

Capítulo IX

Proteção dos transformadores – Parte I

Por Cláudio Mardegan*

Normas e guias

Para o desenvolvimento deste capítulo, proteção dos transformadores, as seguintes normas/guias foram consideradas:

- ANSI C37.91-2000
- IEEE Std C57.109-1993
- ANSI C57.12.00-2000
- NEC 2005
- NBR-5356-1993
- NBR 10295-1988

Pontos a serem observados

a) Ponto Inrush (CET)

É a corrente de energização do transformador. A corrente de magnetização de um transformador ocorre, entre outras, nas seguintes situações:

- Energização do transformador;
- Ocorrência de falta externa;
- Tensão de restabelecimento após a eliminação de uma falta externa;
- Mudança no tipo de falta durante uma contingência, como de falta fase-terra, para falta fase-fase-terra;
- Ao paralelar um transformador já energizado com outro.

A corrente de magnetização circula apenas no enrolamento primário. Assim, deve-se tomar certas precauções com as proteções diferenciais e proteção de terra do primário, pois poderá haver desligamento indevido na energização.

A forma de onda, a duração e o valor da corrente inrush dependem de vários fatores:

- Tamanho do transformador: quanto menor o transformador, maior a corrente inrush em múltiplos da corrente nominal. Quanto à duração, quanto maior o transformador, mais tempo irá durar a corrente inrush.
- Impedância do sistema atrás do transformador: quanto maior a potência de curto-circuito do sistema que fica atrás do transformador maior poderá ser a corrente inrush. A duração poderá aumentar se a potência de curto-circuito for baixa.
- Das propriedades magnéticas do material do núcleo: quanto pior a qualidade da chapa utilizada para a confecção do núcleo, mais severa será a corrente de magnetização do transformador. Os transformadores atuais são projetados com chapas de aço silício laminado com grão orientado cujas densidades de fluxo variam entre 1.5 a 1.75 Tesla. Quando os transformadores são projetados com estas densidades de fluxo a corrente inrush é menor.
- Do fluxo remanescente no núcleo: ao desenergizar o transformador, um fluxo remanescente permanece no núcleo. Ao reenergizar o transformador, se houver a combinação mais desfavorável da fase da tensão com o fluxo remanescente, as densidades de fluxo podem atingir valores de $2 \times B_{\text{Máx}} + B_r$, em que $B_{\text{Máx}}$ é a densidade de fluxo máxima e B_r é a densidade de fluxo residual. As densidades de fluxo residuais podem ser da ordem de 1.3 a 1.7 Tesla. Como referência, a densidade de fluxo (B) remanescente no núcleo apresenta os seguintes valores típicos:

- Chapa de grão orientado $B_{\text{Remanescente}} = 0.9 B_{\text{Máx}}$
- Chapa de grão não orientado $B_{\text{Remanescente}} = 0.7 B_{\text{Máx}}$

• Valor instantâneo da tensão quando o transformador é energizado: na energização, o transformador é quase que “puramente indutivo”. Num circuito “puramente” indutivo, a corrente está atrasada de 90° da tensão. Isso significa que, quando a tensão está passando por zero, a corrente está no seu valor máximo. Assim, chavear o transformador com a tensão passando por zero é a condição mais adversa em termos de valor da corrente inrush.

• Forma como o transformador é energizado: o valor da corrente “inrush” depende da área de seção entre o núcleo e o enrolamento que está sendo energizado, de forma que valores maiores são obtidos quando o enrolamento interno (de menor diâmetro) é energizado primeiro. Por questões de isolamento, os enrolamentos de menor tensão são normalmente projetados para serem internos e os de maior tensão para serem externos. Com esta filosofia, se os transformadores são abaixadores, a ordem de grandeza das correntes de magnetização é entre cinco a dez vezes a corrente nominal. Se os transformadores são elevadores, a ordem de grandeza das correntes de magnetização varia entre dez a 25 vezes a corrente nominal.

Outras literaturas apontam para o indicado na tabela seguinte:

TABELA I – VALORES DE INRUSH DE PICO NO INSTANTE $t = 0$		
Tipo do Transformador	Corrente Inrush de Pico % Múltiplos (no instante $t = 0$ s)	
Abaixador		
Primário conectado em Delta	100	19-25 x In
Primário conectado em Y aterrada	140	30-35 x In
Elevador		
Primário conectado em Delta	170	30-45 x In
Primário conectado em Y aterrada	250	50-60 x In

Cálculo da corrente inrush sem levar em conta a resistência do enrolamento

Quando se fala em transformador, deve-se considerar que ele é composto de material ferromagnético e, conseqüentemente, é saturável e sujeito à curva de histerese $B \times H$, ou $\phi \times i$ ou $v \times i$, como apresentado na Figura 1.

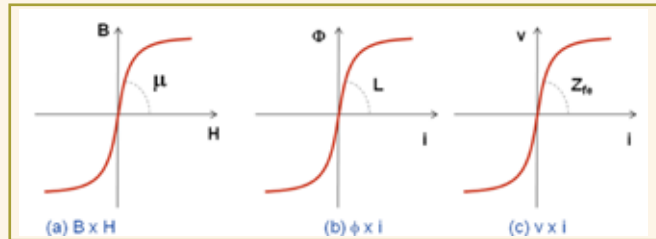


Figura 1 – Curva de histerese

Do eletromagnetismo, sabe-se que:

$$v(t) = n \cdot \frac{d\Phi}{dt} \text{ (Equação 1) Isolando se } d\Phi \rightarrow d\Phi = \frac{1}{n} \cdot v(t) \cdot dt \text{ (Equação 2)}$$

Como a tensão é senoidal:

$$v(t) = \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \text{Sen}(\omega t) \text{ (Equação 3)}$$

Levando-se a equação 3 em 2 e integrando-se obtém-se:

$$\int d\Phi = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \cdot \int \text{Sen}(\omega t) \cdot dt \text{ (Equação 4)}$$

Toda vez que integramos, aparece uma parcela constante, que representa a condição inicial, que no caso do transformador é o fluxo remanescente. Sabe-se também que a integral de Sen(ωt) é -Cos(ωt) / ω. Assim, resolvendo-se a equação 4, chega-se a nas equações 5 e 6:

$$\Phi = \Phi_R - \frac{\sqrt{2}}{n \cdot \omega} \cdot V_{RMS} \cdot \text{Cos}(\omega t) \Big|_{(\omega, t_1)}^{(\omega, t_2)} \text{ (Equação 5)}$$

$$\Phi = \Phi_R - \frac{V_{RMS}}{4.44 \cdot n \cdot f} \cdot \text{Cos}(\omega t) \Big|_{(\omega, t_1)}^{(\omega, t_2)} \text{ (Equação 6)}$$

Imaginando-se que é a primeira vez que o transformador é energizado e que a chapa ainda não possui magnetismo remanescente ou residual, ou seja, Φ_R = 0.

Assim, quando se aplica a tensão v(t) tem-se um fluxo φ(t), 90° atrasado, como indicado na Figura 2.



Figura 2 – Tensão e fluxo.

A partir da figura anterior, pode-se montar um ciclo de histerese, imaginando-se que se energiza o transformador em 90°, ou seja, em t₀. Os demais pontos são como mostrados na curva da Figura 3.

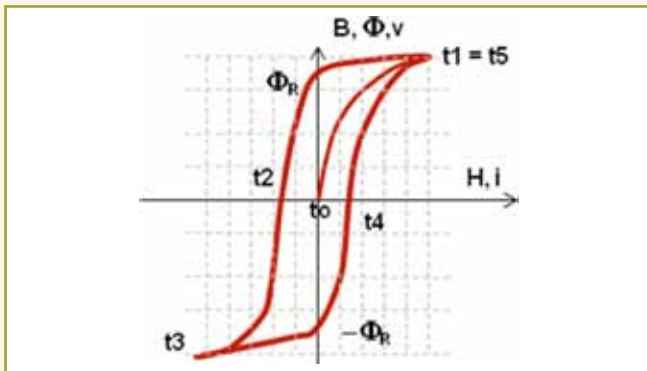


Figura 3 – Curva de histerese relativa aos pontos t₀ a t₅ da curva da Figura 2.

Imaginando-se agora que se desenergiza o transformador em t₁, ou seja, quando o fluxo é máximo (ângulo de 180°). Na desenergização, a corrente cai para zero e, assim, H = N · i cai para zero e o fluxo que existirá é o fluxo remanescente Φ_R.

Ao se reenergizar o transformador, estaria se ligando um circuito como mostrado na figura seguinte:

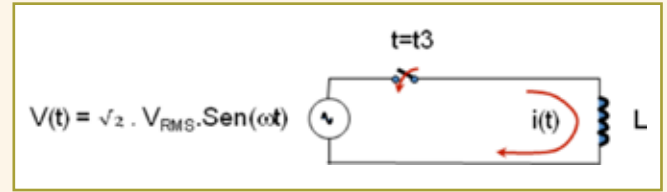


Figura 4 – Circuito relativo à energização de um transformador em circuito puramente indutivo.

Nesta condição já existe um fluxo remanescente Φ = Φ_R. O valor máximo do fluxo no próximo ½ ciclo (de t₃ = 360° até t₅ = 540°) será:

$$\Phi = \Phi_R - \frac{V_{RMS}}{4.44 \cdot n \cdot f} \cdot \text{Cos}(\omega t) \Big|_{(\omega, t_1)}^{(\omega, t_2)}$$

Como Φ_{Máx} = VRMS / (4.44 x n x f), t₃ = Φt₁ = 360°, t₅ = ωt₂ = 540°.

$$\Phi = \Phi_R - \Phi_{Máx} \cdot \text{Cos}(\omega t) \Big|_{360^\circ}^{540^\circ} = \Phi_R - \Phi_{Máx} \cdot [-1 - 1] \quad \Phi = \Phi_R + 2 \cdot \Phi_{Máx} \text{ (Equação 7)}$$

Para chapas de grão orientado Φ_R = 0.9 Φ_{Máx} (Equação 8)

$$\Phi = +2.9 \times \Phi_{Máx} \text{ (Equação 9)}$$

Nesta condição, o fluxo irá modular sobre o valor de Φ_R e não mais no eixo Φ_v = 0, como indicado na Figura 5.



Figura 5 – Fluxo remanescente após a desenergização e energização.

Levando-se em conta este novo fluxo na curva de histerese, obtém-se a curva da Figura 6.

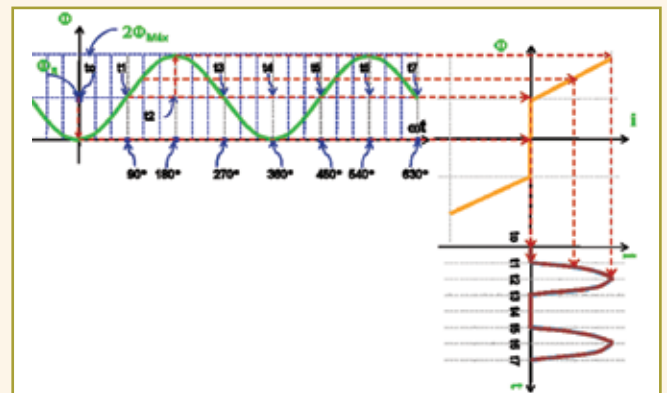


Figura 6 – Relação entre fluxo, curva de histerese e corrente inrush.

Como pode ser observado na Figura 6, a corrente não tem forma de onda senoidal e sim, pulsante, sendo que o semiciclo negativo é ceifado. Dependendo do valor do fluxo remanescente e do instante

em que o transformador é energizado, esta onda pode estar do lado positivo ou negativo. Esta forma de onda é típica de corrente inrush e é devido a esta forma de onda que o teor de 2ª harmônico é elevado.

Durante a energização de transformadores, a corrente de magnetização não apresenta forma senoidal.

A decomposição de meia onda senoidal ideal é dada por:

$$i(t) = \sqrt{2} \cdot (I_{RMS} / p) \{ 1 - (p/2) \cdot \text{Sen}(\omega t) - (2/3) \text{Cos}(2\omega t) - (2/15) \text{Cos}(4\omega t) - (2/35) \text{Cos}(6\omega t) - \dots \}$$

Isso demonstra um teor de 2ª harmônica de 2/3, ou seja, de 66%.

Este fato é de suma importância para o ajuste das restrições harmônicas dos relés diferenciais. A Tabela 2 apresenta o teor harmônico típico. Como pode ser observado, o conteúdo de 2ª e 3ª harmônicas são preponderantes. Deve-se tomar cuidado com as harmônicas de 3ª ordem, pois, como já demonstrado anteriormente, estas apresentam características de sequência zero e podem causar a atuação indevida de relés de sobrecorrente de terra (direcionais ou não).

TABELA 2 – TEOR HARMÔNICO DA CORRENTE INRUSH	
Harmônicos em Transformadores de Força	
Ordem	%
2º	63,0
3º	26,8
4º	5,1
5º	4,1
6º	3,7
7º	2,4

Cálculo da corrente Inrush levando em conta a resistência

O chaveamento de um transformador que possui resistência de enrolamento pode ser representado pelo circuito da Figura 7.

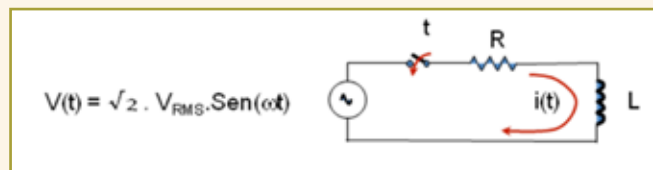


Figura 7 – Circuito relativo à energização de um transformador real.

A forma de onda para este caso continua pulsante, entretanto, vai amortecendo ao longo do tempo.

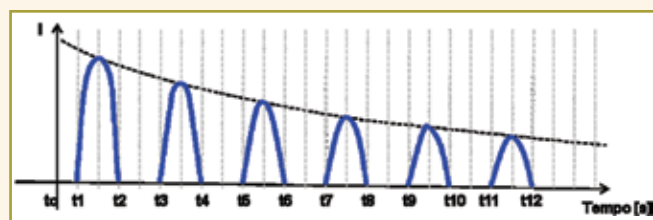


Figura 8 – Corrente inrush de um transformador real.

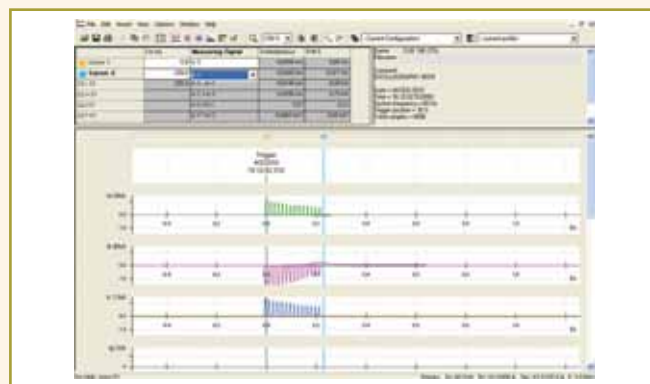


Figura 9 – Corrente inrush típica de um transformador. O valor das correntes Ia (início) = 470 A e Ia (fim) = 210 A; Ib (início) = 980 A e Ib (fim) = 260 A; Ic (início) = 650 A e Ic (fim) = 77 A.

As Figuras 9a, 9b, 9c e 9d representam a Figura 9 com “zoom”.

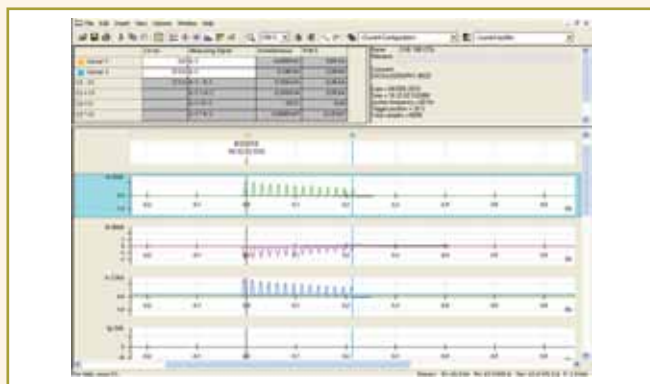


Figura 9a – Inrush da Figura 9 com zoom.

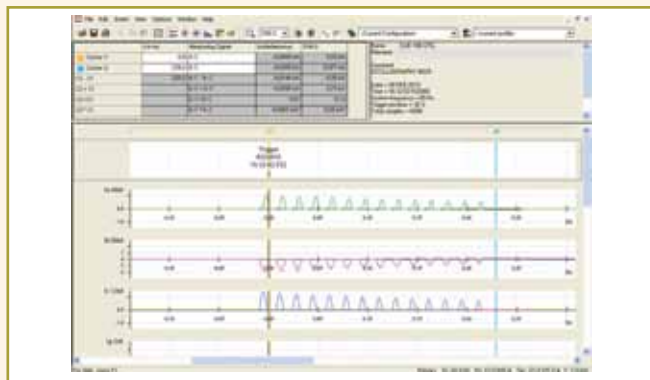


Figura 9b – Inrush da Figura 9 com zoom+.

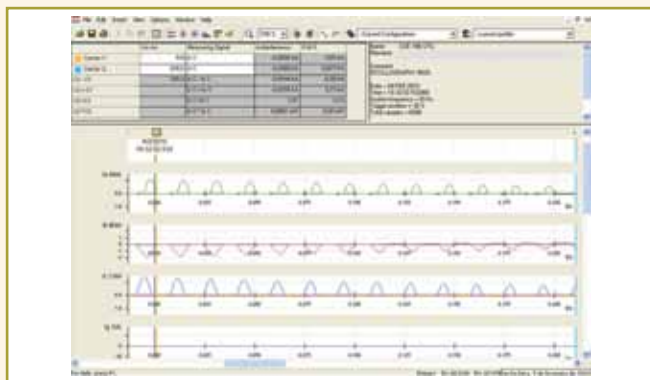


Figura 9c – Inrush da Figura 9 com zoom++.

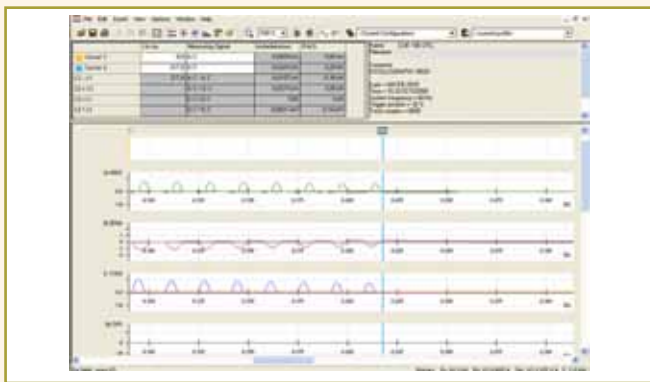


Figura 9d – Inrush da Figura 9 com zoom++.

Como pode ser observado, a corrente inrush decresce com o tempo e, assim, os valores a seguir podem ser utilizados como referência, para fins de proteção de sobrecorrente.

Duração

$$t_{inrush} = 100 \text{ ms} = 0.1 \text{ s} \quad (\text{Equação 10})$$

Valor da corrente para transformadores abaixadores (Delta no primário)

Os valores a seguir têm sido utilizados nos estudos de seletividade:

Transformadores a óleo < 1.0 MVA $I_{inrush} = 10 \times I_n$ (Equação 11)

Transformadores a óleo > 1.0 MVA $I_{inrush} = 8 \times I_n$ (Equação 12)

Transformadores a seco - Todos $I_{inrush} = 14 \times I_n$ (Equação 13)

Se o transformador é abaixador e a conexão do primário é estrela aterrada, deve-se multiplicar os valores das equações 11, 12 e 13 pelo fator 1.4.

Se o transformador é elevador e a conexão do primário é delta, multiplicar os valores das equações 11, 12 e 13 pelo fator 1.7.

Se o transformador é elevador e a conexão do primário é estrela aterrada, multiplicar os valores das equações 11, 12 e 13 pelo fator 2.5.

Os valores apresentados na tabela anterior ou os fornecidos pelos fabricantes de transformadores são valores de projeto considerando-se barramento infinito.

Em certas plantas em que o número de transformadores é elevado e a potência de curto-circuito é baixa, o cálculo da corrente inrush utilizando-se os valores supracitados, pode-se chegar a números que não expressam a realidade, visto que a corrente máxima que uma fonte pode fornecer é a corrente de curto-circuito.

Neste caso, na falta de um critério, pode-se utilizar o critério seguinte, que consiste em se somar as correntes inrush (de projeto), transformar estas correntes em uma impedância – Z_{in} – (tanto o transformador como o motor, na partida, podem ser representados como uma impedância constante – Vide IEEE Std 399, Brown Book) e soma-se com a impedância do sistema – Z_s .

A nova corrente inrush será:

$$I_{inrush-real} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} Z_{Total}} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} (Z_s + Z_{in})} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3}} \frac{1}{Z_s + Z_{in}} = \frac{1}{\frac{Z_s}{V_{ff}} + \frac{Z_{in}}{V_{ff}}} = \frac{1}{\frac{I_{cc3\phi}}{I_{inrush}} + 1} \quad (\text{Equação 14})$$

O exemplo a seguir ilustra o exposto.

Dado o diagrama unifilar mostrado na Figura 10, calcule qual a corrente inrush vista pelo relé de entrada (R1), sabendo-se que a potência de curto-circuito trifásica ($P_{cc3\phi}$) da concessionária no ponto de entrega é de 80 MVA (corrente de 3347 A) e $X/R = 8$.

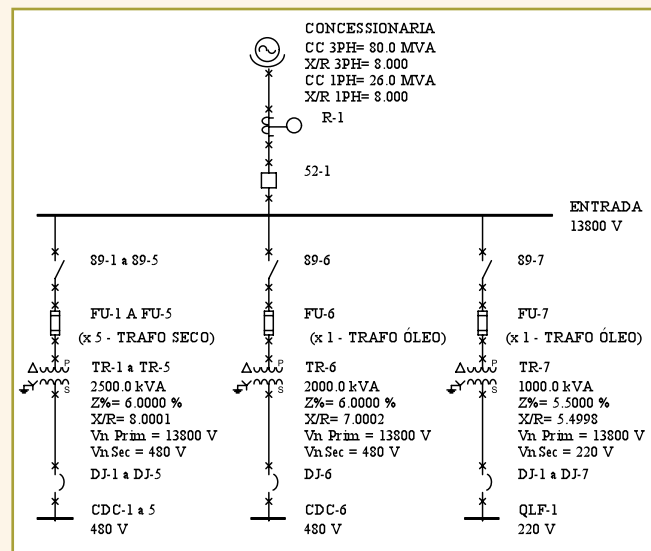


Figura 10 – Esquema unifilar do exemplo dado.

Pelo critério do fabricante, tem-se:

$$I_{inrush-5 \times 2500 \text{ kVA}} = 5 \times 14 I_n = 70 I_n = 70 \times 104.5 = 7321 \text{ A}$$

$$I_{inrush-1 \times 2000 \text{ kVA}} = 1 \times 8 I_n = 8 I_n = 8 \times 83.7 = 670 \text{ A}$$

$$I_{inrush-1 \times 1000 \text{ kVA}} = 1 \times 8 I_n = 8 I_n = 8 \times 41.8 = 334.7 \text{ A}$$

$$I_{inrush-total \text{ fabric}} = 8325.6 \text{ A}$$

A potência de curto-circuito da planta é de 80 MVA, o que corresponde a uma corrente de 3347 A.

A corrente inrush não pode ser maior que a corrente de curto-circuito, haja vista que a fonte (concessionária) irá limitar a corrente. Então, qual o valor correto a ser considerado?

A impedância da fonte é dada por:

$$Z_s = \frac{V_{ff}}{I_{cc3\phi}} = \frac{13800}{3347} = 2.3805 \Omega$$

O transformador na energização se comporta praticamente como o motor de indução (praticamente o mesmo circuito equivalente). O “Brown Book” do IEEE nos diz que o motor de indução se comporta como uma carga de impedância constante. Logo, o transformador também se comporta como uma carga de impedância constante e, dessa forma, o valor da impedância equivalente da corrente inrush é dada por:

$$Z_{inrush} = \frac{Vf f}{\sqrt{3}} = \frac{13800}{\sqrt{3}} = \frac{13800}{8325.6} = 0.9570\Omega$$

Assim, a impedância total será:

$$Z_{Total} = Z_s + Z_{inrush} = 2.3805 + 0.9382 = 3.3375\Omega$$

A corrente inrush real será:

$$I_{inrush-real} = \frac{Vf f}{Z_{Total}} = \frac{13800}{3.3375} \approx 2387 A$$

b) Suportabilidade Térmica (ST)

Define o limite térmico do transformador e depende da norma em que é fabricado.

Norma NBR 5356/1993

Tempo

$$t_{ST} = 2 \text{ s} \quad (\text{Equação 15})$$

Corrente

$$I_{ST} = 100/Z\% \times I_n. \text{ Se } I_{ST} > 25 \times I_n \implies I = 25 \times I_n \quad (\text{Equação 16})$$

Norma ANSI C57.12.00-2000

Esta norma define quatro categorias de transformadores a saber:

Transformadores categoria I

São transformadores trifásicos de 15 kVA a 500 kVA ou de 5 kVA a 500 kVA monofásicos.

Transformadores categoria II

São transformadores trifásicos de 501 kVA a 5000 kVA ou de 501 kVA a 1667 kVA monofásicos.

Transformadores categoria III

São transformadores trifásicos de 5001 kVA a 30000 kVA ou de 1668 kVA a 10000 kVA monofásicos.

Transformadores categoria IV

São transformadores trifásicos > 30000 kVA ou > 10000 kVA monofásicos.

Norma IEEE Std C57.109-1993 e ANSI C37.91-2000

Estas normas definem as capacidades térmicas dos transformadores.

As Figuras 11, 12 e 13 mostram estas curvas para as quatro categorias.

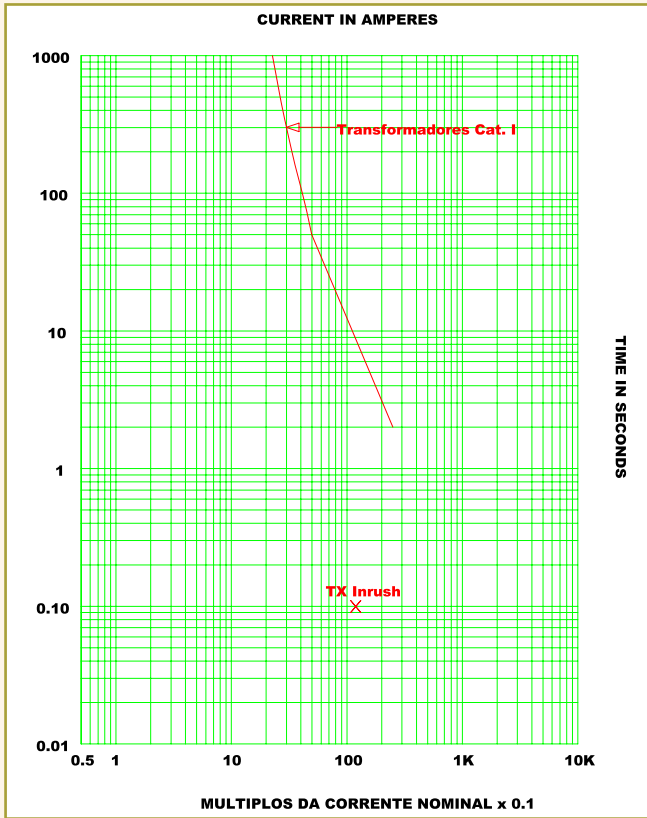


Figura 11 – Curva da suportabilidade térmica de transformadores – categoria I.

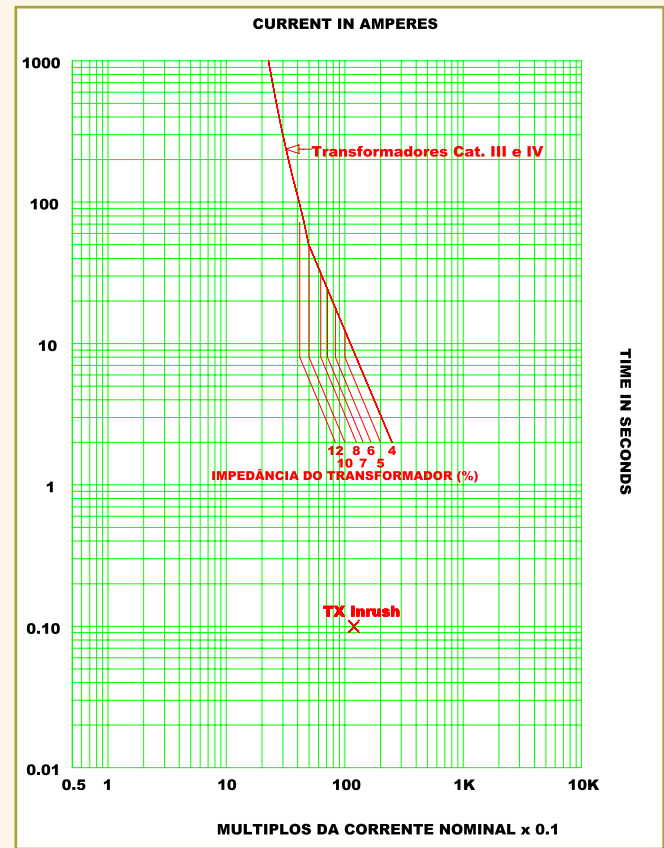


Figura 13 – Curva da suportabilidade térmica de transformadores – categoria III e IV.

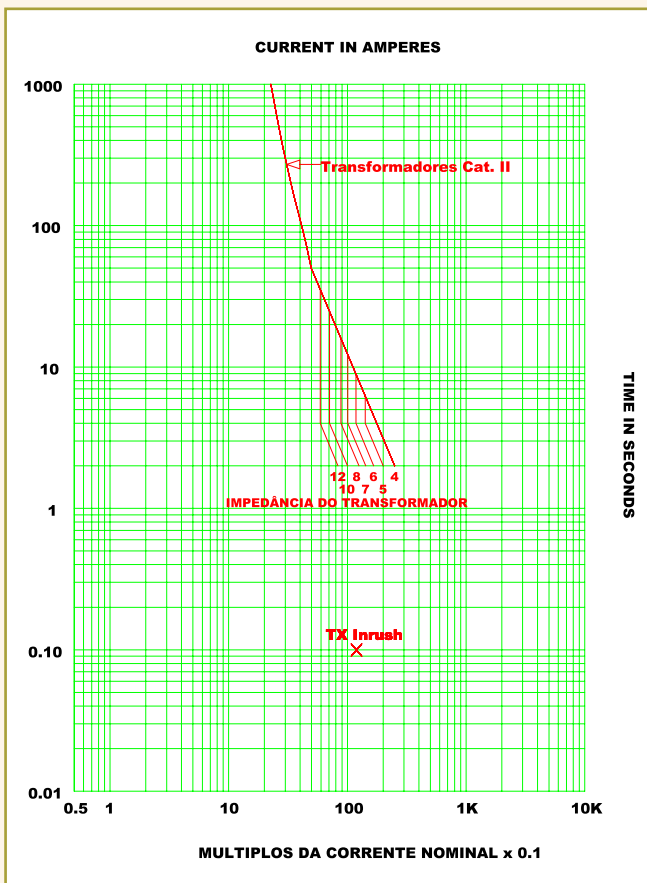


Figura 12 – Curva da suportabilidade térmica de transformadores – categoria II.

c) Suportabilidade Térmica Deslocada (STD)

Devido à conexão dos transformadores, a corrente de falta à terra no secundário vista pelo primário, em pu, pode ser menor. Assim, a suportabilidade térmica do transformador deve ser deslocada para se garantir a sua proteção. A Figura 14 ilustra a descrição.

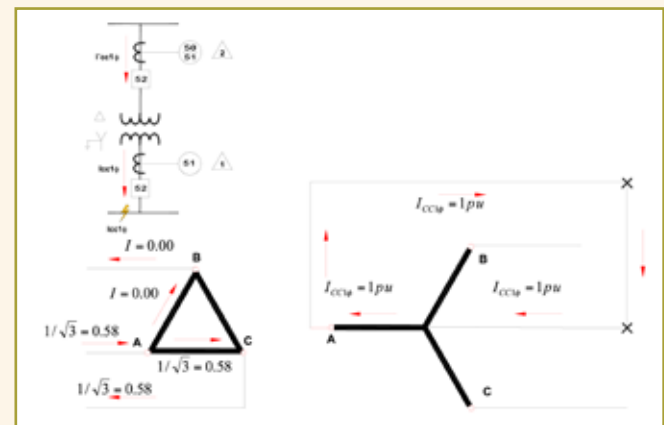


Figura 14 – Curto-circuito fase-terra no secundário de um transformador triângulo-estrela.

Admitindo-se um curto-circuito fase-terra no secundário de um transformador triângulo-estrela, como sendo igual a 1 pu, impõe correntes de sequência zero neste secundário, quando o secundário é aterrado. Entretanto, na linha, no primário não circula corrente de sequência zero. A corrente de 1 pu na estrela impõe 1 pu dentro do enrolamento primário correspondente.

Dentro do delta a corrente é igual a $1/\sqrt{3} = 0.8$. Assim, na ocorrência de um curto-circuito fase-terra entre os terminais secundários e a primeira proteção de terra à jusante (quando não houver de relé de terra no neutro), a proteção primária tem de garantir a proteção térmica do transformador.

d) Curva típica de proteção de fase

Apresenta-se na Figura 15 a proteção típica de fase de um transformador. Para um curto-circuito no secundário (Ponto B), o dispositivo de proteção que opera primeiro é o 1, como primeiro backup o 2 e o segundo backup o 3. A curva de suportabilidade térmica do transformador está protegida. O ponto CET lançado na folha de verificação gráfica de seletividade (curva tempo x corrente = TCC – time current curves) só circula no primário e, assim, apenas a curva 1 irá enxergá-lo, porém, não opera o dispositivo de proteção 3 e, dessa forma, permite a energização do transformador. Devido à elevada impedância do transformador, consegue-se ajustar a unidade instantânea. Assim, para um curto-circuito no secundário, este dispositivo fica seletivo com as proteções localizadas à jusante e opera instantaneamente para curtos-circuitos no primário.

Apresenta-se a seguir a nomenclatura utilizada na folha de verificação gráfica de seletividade:

- A = Corrente nominal do transformador
- B = I'cc Sec. referido ao primário
- C = I"cc Assim. sec. referido ao primário
- D = I'cc no primário

- E = I"cc Assim. no primário
- CET = Corrente de energização trafo (Inrush)
- ST = Suportabilidade térmica do transformador
- STD = Suportabilidade térmica deslocada do trafo

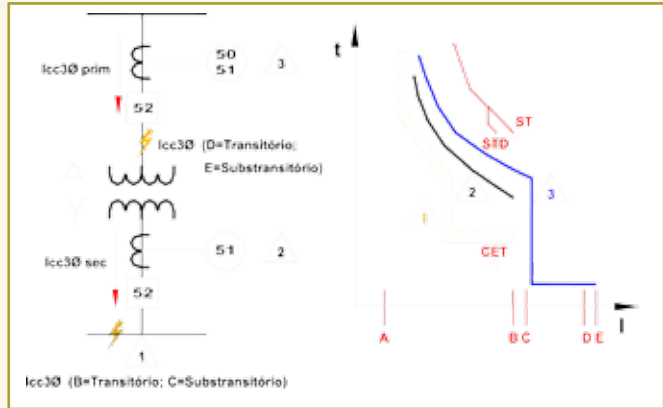


Figura 15 – Proteção de sobrecorrente de fase típica de um transformador triângulo-estrela.

PROTEÇÃO SECUNDÁRIA DE FASE

(a) Pick-Up Unidade Temporizada

O ajuste típico de pick-up da unidade temporizada é de 1.2 a 1.5 x In do transformador. Entretanto, existem casos em que não se consegue seletividade. Nestas situações, pode-se elevar os valores tomando-se como valores máximos aqueles prescritos no NEC, e sintetizados na tabela a seguir.

(b) Temporização (da Unidade Temporizada)

Deve coordenar com a maior saída do circuito secundário.

(c) Unidade Instantânea

Como normalmente o transformador alimenta um painel com várias saídas, via de regra, esta unidade fica bloqueada, pois, de outra forma, para um curto-circuito em qualquer saída irá ocorrer o desligamento de todas as outras saídas (pela atuação desta unidade de entrada).

TABELA 3 – PRESCRIÇÕES DO NEC

Z%	PRIMÁRIO		SECUNDÁRIO		
	V _n > 600 V		V _n > 600 V		V _n < 600 V
	Disjuntor	Fusível	Disjuntor	Fusível	Disjuntor ou Fusível
Z% < 6	6,0	3,0	3,0	1,5	2,5
6 < Z% < 10	4,0	2,0	2,5	1,25	2,5

Extraído do NEC 2005 - National Electric Code 2005

- Proteção secundária: Pick-up máximo = 2.5 x In (se Z>6) ou
 - = 3 x In (Z<6)
- Proteção primária: = Pick-up máximo = 2.5 x In (se não houver proteção ajustada até 2.5
 - o In no secundário)

- Proteção primária: = Pick-up máximo = 6 x In (Se Z%<6) ou
 - = 4 x In (Se Z%>6)
- o Nota: deve existir proteção ajustada até 2.5 In no secundário

É óbvio que quanto mais se aumenta o ajuste de um dispositivo de proteção, mais se diminui o seu grau de proteção. Deve-se procurar manter os ajustes os mais baixos possíveis, com seletividade e continuidade operacional.

PROTEÇÃO PRIMÁRIA DE FASE
(a) Pick-Up Unidade Temporizada

O ajuste típico de pick-up da unidade temporizada é de 1.2 a 1.5 x In do transformador. Entretanto, existem casos em que não se consegue seletividade. Nestas situações, pode-se elevar os valores tomando-se como valores máximos aqueles prescritos no NEC [23], e sintetizados na Tabela 6.2.

(b) Temporização (da Unidade Temporizada)

Deve coordenar com a proteção secundária (relé secundário ou maior saída quando não houver proteção secundária) e permitir circular sem operar o somatório das correntes de carga mais o maior motor partindo.

(c) Pick-up da Unidade Instantânea

O pick-up da unidade instantânea do primário deve ser ajustada para atuar 10% acima do curto-circuito subtransitório assimétrico no secundário, referido ao primário. Deve-se verificar também se o ajuste permite a corrente de energização do trafo (inrush).

PROTEÇÃO DE TERRA DO SECUNDÁRIO**(a) Pick-up da Unidade Temporizada**

Depende do tipo de aterramento e da tensão secundária.

Sistemas aterrados por resistência são ajustados para 10% da corrente do resistor.

Sistemas solidamente aterrados de baixa tensão são ajustados no máximo em 1200 A.

(b) Temporização

Devem coordenar com a maior saída da barra. Em sistemas de média tensão, aterrados por resistência, deve-se proteger o limite térmico da resistência (por exemplo 10 s). Em sistemas de baixa tensão, devem proteger o NEC (3000 A; 1 s). Deve-se manter os tempos sempre os mais baixos possíveis, com seletividade e proteção. Atualmente, além da proteção de sistemas, a proteção de pessoas também entrou em foco. Estudos de Arc Flash (riscos das faltas por arco) complementam com muita propriedade os estudos

de seletividade. É uma boa prática em sistemas de baixa tensão ajustar I-STD abaixo do valor mínimo provável de arco (proteção de backup de terra).

(c) Unidade Instantânea

Via de regra, deve ser bloqueada pelas mesmas razões expostas na proteção de fase.

PROTEÇÃO DE TERRA DO PRIMÁRIO**(a) Pick-up da unidade temporizada**

Depende de vários fatores, tais como tipo de aterramento do sistema a montante, tipo do transformador e de conexão do transformador a jusante, etc.

A faixa de ajuste utilizada fica entre 20 A e 120 A (20% a 50% da corrente nominal do circuito).

(b) Temporização

Com os relés eletromecânicos, estes dispositivos normalmente possuíam faixa de ajuste de 0.5 A a 2 A, eram ajustados no mínimo, ou seja em 0.5 A, eram instantâneos e nestes ajustes não operavam na energização de transformadores. Com o advento dos relés estáticos e posteriormente os relés numéricos digitais, a utilização inicial destes valores de 0.5 A e temporização instantânea mostrou-se

ineficiente, pois, em muitas vezes, atuava na energização dos transformadores. Devido ao teor de 3ª harmônica, múltiplas na corrente inrush (energização do trafo) e erros de TCs os relés podem operar. A partir destes eventos, foram adotados os seguintes critérios para o ajuste de transformadores com conexão delta no primário:

Transformadores a óleo

Transformador < 1 MVA=> Pick-up> 1.0 InTR

Transformador > 1 MVA=> Pick-up> 0.8 InTR

Transformadores a seco

Pick-up > 1.4 InTR

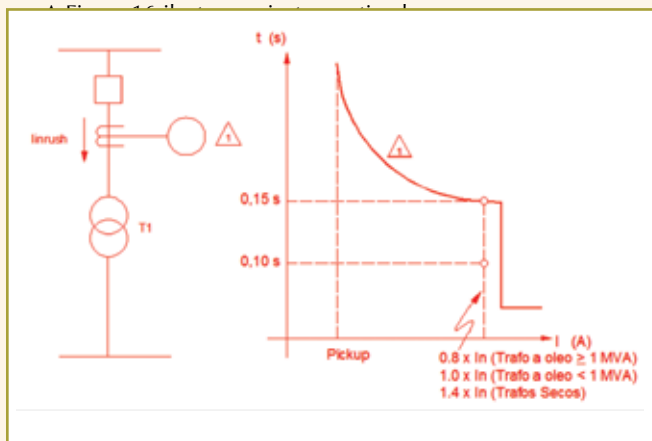


Figura 16 – Ajustes da unidade de terra em primário de transformadores conectados em delta.

Para outras conexões que permitam a passagem de correntes de sequência zero para o primário, deve-se coordenar com a proteção secundária.

(c) Unidade instantânea

Quando o transformador está conectado em delta, no primário, a unidade de terra poderia ser ajustada, teoricamente no mínimo, pois um novo sistema de terra se inicia (delta é um circuito aberto no diagrama de sequência zero), no entanto, devido a erro dos TC's deve-se ajustar esta unidade para 1.1 vezes os valores citados no item (b).

Para outras conexões, que permitam a passagem de correntes de sequência zero para o primário, deve-se bloquear esta unidade.

**CLÁUDIO MARDEGAN é engenheiro eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (atualmente Unifei). Trabalhou como engenheiro de estudos e desenvolveu softwares de curto-circuito, load flow e seletividade na plataforma do AutoCad®. Além disso, tem experiência na área de projetos, engenharia de campo, montagem, manutenção, comissionamento e start up. Em 1995 fundou a empresa EngePower® Engenharia e Comércio Ltda, especializada em engenharia elétrica, benchmark e em estudos elétricos no Brasil, na qual atualmente é sócio diretor. O material apresentado nestes fascículos colecionáveis é uma síntese de parte de um livro que está para ser publicado pelo autor, resultado de 30 anos de trabalho.*

CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO

Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br