jX''_d \quad (28)$$

Os fatores de correção da tensão apresentados na discussão introdutória sobre a norma CEI 60909 tinham como objetivo levar em consideração as condições de pré-defeito do sistema. Geralmente, a variação de tensão nos sistemas de energia fica entre $\pm 5\%$ a $\pm 10\%$ das tensões nominais.

O cálculo da corrente máxima de curto-circuito usando fatores de tensão aplicáveis pode, no entanto, não ser suficientemente aplicável a geradores ou unidades de produção, especialmente considerando o seu comportamento subtransitório, isto é, a fonte de tensão equivalente c_{vn} é usada em vez da tensão subtransitória E'' .

Conseqüentemente, a norma CEI 60909 introduziu fatores de correção de impedância especificamente para geradores e unidades de produção.

O fator de correção de impedância para geradores ligados diretamente ao sistema pode ser calculado através de (29) e (30).

$$Z_{GK} = K_G Z_G \quad (29)$$

Com,

$$K_G = \frac{c_{max} V_n}{U_{rG} (1 + x''_d \sin \phi_{rG})} \quad (30)$$

Onde,

- Z_{GK} é a impedância corrigida do gerador
- Z_G é a impedância subtransitória do gerador
- K_G é o fator de correção de impedância do gerador
- c_{max} é o fator de correção da tensão
- U_{rG} é a tensão nominal do gerador
- x''_d é o gerador por unidade de reatância subtransitória
- ϕ_{rG} é o ângulo de fase entre I_{rG} e $U_{rG}/3$

Para geradores com transformador dedicado, é aplicado um único fator de correção à soma das suas impedâncias. É como se o gerador e o transformador dedicado fossem tratados como uma unidade. A impedância do conjunto gerador-transformador é dada por (31) e (32).

$$Z_{PSU} = K_{PSU} (t_r^2 Z_G + Z_{rTHV}) \quad (31)$$

$$K_{PSU} = \frac{c_{max} U_{nQ}^2}{U_{rG}^2 t_r^2 [1 + (x''_d - x_t) \sin \phi_{rG}]} \quad (32)$$

Onde,

- Z_{PSU} é a impedância corrigida da unidade de fonte de alimentação
- Z_G é a impedância subtransitória do gerador em ohms
- Z_{rTHV} é a impedância nominal do transformador referida ao lado AT em ohms
- t_r é a relação de transformação do transformador, VAT/VBT

- K_{PSU} é o fator de correção de impedância da unidade de fonte de alimentação
- c_{max} é o fator de correção da tensão
- U_{nQ} é a tensão nominal do sistema
- U_{rG} é a tensão nominal do gerador
- x''_d é a reatância subtransitória por unidade do gerador
- x_t é a reatância unitária do transformador
- ϕ_{rG} é o ângulo de fase entre I_{rG} e $U_{rG}/3$

8.3 Transformadores de dois enrolamentos

A impedância dos transformadores de dois enrolamentos é calculada recorrendo a (33), (34) e (35).

$$Z_T = \left(\frac{u_{kr}}{100} \right) \left(\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \right) \quad (33)$$

$$R_T = \left(\frac{u_{Rr}}{100} \right) \left(\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \right) = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad (34)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (35)$$

Onde,

- Z_T é a impedância de sequência positiva do transformador
- u_{kr} é a tensão de curto-circuito do transformador à corrente nominal
- U_{rT} é a tensão nominal do transformador
- S_{rT} é a potência nominal aparente do transformador
- R_T é a resistência de sequência positiva do transformador
- P_{krT} são as perdas totais do enrolamento do transformador à corrente nominal
- I_{rT} é a corrente nominal do transformador
- X_T é a reatância de sequência positiva do transformador

Tal como acontece com os geradores síncronos, o fator de correção da impedância do transformador (ZKT) pode ser calculado recorrendo a (37) e (38) vindo ZKT igual a (36).

$$Z_{KT} = K_T Z_T \quad (36)$$

$$K_T = 0.95 \frac{c_{max}}{(1 + 0.6x_T)} \quad (37)$$

$$x_T = \frac{X_T}{U_{rT}^2 / S_{rT}} \quad (38)$$

Onde,

- Z_{KT} é a impedância corrigida do transformador
- Z_T é a impedância de sequência positiva do transformador
- K_T é o fator de correção da impedância do transformador
- C_{max} é o fator de correção de tensão
- x_T é a reatância unitária do transformador
- U_{rT} é a tensão nominal do transformador
- S_{rT} é a potência aparente nominal do transformador
- X_T é a reatância do transformador em ohms

8.4 Transformadores de três enrolamentos

Um transformador de três enrolamentos pode ser representado pelo esquema da Figura 15 onde as impedâncias Z_{AB} , Z_{AC} e Z_{BC} apresentadas em (19) são determinadas recorrendo aos ensaios em curto-circuito. As impedâncias Z_A , Z_B e Z_C da estrela equivalente são calculadas recorrendo a (39).

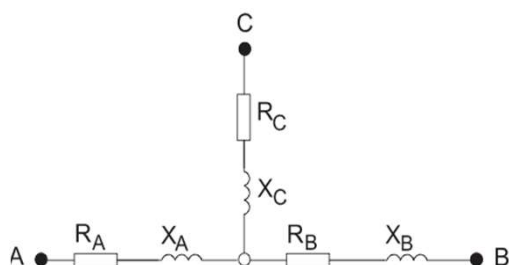


Figura 15 – Esquema do transformador de três enrolamentos [1]

$$\begin{aligned} Z_{AB} &= \frac{u_{krAB}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTAB}} \quad \text{Lado C aberto} \\ Z_{AC} &= \frac{u_{krAC}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTAC}} \quad \text{Lado B aberto} \\ Z_{BC} &= \frac{u_{krBC}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTBC}} \quad \text{Lado A aberto} \end{aligned} \quad (39)$$

$$\begin{aligned} Z_A &= \frac{1}{2} \cdot (Z_{AB} + Z_{AC} - Z_{BC}) \\ Z_B &= \frac{1}{2} \cdot (Z_{BC} + Z_{AB} - Z_{AC}) \\ Z_C &= \frac{1}{2} \cdot (Z_{AC} + Z_{BC} - Z_{AB}) \end{aligned}$$

Os fatores de correção para transformadores de três enrolamentos (k_T) são dados por (40).

$$\begin{aligned} K_{TAB} &= 0,95 \frac{C_{max}}{1 + 0,6x_{TAB}} \\ K_{TAC} &= 0,95 \frac{C_{max}}{1 + 0,6x_{TAC}} \\ K_{TBC} &= 0,95 \frac{C_{max}}{1 + 0,6x_{TBC}} \end{aligned} \quad (40)$$

9 Bibliografia

- [1] CEI 60909, "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems.
- [2] CEI 60909, "Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems", 2002-07.
- [3] Kasikci, I., "Short Circuits in Power Systems – A Practical Guide to IEC 60909-0", Second Edition, Wiley VCH, 2018.
- [4] E. Kreyszig, "Advanced Engineering Mathematics", 7ª Edição, John Wiley, 1993.
- [5] ABB, "Switchgear manual 12th Edition", Cornelsen Verlag Düsseldorf, 2006.
- [6] Siemens, "Switching, Protection and Distribution in Low-Voltage Networks: Handbook with Selection Criteria and Planning Guidelines for Switchgear, Switchboards, and Distribution Systems", Alemanha, Publicis, 1994, ISBN-13: 978-3895780004, Publicis, 2ª Edição Revista.
- [7] Seib, G., "Electrical Installations Handbook", 3ª Edição, John Wiley & Sons, 2000, ISBN 0-471-49435-6.
- [8] EN 50522, "Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.", 2011-11.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

Alexandre Miguel Marques Da Silveira

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

asi@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Filipe Miguel Tavares de Azevedo

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

fta@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Inês Vieira Tavares

Aluno - Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Instituto Superior de Engenharia do Porto

1161211@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

José António Beleza Carvalho

Professor Coordenador - Instituto Superior de Engenharia do Porto

jbc@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Paulo Alexandre Caldeira Branco

Product Marketing & Consulting | Electrification Business

paulo.branco@pt.abb.com

<https://new.abb.com/pt>

Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

scr@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

