Capítulo II

Curtos-circuitos, ampacidades, sobrecargas e contatos elétricos

*Por Sérgio Feitoza Costa**

No capítulo anterior, foram abordados aspectos dos estudos do sistema elétrico que servem de base para as especificações técnicas dos equipamentos para subestações de transmissão e distribuição de energia elétrica. Este capítulo tratará de curtos-circuitos, ampacidades, sobrecargas e contatos elétricos – fundamentos do projeto para elevação de temperatura, forças e tensões eletrodinâmicas no curto-circuito, tensões transitórias de restabelecimento e processos de interrupção.

Alguns termos, conceitos e definições

Um sistema elétrico em geral é formado por geradores, linhas de transmissão e cargas supridas pelo sistema de distribuição. No exemplo da Figura 1, apenas para mostrar a relação entre cada parte, colocamos um gerador que produz uma tensão eficaz de V e impedâncias do sistema que somam Ω (uma reatância de 1 Ω e uma resistência de 1 Ω). Por este circuito circularia uma corrente da fonte para a carga de 1 A.

Em um sistema elétrico, a linha de transmissão corresponde a uma reatância muito grande e uma resistência dos cabos muito pequena em relação à reatância. O ângulo de fase entre a reatância e a resistência da linha é algo próximo de 90°, por exemplo, 87°. Já a carga, para atender aos requisitos da concessionária, deve ter um ângulo de fase próximo de zero (por exemplo, fator de potência > 0,92). Na carga, o consumidor deve, se necessário, colocar capacitores em paralelo com as indutâncias, por exemplo, de motores para que a reatância seja mínima e o fator de potência seja atendido. Na linha de transmissão, a concessionaria deve fazer o necessário para que as perdas sejam mínimas e a potência produzida no gerador chegue, quase toda, na carga.

Ainda na Figura 1, quanto mais baixo o fator de potência da carga (<0,92) maior precisaria ser a tensão do gerador para fazer circular o mesmo 1 A na carga. Ter-se-ia, neste caso, um gerador maior e mais caro.

Utilizamos os termos tensão e corrente eficazes (138 kVef e 40 kAef), assim como o termo corrente instantânea (2,5 x 40 kAef = 100 kAcr na primeira crista de uma corrente de curto-circuito) da forma como mostrado na Figura 2.

Uma típica situação de subestação é como na Figura 3. Em regime normal, uma corrente menor ou igual à corrente nominal (IN) chega às cargas alimentadas (XL e RL, em que XL << RL). Quando ocorre um curto-circuito perto da subestação, a tensão da fonte passa a alimentar apenas as reatâncias e resistências da fonte (Xf e Rf onde Xf >> Rf) e, por este motivo, a corrente cresce muito. Uma típica corrente de curto-

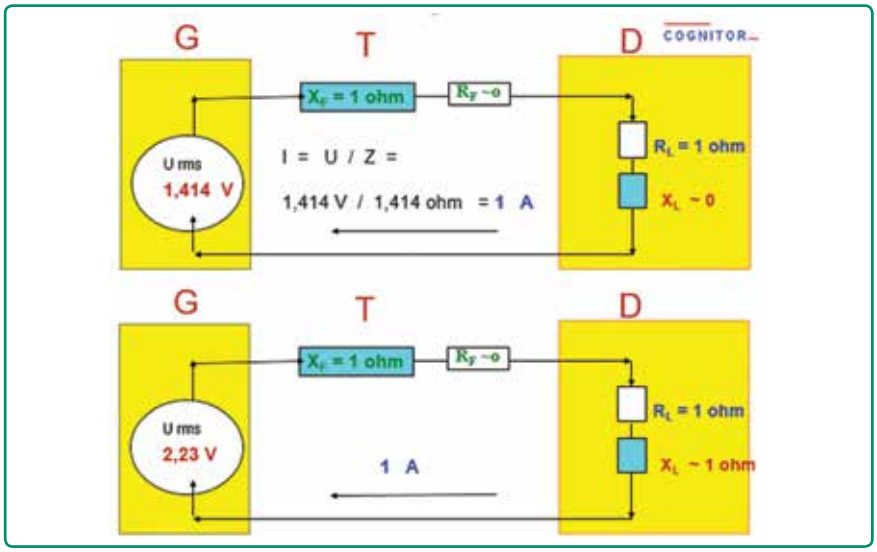


Figura 1 – Sistema elétrico simplificado.

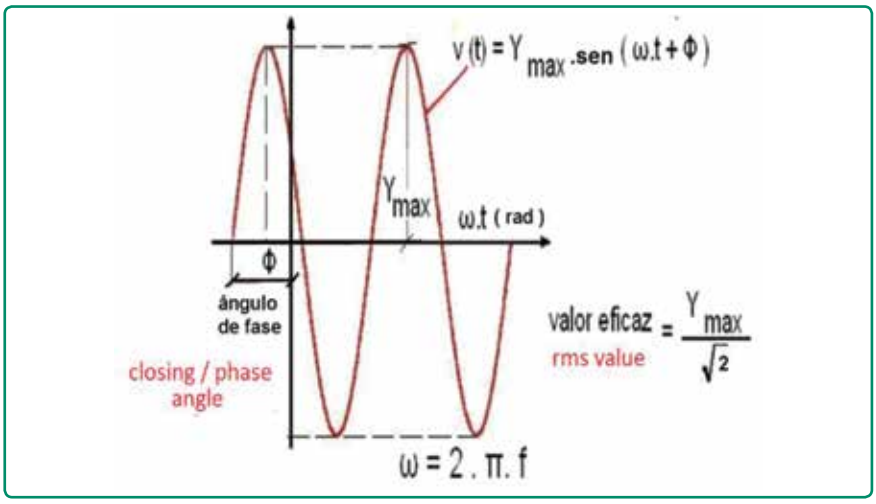


Figura 2 – Ângulo de fechamento de curto-circuito.

circuito varia entre 4 e 25 vezes a corrente nominal.

No momento em que ocorre um curto-circuito causado, por exemplo, por um galho de árvore tocando um dos cabos, a onda de tensão (Figura 4) pode estar passando por qualquer ponto da onda de tensão (ângulo de fechamento Ø). Existem equipamentos chamados de sincronizadores, que permitem fazer certas operações de fechamento e abertura de disjuntores de subestação segundo um ângulo controlado.

Ao se controlar estes ângulos de fechamento ou abertura pode forçar que as sobretensões ou sobrecorrentes de uma determinada operação de manobra sejam inferiores às que ocorreriam sem controle. Os sincronizadores agregam um certo custo ao disjuntor, mas produzem benefícios muito maiores que este custo. Nas subestações de tensões superiores a 245 kV, eles são muito utilizados. Nas redes de alta tensão de 138 kV, 69 kV e menos são pouco utilizados devido à visão incorreta de que encarecem o disjuntor.

Nos países desenvolvidos, em que a cultura de economia e mais forte e os desperdícios muito menores a utilização é maior. Em países de baixo nível médio de educação como o Brasil, é muito difícil falar seriamente de economias, otimizações, planejamento e eficiência energética porque os desperdícios técnicos e não técnicos são muito grandes. De que adianta ficar anos planejando e fazendo estudos de viabilidade econômica para a escolha da próxima usina mais econômica se depois, no mundo real, aquele gasto estimado vai ser quatro ou mais vezes maior?

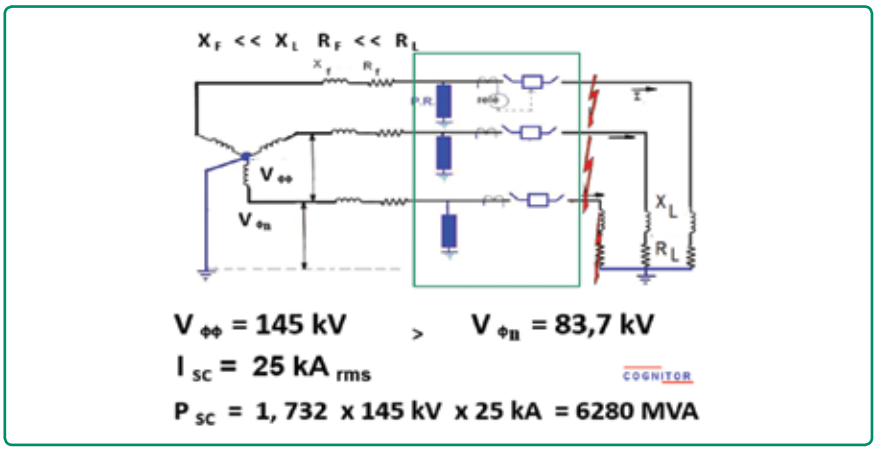


Figura 3 – Típica subestação, correntes nominais e de curto-circuito.

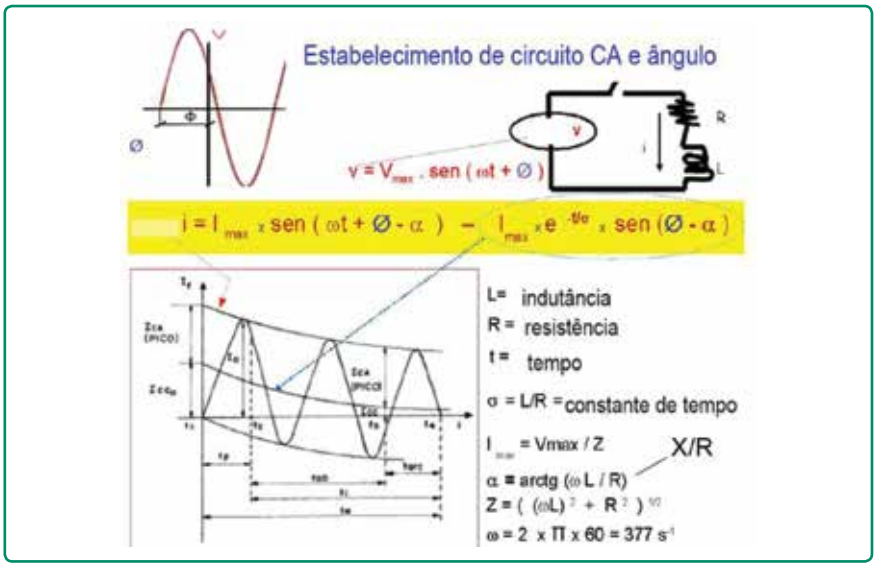


Figura 4 – Ângulo de fechamento e corrente instantânea de curto-circuito.

O ângulo de fechamento sobre a onda de tensão no momento do curto-circuito afeta o valor da primeira crista de corrente que vai acontecer. Os valores de reatâncias e resistências mostrados na equação da Figura 4 fazem que a primeira crista de corrente, quando não estamos muito próximos a geradores, seja da ordem de 2,5 a 2,6 vezes o valor da corrente eficaz. A título de exemplo, é comum ver a seguinte especificação de um disjuntor 145 kVef para corrente de curto-circuito simétrica 40 kAef e primeira crista da corrente 2,5x40 = 100 kAcr de crista.

Quando o curto-circuito ocorre próximo a geradores, o chamado fator de assimetria pode ter valores bem maiores que 2,6 (Figura 5). Isso ocorre porque nos momentos iniciais do curto, as reatâncias transitórias e subtransitórias são bem menores do que as de regime permanente.

Um fator crítico na especificação de dispositivos de interrupção como disjuntores, religadores e fusíveis é a tensão de restabelecimento transitória (TRT). Quando ocorre um curto-circuito na rede, que pode até mesmo originar um apagão, temos uma disputa entre o disjuntor tentando abrir o circuito o mais rápido possível e a chamada TRT, que é uma reação provocada pelas indutâncias, capacitâncias e resistências do sistema tentando manter a situação anterior.

O processo é mostrado na Figura 6. A linha vermelha é a suportabilidade do disjuntor à TRT, no período após a tentativa de interrupção no zero de corrente. Quanto mais o tempo passa e os contatos se afastam, maior torna-se a suportabilidade dielétrica até que chegue ao fim do curso e a linha fique horizontal. A linha oscilante preta é a TRT que depende das características elétricas do sistema e (quase) não depende do disjuntor a menos que este tenha resistores ou capacitores especiais que se somam aos valores da rede para facilitar a interrupção. Se a linha preta passa a ficar acima da linha vermelha, o disjuntor não consegue mais isolar a falta e ocorre uma reignição, restabelecendo-se a corrente de curto-circuito.

O formato das máximas TRTs que podem ser produzidas pelo sistema está descrito nas normas da Internacional Electrotechnical Commission (IEC) e normas nacionais delas derivadas. Estes

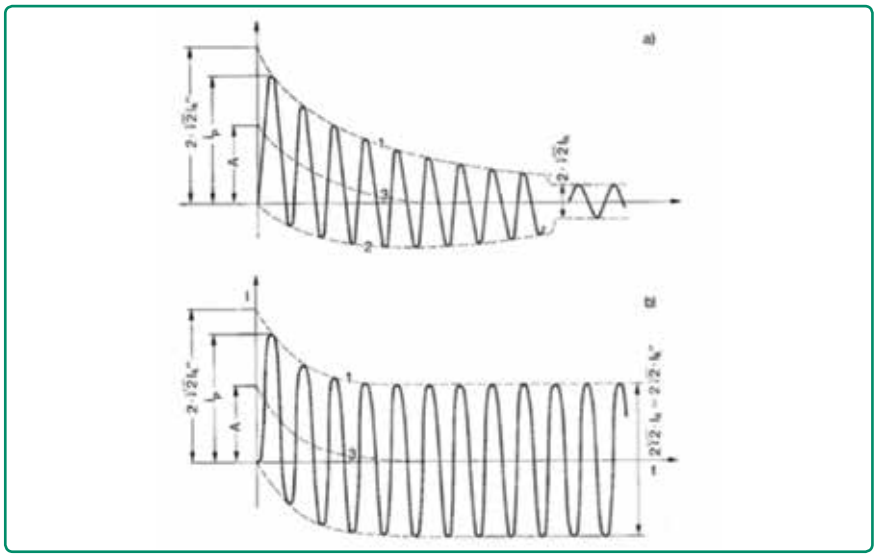


Figura 5 – Corrente de curto-circuito perto ou longe de geradores.

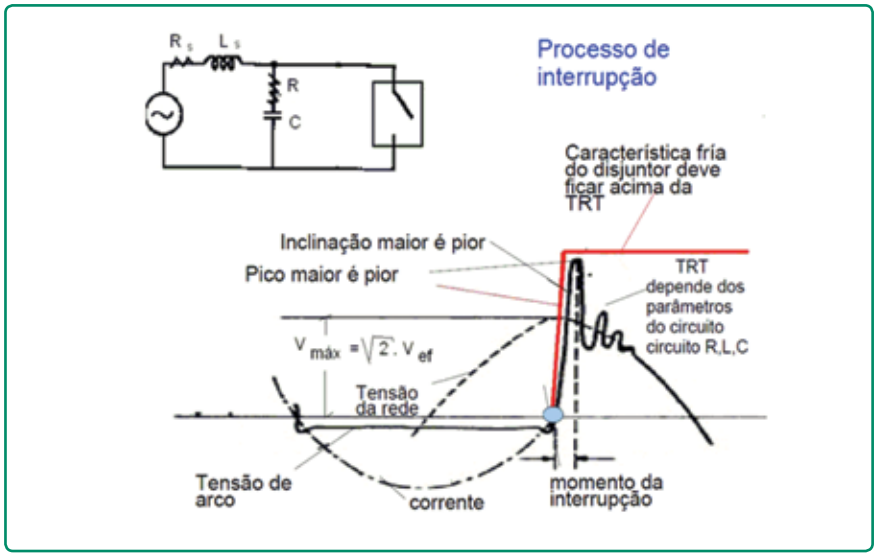


Figura 6 – Tensão de restabelecimento transitório.

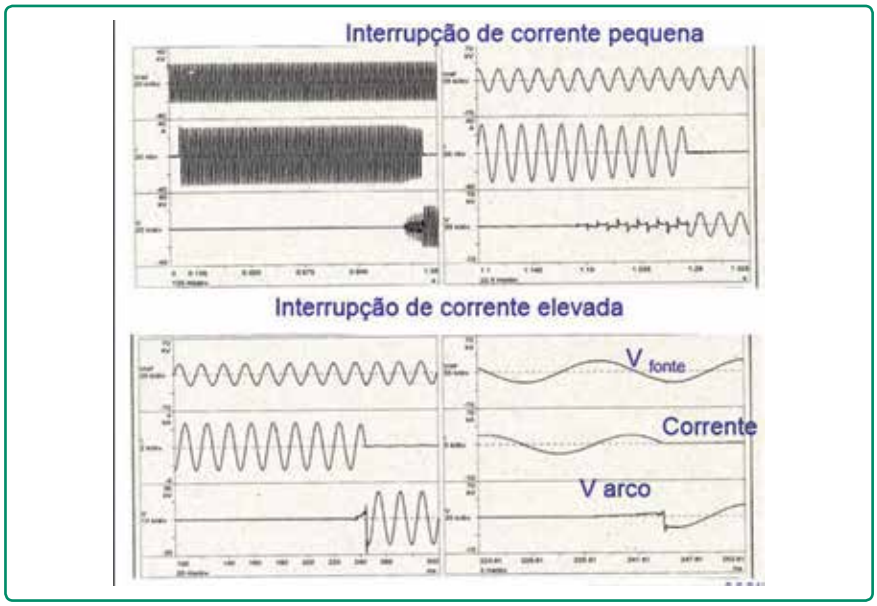
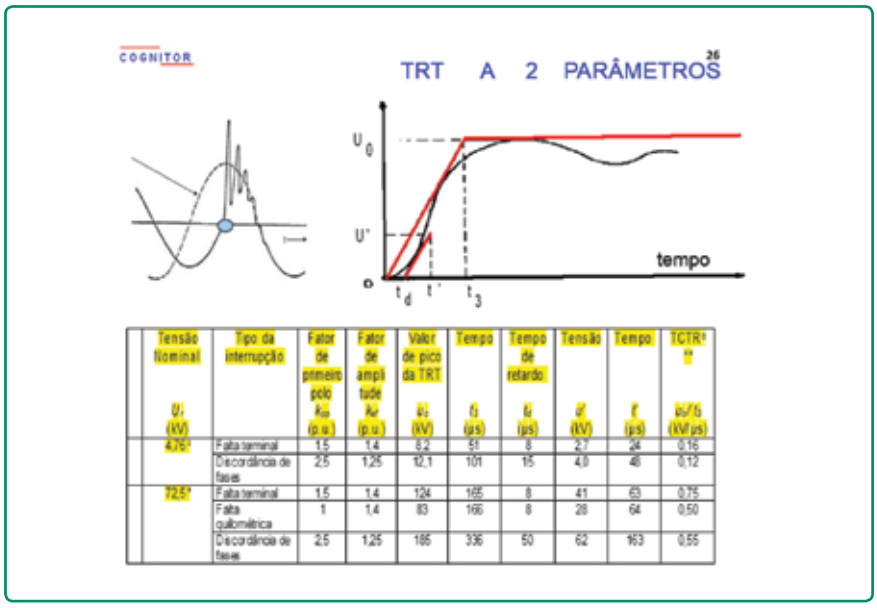


Figura 7 – Interrupção de correntes baixas e elevadas.



Tensão Nominal U (kV)	Tipo da interrupção	Fator de primeiro polo k_{pp} (p.u.)	Fator de amplitude k_{af} (p.u.)	Valor de pico da TRT u_1 (kV)	Tempo t_1 (µs)	Tempo de retardo t_d (µs)	Tensão u' (kV)	Tempo t' (µs)	TCTR[1] [2] u_1/t_1 (kV/µs)
4,76[1]	Falta terminal	1,5	1,4	8,2	51	8	2,7	24	0,16
	Discordância de fases	2,5	1,25	12,1	101	15	4,0	48	0,12
72,5[1]	Falta terminal	1,5	1,4	124	165	8	41	53	0,75
	Falta quilométrica	1	1,4	83	166	8	28	64	0,50
	Discordância de fases	2,5	1,25	185	336	50	62	163	0,55

Figura 8 – Representação da TRT a dois parâmetros.

valores são estabelecidos pela IEC a partir de enquetes feitas, em geral, nos grupos de trabalho do International Council on Large Electric Systems (Cigré). Nestas enquetes são consultados países de todo o mundo.

As formas de onda da TRT têm frequências e amplitudes diferentes dependendo do maior ou menor valor da corrente interrompida (Figura 7). Se o curto-circuito ocorre mais próximo ou mais distante do disjuntor são diferentes as capacitâncias e as indutâncias e estas afetam o valor da corrente e forma de onda da TRT.

Nas normas, as formas de onda da TRT são representadas a dois parâmetros (Figura 8) ou a quatro parâmetros dependendo do nível de tensão do sistema. A representação a quatro parâmetros é utilizada por disjuntores acima da faixa de 245 kV e é uma representação mais refinada da forma de onda. Outro fator necessário na especificação é o fator de primeiro polo (Figura 9). Este fator é relacionado ao fato de que as correntes de curto-circuito em cada uma das três fases estão defasadas em 120 graus. Portanto, a interrupção em uma das fases acontece antes da interrupção simultânea nas outras duas. Pode-se mostrar por calculo que a tensão na primeira fase a interromper é algo da ordem de 1,4 a 1,6 vezes a que ocorrerá nas duas seguintes.

Para os disjuntores de maior potência, digamos acima de 8.000 MVA (por exemplo, 145 kV – 40kAef) mesmo os maiores do mundo não podem ensaiar as três fases simultaneamente. O ensaio é feito em apenas um polo com a corrente de curto-circuito plena e uma tensão na interrupção igual atenção fase terra vezes o fator de primeiro polo.

Quanto à capacidade dos equipamentos da subestação de conduzir as correntes normais (ampacidades), o principal fator a considerar são as temperaturas de certas partes do equipamento que não podem ser excedidas em regime permanente sob o risco de provocar envelhecimento

prematura ou danos imediatos.

Como mencionamos no fascículo anterior, a temperatura de partes condutoras ou isolantes não pode ir além dos limites de suportabilidade dos materiais. Estes limites são especificados nas normas técnicas para serem utilizados nos ensaios de elevação de temperatura. São limites aplicáveis a contatos, terminais, conexões, soldas e isolantes. Por exemplo, a elevação de temperatura de uma conexão prateada, medida no ensaio não pode ir além de 75 K. Imaginando que a temperatura do ar ambiente envolvendo esta conexão fosse de 40 °C, o que a norma quer dizer é que a temperatura média de trabalho em longos períodos não pode ser superior a 40 + 75 = 115 °C. Os métodos de cálculo mostrados no documento IEC 60943 permitem estimar que, se um contato trabalha com uma temperatura de 10 °C acima do limite, sua vida útil será reduzida em 67%. Por exemplo, em um período de dez anos seria preciso comprar três contatos ao invés de apenas um.

Os principais vilões provocadores das altas temperaturas são os inevitáveis contatos e conexões elétricas. Imagine que tivéssemos uma barra de cobre com 10 metros de comprimentos e nenhuma emenda. Ao passar uma corrente de, digamos, uns 1.800 A, a elevação de temperatura em todos os seus pontos seria algo da ordem de 30 K acima do ar ambiente. Se, entretanto, serrássemos a barra e fizéssemos uma união aparafusada no ponto de corte, a elevação de temperatura próxima a esta conexão passaria a ser da ordem de 40 K.

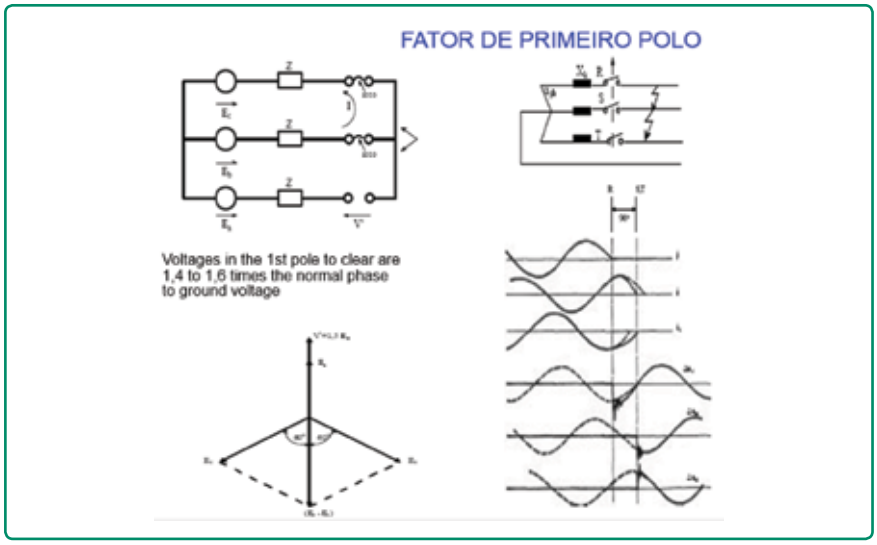


Figura 9 – Fator de primeiro polo na interrupção.

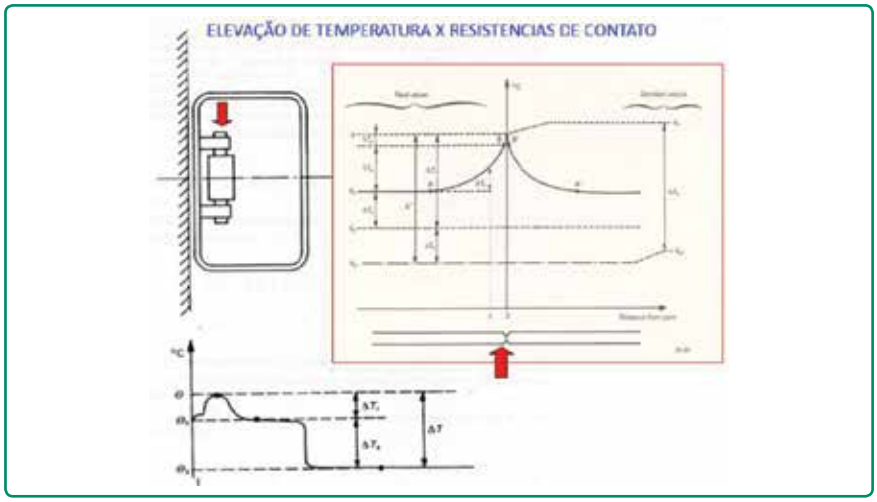


Figura 10 – Elevação de temperatura próxima a um contato elétrico (ver IEC 60943).

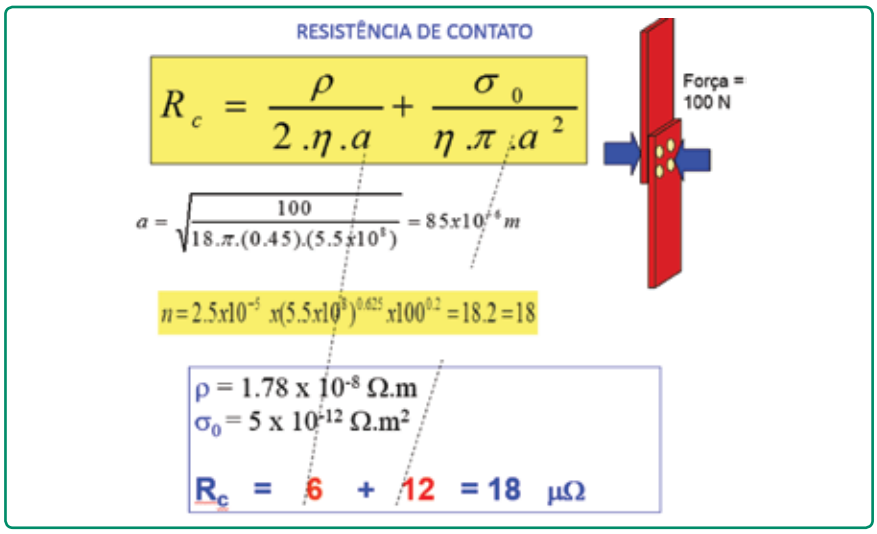


Figura 11 – Cálculo da resistência de um contato elétrico (ver IEC 60943).

As resistências de contato, de conexões e de junções de barramentos podem ser calculadas a partir de expressões como a mostrada na Figura 11. A IEC 60943 mostra uma série de particularidades sobre este tema. Para transformadores, os conceitos são de mesma natureza e os limites de elevação de temperatura seguem princípios similares. O foco neste caso está em que não sejam ultrapassadas as temperaturas que provocariam envelhecimento acelerado do papel isolante ou que poderiam iniciar um processo de deterioração e formação de bolhas no óleo isolante. Isso se aplica inclusive nos pedidos das sobrecargas dos horários de ponta.

Os principais parâmetros que afetam o resultado dos ensaios de elevação de temperatura são:

- As resistências de contatos e conexões (e não apenas a resistência total por fase);
- Velocidade do fluido, tipo e área de ventilação;
- Seção reta e posição geométrica das barras (vertical, horizontal);
- Materiais das barras e seus revestimentos;
- Interligações do fluido entre compartimentos.

As normas IEC não tratam da relação entre os ensaios de elevação e de arco interno e não explicitam tudo que deve ser registrado nos relatórios de ensaios. Por exemplo, as normas de painéis de média e de baixa tensão deveriam pedir - mas não pedem - para registrar no relatório de ensaios os fatores acima.

No que diz respeito aos esforços eletrodinâmicos que ocorrem durante um curto-circuito, na Figura 12 são mostrados os conceitos principais. Quando circula uma corrente por um condutor, é produzido um campo magnético que atua sobre os condutores vizinhos produzindo forças nos condutores, tendendo a dobrá-los (Referência [1]). Estas forças serão transmitidas a isoladores e suportes. A IEC 61117 mostra detalhadamente um método de cálculo. Este método consiste em:

- Calcular distribuições de forças estáticas pelas equações;
- Converter forças estáticas em "dinâmicas";

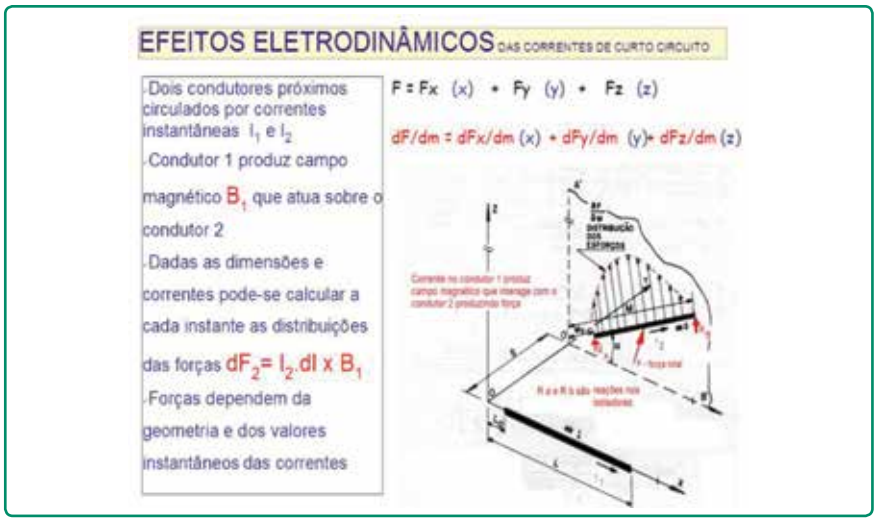


Figura 12 – Esforços eletrodinâmicos.

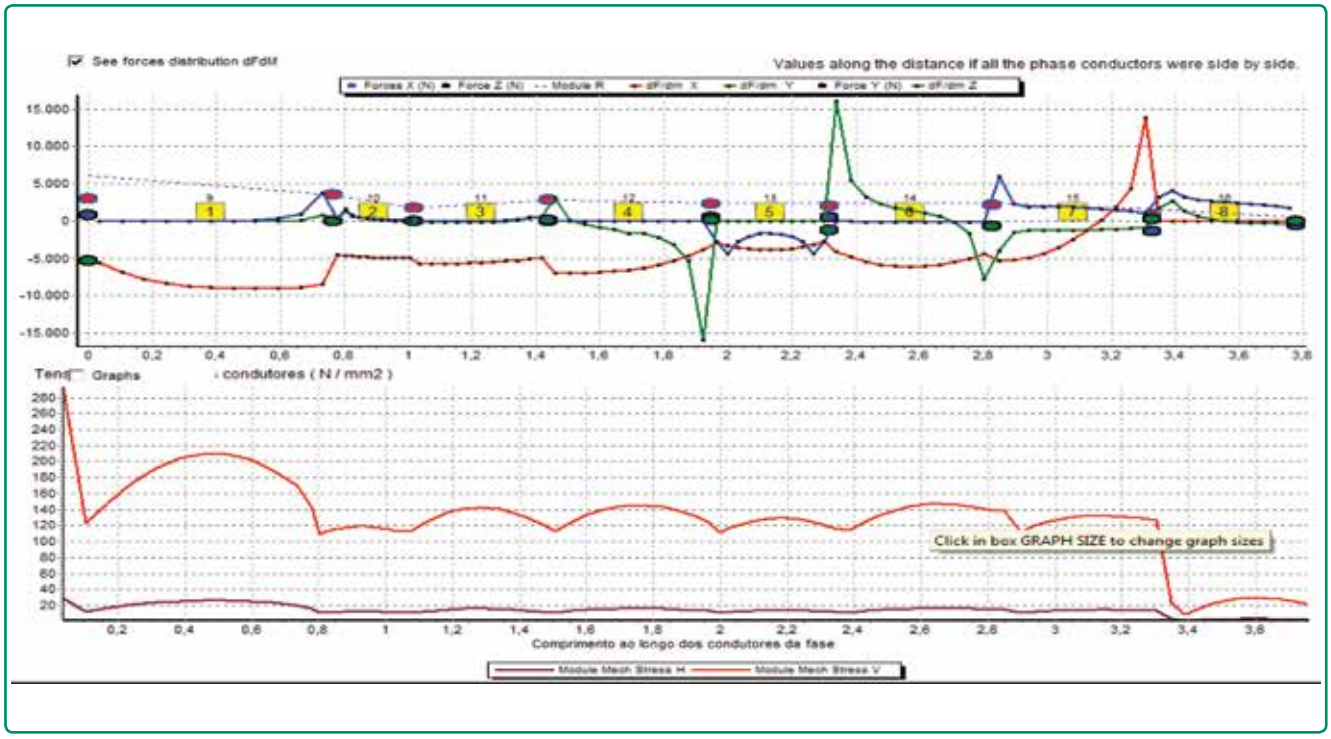


Figura 13 – Cálculo de forças nos isoladores e tensões mecânicas nos condutores.

• Calcular forças nos isoladores, forças cortantes e diagrama de momentos fletores;
• Calcular tensões mecânicas nos condutores (momento fletor / momento resistente).

Os principais parâmetros que afetam o resultado dos ensaios de esforços eletrodinâmicos são:

• Geometria e distâncias entre fases;
• Materiais utilizados e suas propriedades elétricas e mecânicas;
• Valores das correntes de curto-circuito e sua assimetria;
• Suportabilidade (tração, compressão e flexão) e distância entre isoladores.

A Figura 13 exibe uma típica folha de resultados de análise de esforços eletrodinâmicos para projeto de painéis e barramento (SwitchgearDesign). Na parte superior, estão as forças nos isoladores que não podem superar os valores limites especificados pelo fabricante do isolador. Na parte inferior da figura aparecem as tensões mecânicas que, para o cobre, devem permanecer inferiores a um valor da ordem de 250 N/mm2.

Referências

[1] Livro "Painéis, barramentos e secionadores e equipamentos de subestações de transmissão e distribuição". Autor: Sergio Feitoza Costa. Disponível em: http://www.cognitor.com.br/Book_SE_SW_2013_POR.pdf.

[2] IEC/TR 60943: Guidance concerning the permissible temperature rise for parts of electrical equipment, in particular for terminais.

[3] IEC 61117: Method for assessing the short-circuit withstand strength of partially type-tested assemblies (PTTA).

*[4] N. Uzelac, (US) M. Glinkowski, (US), L. del Rio (ES), M. Kriegelr (CH), J. Douchin (FR), E. Dullni (DE), S. Feitoza Costa (BR), E. Fjeld (NO), H-K. Kim (KR), J. Lopez-Roldan (AU), R. Pater (CA), G. Pietsch (DE), T. Reiher (DE), G. Schoonenberg (NL), S. Singh (DE), R. Smeets (NL), T. Uchii (JP), L. Van der Sluis (NL), P. Vinson (FR), D. Yos hida (JP) ***** CIGRE WG A3.24 ****Brochure 602 / 2014: "Tools for the simulation of the effects of the internal arc in transmission and distribution switchgear"*

[5] Proposal for IEC Guidelines for the use of simulations and calculations to replace some tests specified in international standards". Autor Sergio Feitoza Costa. Este documento é referenciado na Brochure 602 / 2014 indicada acima.

*[6] M. Kriegel, X. Zhu, H. Digard, S. Feitoza Costa, M. Glinkowski, A. Grund, H.K. Kim, J. Lopez-Roldan, P. Robin-Jouan, L. Van der Sluis, R.P.P. Smeets, T. Uchil, D. Yoshida, ***** Simulations and calculations as verification tools for design and performance of high-voltage equipment, CIGRE WG A3.20, CIGRE session Paris, paper A3.210, 2008.*

**Sergio Feitoza Costa é engenheiro eletricista, com mestrado em sistemas de potência. É diretor da Cognitor, Consultoria, P&D e Treinamento.*

CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO
Acompanhe todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para redacao@atitudeeditorial.com.br