	Tipo de Documento:	Orientação Técnica
	Área de Aplicação:	Distribuição
	Título do Documento:	Proteção de transformadores de distribuição

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO
2. ÂMBITO DE APLICAÇÃO
3. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES
4. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS
5. FENÔMENOS A SEREM OBSERVADOS
6. DIMENSIONAMENTO DOS ELOS FUSÍVEIS
7. REGISTRO DE REVISÃO

ANEXO I CURTO-CIRCUITO NA BAIXA TENSÃO DO TRANSFORMADOR

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Este documento especifica os requisitos que serão seguidos para determinação das proteções dos transformadores de distribuição, instalados em postes e plataformas, do grupo CPFL e a seguir aplica esses requisitos para determinar a proteção dos transformadores.

A proteção desses transformadores, na CPFL, é feita através de chaves fusíveis no lado da alta tensão.

Transformadores de maiores potências, instalados em cabine, ou aqueles da rede subterrânea ou ainda os de consumidores de alta tensão podem ser protegidos por fusíveis limitadores, disjuntores, etc., e não serão tratados neste documento, tendo os seus próprios documentos.


2. ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Engenharia;
 Serviços de Rede;
 Gestão de Ativos.

3. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- NBR 5440 – transformadores para redes aéreas de distribuição - Requisitos
 NBR 7036 – Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes
 NBR 7282 – Dispositivos fusíveis de alta tensão – Dispositivos tipo expulsão – requisitos e métodos de ensaio

N.Documento: 16628	Categoria: Instrução	Versão: 1.1	Aprovado por: Marcelo Moraes	Data Publicação: 02/08/2016	Página: 1 de 20
-----------------------	-------------------------	----------------	---------------------------------	--------------------------------	--------------------

	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

NBR 8926 – Guia de aplicação de relés para a proteção de transformadores – procedimento

IEEE C37.91 – IEEE Guide for Protecting Power Transformers

IEEE C57.91 – IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators

4. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS

4.1. Chaves fusíveis

As chaves e os elos fusíveis utilizadas na proteção dos transformadores estão especificados na NBR 7282.

As chaves fusíveis devem, no mínimo, ter corrente nominal de 100 A, NBI 95 kV e capacidade de interrupção assimétrica compatível com o local de instalação.

4.2. Dispositivos de proteção na baixa tensão

Alguns transformadores, de baixa potência, não produzem correntes de sobrecarga suficiente para fundir os elos fusíveis do lado de alta tensão. Para esses casos é necessária a instalação de um dispositivo de proteção no lado de baixa tensão, para proteger o equipamento contra as sobrecargas, ficando a proteção do lado da alta tensão para proteger o equipamento contra curtos-circuitos, que produzirão correntes suficientes para a queima do elo no lado de alta tensão.

Na CPFL Paulista, os transformadores rurais, sem rede secundária e que atendam um ou dois consumidores, usam um elo fusível de capacidade alta e contam com a proteção do consumidor funcionando como proteção de sobrecarga, e o elo fusível protege o equipamento contra curtos-circuitos.

Para os transformadores monofásicos, de baixa potência (5 a 10 kVA), o mesmo princípio pode ser aplicado.

5. FENÔMENOS A SEREM OBSERVADOS

Para que a proteção do transformador seja eficiente, ela não deve atuar com a corrente de carga que o transformador pode fornecer, e nem com a corrente de *inrush* no momento de energização do transformador, mas deve atuar com corrente de sobrecarga que o transformador não consiga suportar ou com as correntes de curto-circuito. Esse capítulo dá uma breve explanação sobre o que é cada uma dessas correntes e como calculá-las.

5.1. Corrente de carga

As correntes de carga são as correntes que as cargas ligadas ao transformador demandam deste.

Um transformador é capaz de entregar a sua corrente nominal, continuamente, por um período indefinido de tempo, sem que as temperaturas de seus diversos

N.Documento: 16628	Categoria: Instrução	Versão: 1.1	Aprovado por: Marcelo Moraes	Data Publicação: 02/08/2016	Página: 2 de 20
-----------------------	-------------------------	----------------	---------------------------------	--------------------------------	--------------------



Tipo de Documento:	Orientação Técnica
Área de Aplicação:	Distribuição
Título do Documento:	Proteção de transformadores de distribuição

componentes ultrapassem os valores permitidos e, nestas condições, sua vida esperada é de 180.000 horas (20 anos), de acordo com a IEEE C57.91. Entretanto, os transformadores de distribuição são solicitados de maneira diferente ao longo do dia, fornecendo uma potência muito inferior à sua nominal em alguns momentos, por exemplo, durante a madrugada, ou no período da manhã ou da tarde, enquanto que são muito solicitados durante outros momentos, no final da tarde ou à noite, por exemplo.

Assim, projetar um transformador para fornecer sua potência nominal no momento de maior solicitação é antieconômico, pois o equipamento forneceria essa potência por uma ou algumas horas e ficaria subcarregado durante o resto do dia.

Vários trabalhos e normas, nacionais ou internacionais, permitem que se calcule qual o comportamento do transformador quando submetido a um regime variado de carga. O método que está sendo utilizado pela CPFL é baseado na perda diária de vida, conforme descrito no guia IEEE C57.91. A perda de vida do transformador com o carregamento variável pode ser comparada com a perda de vida nominal, isto é, aquela que o transformador teria se fornecesse a potência nominal continuamente.

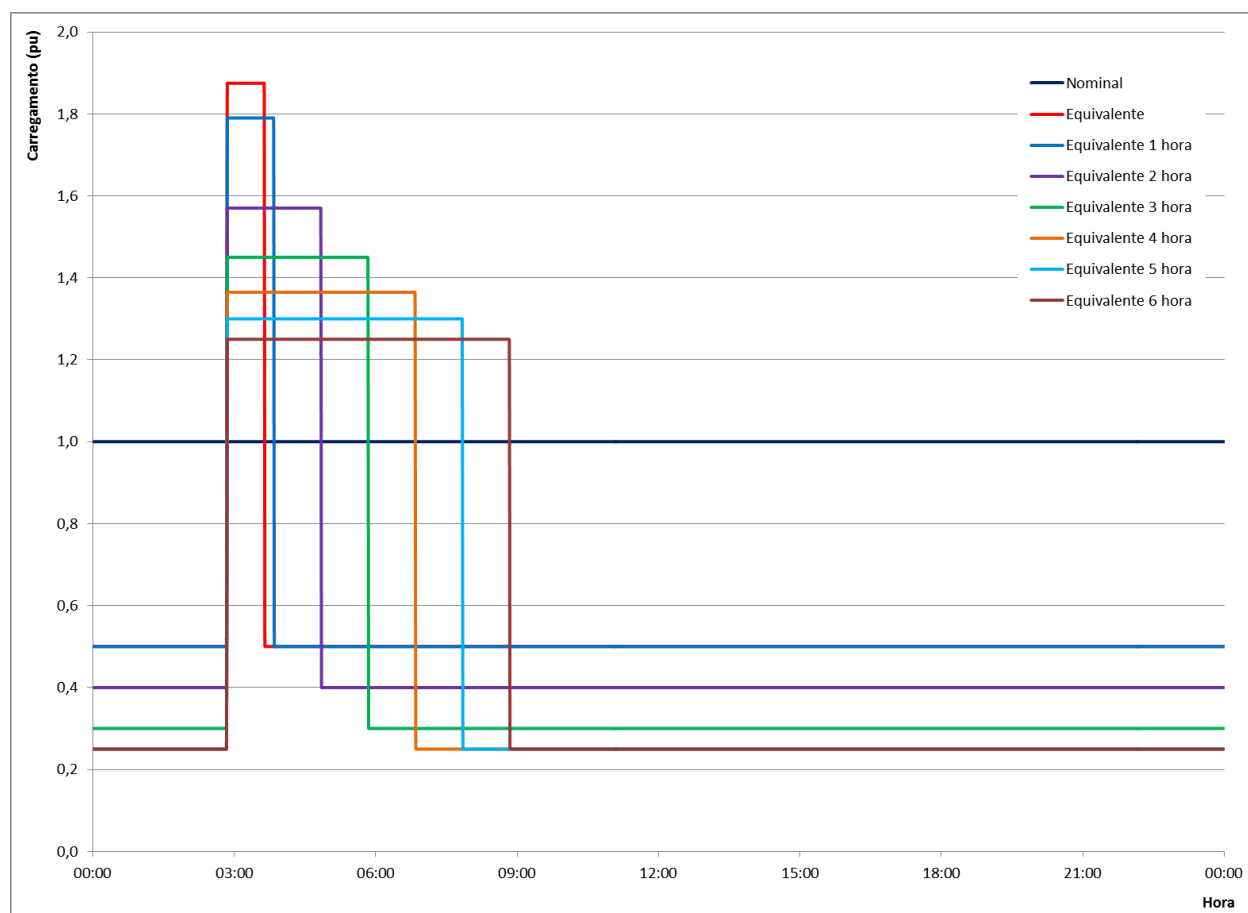


Figura 5-1 – Carregamentos equivalentes ao carregamento nominal

Embora esse seja um método bom para determinar a vida esperada do equipamento, ele apresenta dificuldades para o estudo da proteção, pois não permite identificar adequadamente qual o valor da corrente esperada e por quanto tempo. Assim, elaboram-se carregamentos com ciclos definidos, que tenham a mesma perda diária de vida que o carregamento nominal, para os quais é possível determinar-se um valor de corrente e sua duração. A Figura 5-1 mostra vários desses ciclos.

Outro ponto a ser observado é que a temperatura do ponto mais quente do transformador não deve ultrapassar os 140 °C, para os transformadores de classe 55 °C, usados atualmente na CPFL. A Figura 5-2 mostra a temperatura do ponto mais quente para os mesmos ciclos da Figura 5-1. Nota-se que quanto maior a corrente máxima do ciclo, maior é temperatura do ponto mais quente, apesar de sua duração menor. A temperatura não está estabilizada em nenhum dos ciclos, exceto aquele com carregamento nominal, e manter a corrente máxima por mais tempo faria com que a perda de vida diária ficasse maior que a perda de vida nominal.

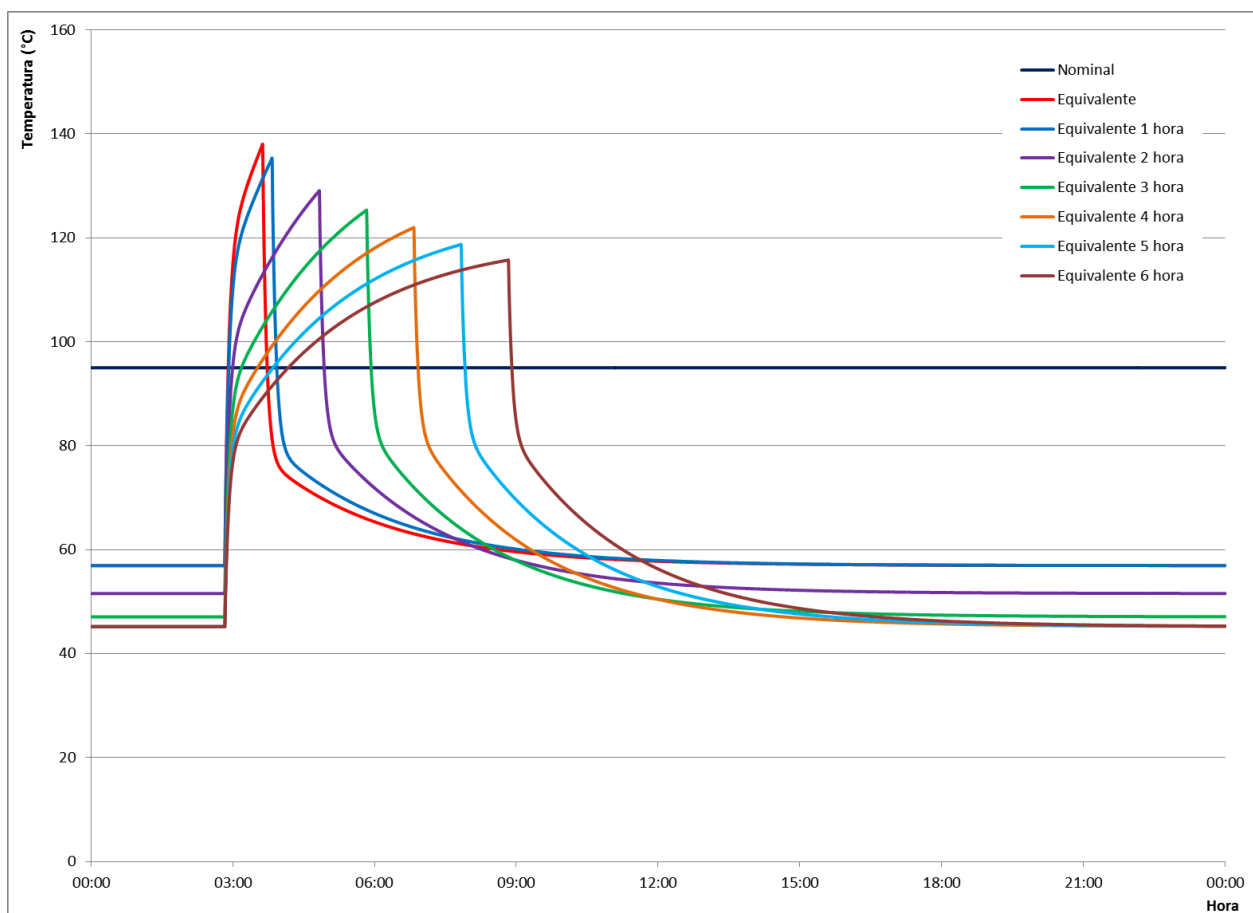



Figura 5-2 – Temperatura do ponto mais quente para vários ciclos de carga

Para o dimensionamento da proteção, escolheu-se o ciclo que apresenta um carregamento de 187,5% do carregamento nominal do transformador por um período

	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

de uma hora (ligeiramente menor, na verdade) e de 50% durante as vinte e três horas restantes. Esse ciclo deixa a temperatura do ponto mais quente pouco abaixo dos 140 °C e com uma vida esperada de 20 anos, em um ambiente com temperatura média anual de 25 °C. Assim, a proteção do transformador deverá permitir que a corrente passando por ela atinja 187,5% da corrente nominal por uma hora.

5.2. Ponto ANSI

A NBR 8926, assim como o guia IEEE C37.91, mostra uma curva com o tempo máximo admissível para cargas de curta duração, após o regime a plena carga do transformador, que pode ser transformada nos valores mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Cargas de curta duração para transformadores

Tempo	Múltiplos da Corrente Nominal
2 segundos	25,0
10 segundos	11,3
30 segundos	6,7
60 segundos	4,75
5 minutos	3,0
30 minutos	2,0


O ponto ANSI do transformador é a maior corrente que o equipamento pode suportar por um por um curto período de tempo sem se danificar. Esse ponto depende da impedância percentual do transformador, conforme mostrado na Tabela 2

Tabela 2 – Ponto ANSI

Impedância (%)	Ponto ANSI	
	Múltiplos da corrente nominal	Tempo (s)
4	25	2
5	20	3
6	16,6	4
7	14,3	5

Transformadores de distribuição têm impedância de 4% ou menor. Assim, o ponto ANSI será calculado como 25 vezes a corrente nominal.

Para transformadores trifásicos, com ligação delta-estrela aterrada, deve-se dividir a corrente do ponto ANSI pela raiz quadrada de 3, para as cargas monofásicas ou defeitos fase-terra. Para os transformadores monofásicos, com três buchas

	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

secundárias, o ponto ANSI deve ser dividido por dois para as cargas ligadas entre fase e terra ou para os defeitos fase-terra. Observar que, num gráfico tempo x corrente, onde se mostra a curva de carregamento do transformador e seu ponto ANSI e as curvas de atuação das proteções de sobrecorrente, o mesmo efeito da divisão do ponto ANSI pode ser obtido pela multiplicação da corrente de atuação das proteções pelos valores acima.

5.3. Corrente de *inrush*

A corrente de *inrush* é uma corrente transitória que aparece sempre que um transformador é energizado. O seu valor depende da magnetização residual do núcleo do transformador e valor da tensão no instante da energização. O artigo “Proteção dos Transformadores – Parte I”, publicado na revista O Setor Elétrico, edição de setembro de 2010 mostra como calcular essa corrente para circuitos industriais e que pode ser usado para o cálculo da corrente de *inrush* de transformadores de distribuição quando da energização de cada um deles.

A Tabela 3 mostra a corrente de *inrush* esperada para o tempo de 0,1 s para vários transformadores, quando energizado com uma fonte ideal.

Tabela 3 – Correntes de *inrush* de transformadores

Transformador	Múltiplos da corrente nominal 0,1 s
Até 1.000 kVA a óleo	10
Acima de 1.000 kVA a óleo	8
Seco qualquer potência	14

Assim, a corrente de *inrush*, com a fonte ideal vale:

$$I_{inrush} = Multiplo \times \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{ff}}$$


Onde:

Multiplo é o valor dado na Tabela 3;

S é a potência nominal do transformador;

V_{ff} é a tensão entre fases.

Como não se sabe o ponto de instalação do transformador, as proteções são projetadas usando-se essa corrente, entretanto, elas podem ser um pouco menor, devido ao valor da corrente de curto-circuito do ponto de instalação.

	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

Para os transformadores monofásicos, utilizar os mesmos múltiplos utilizados para os transformadores trifásicos:

$$I_{inrush} = \text{Múltiplo} \times \frac{S}{V}$$

Onde V é a tensão do enrolamento de alta tensão do transformador.

5.4. Corrente curto-circuito

As correntes dos curtos-circuitos no lado de baixa tensão dos transformadores se refletem no lado de alta tensão em valores diferentes, dependendo do tipo de curto-circuito e da ligação dos transformadores.


Para os transformadores trifásicos e os enrolamentos ligados em delta-estrela com atraso de 30° , polaridade subtrativa, a corrente do lado da rede primária em caso de curto-circuito na rede secundária só obedece à relação de transformação quando este curto-circuito for trifásico.

Para curto-circuito fase-fase a corrente referida ao lado de alta tensão, em uma das fases, será 115% ($2/\sqrt{3}$) do valor calculado através da relação de transformação, equivalendo ao mesmo valor do curto-circuito trifásico. Observar que a corrente nos enrolamentos será de 87% do valor do curto-circuito trifásico, assim, se o equipamento estiver protegido para o defeito trifásico, ele também estará protegido para o curto-circuito bifásico. Para o curto-circuito fase-terra o valor no lado da rede primária será 57,7% ($1/\sqrt{3}$) do valor calculado no lado da rede secundária considerando a relação de transformação.

Para os transformadores monofásicos com três buchas secundárias a corrente de curto-circuito fase-terra no lado primário obedecerá à relação de transformação para uma fase, enquanto que o curto-circuito fase-fase obedecerá à relação de transformação entre as duas fases. Para os transformadores monofásicos com duas buchas secundárias, evidentemente, a relação de transformação é obedecida.

Deve-se tomar cuidado quando existir um dispositivo de proteção no lado de baixa tensão do transformador trifásico. Quando ocorrer um curto-circuito fase-fase no lado de baixa tensão, o dispositivo no lado de baixa tensão verá uma corrente igual a 86,6% ($\sqrt{3}/2$) da corrente de curto-circuito trifásico, enquanto que o dispositivo do lado de alta tensão, considerando-se a relação de transformação, verá uma corrente igual ao curto-circuito trifásico, em uma das fases. Para verificar a coordenação entre os dois dispositivos, além da relação de transformação, deve-se fazer o acerto da curva de um dos dispositivos pelo fator $\sqrt{3}/2$. Por exemplo, se as curvas forem traçadas para o lado de alta tensão, multiplicar as correntes do dispositivo de baixa tensão pelo fator, deslocando-a para a direita, o que aumentará a sua corrente de atuação, ou, se o lado de baixa tensão for usado como referência, dividem-se as correntes do dispositivo de alta tensão pelo fator, deslocando-a para a esquerda, diminuindo sua corrente de atuação. Em qualquer das duas alternativas, as curvas dos dois dispositivos ficarão mais próximas.

N.Documento: 16628	Categoria: Instrução	Versão: 1.1	Aprovado por: Marcelo Moraes	Data Publicação: 02/08/2016	Página: 7 de 20
-----------------------	-------------------------	----------------	---------------------------------	--------------------------------	--------------------

	Tipo de Documento:	Orientação Técnica
	Área de Aplicação:	Distribuição
	Título do Documento:	Proteção de transformadores de distribuição

Para os curtos-circuitos fase-terra no lado de baixa tensão dos transformadores trifásicos ou monofásico fase-fase, mesmo se existir uma proteção para defeitos fase-terra em ambos os lados do transformador, a seletividade deve ser verificada entre a proteção de terra do lado de baixa tensão com a proteção de fase do lado de alta tensão. A ligação do lado de alta tensão do transformador, delta no caso dos transformadores trifásicos ou fase-fase no caso dos monofásicos, não permite a circulação de corrente de neutro neste lado.

O ANEXO I apresenta maiores detalhes sobre cálculo de curto-circuito no lado de baixa tensão de transformadores.

6. DIMENSIONAMENTO DOS ELOS FUSÍVEIS

Considerando-se os fenômenos listados no capítulo 5, os elos fusíveis serão dimensionados para:

- Corrente nominal do elo deve ser maior que a corrente nominal do transformador;
- Permitir que uma corrente de carga de 187,5% da nominal circule pelo equipamento durante uma hora;
- Não queimar durante a energização do transformador;
- Proteger o equipamento contra curtos-circuitos secundários entre fases e sobrecargas equilibradas;
- Proteger o equipamento contra curtos-circuitos secundários entre uma fase e o terra e sobrecargas monofásicas.

As tabelas a seguir mostram as correntes nominais, correntes máximas e correntes do ponto ANSI dos transformadores usados na distribuição da CPFL, assim como os elos fusíveis que devem ser utilizados na sua proteção. Os transformadores trifásicos, mostrados na Tabela 4, foram calculados com as tensões primárias nominais de 6,6 kV; 11,9 kV; 13,8 kV e 23,1 kV; enquanto que os transformadores monofásicos foram calculados para as tensões primárias nominais de $6,6/\sqrt{3}$; $11,9/\sqrt{3}$; $13,8/\sqrt{3}$ kV; $23,1/\sqrt{3}$ kV; 6,6 kV; 11,9 kV; 13,8 kV e 23,1 kV, sendo os primeiros mostrados na Tabela 5 e os últimos na Tabela 6 (nas tabelas mostra-se a tensão nominal do sistema).

Deve-se notar que, devido ao valor da corrente de carga que se espera que o equipamento suporte e ao valor da corrente de curto-circuito fase-terra secundário referida ao lado da alta tensão, é impossível proteger-se os transformadores trifásicos para correntes de curto-circuito fase-terra com valores baixos, assim como às sobrecargas monofásicas. A única maneira de fazer com que o equipamento tenha proteção para essas correntes é a instalação de proteção no lado de baixa tensão dos transformadores. Entretanto, como as sobrecargas, mesmo aquelas equilibradas, e o balanceamento do transformador são controladas pelos sistemas de gerenciamento de rede, apenas os defeitos à terra com baixa corrente ficam sem proteção.

N.Documento: 16628	Categoria: Instrução	Versão: 1.1	Aprovado por: Marcelo Moraes	Data Publicação: 02/08/2016	Página: 8 de 20
-----------------------	-------------------------	----------------	---------------------------------	--------------------------------	--------------------


	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

Tabela 4 – Dados do transformador e elo fusível

Transformadores de Distribuição Trifásicos								
Potência (kVA)	Tensão (kV)	Corrente Nominal (A)	Corrente Máxima (A)	Inrush (A)	Impedância percentual	Corrente do ponto ANSI (A)	Corrente do ponto ANSI para terra (A)	Elo fusível
5	6,6	0,44	0,82	4,4	3,5	10,9	6,3	1H
10	6,6	0,87	1,64	8,7	3,5	21,9	12,6	1H
15	6,6	1,31	2,46	13,1	3,5	32,8	18,9	2H
20	6,6	1,75	3,28	17,5	3,5	43,7	25,3	2H
30	6,6	2,62	4,92	26,2	3,5	65,6	37,9	5H
37,5	6,6	3,28	6,15	32,8	3,5	82,0	47,3	5H
45	6,6	3,94	7,38	39,4	3,5	98,4	56,8	5H
50	6,6	4,37	8,20	43,7	3,5	109,3	63,1	6K
75	6,6	6,56	12,30	65,6	3,5	164,0	94,7	8K
15	11,9	0,73	1,36	7,3	3,5	18,2	10,5	1H
30	11,9	1,46	2,73	14,6	3,5	36,4	21,0	2H
45	11,9	2,18	4,09	21,8	3,5	54,6	31,5	3H
75	11,9	3,64	6,82	36,4	3,5	91,0	52,5	5H
112,5	11,9	5,46	10,23	54,6	3,5	136,5	78,8	6K
150	11,9	7,28	13,65	72,8	3,5	181,9	105,0	8K
225	11,9	10,92	20,47	109,2	4,5	218,3	126,1	12K
300	11,9	14,56	27,29	145,6	4,5	291,1	168,1	15K
15	13,8	0,63	1,18	6,3	3,5	15,7	9,1	1H
30	13,8	1,26	2,35	12,6	3,5	31,4	18,1	2H
45	13,8	1,88	3,53	18,8	3,5	47,1	27,2	3H
75	13,8	3,14	5,88	31,4	3,5	78,4	45,3	5H
112,5	13,8	4,71	8,82	47,1	3,5	117,7	67,9	6K
150	13,8	6,28	11,77	62,8	3,5	156,9	90,6	8K
225	13,8	9,41	17,65	94,1	4,5	188,3	108,7	12K
300	13,8	12,55	23,53	125,5	4,5	251,0	144,9	15K
15	23,1	0,37	0,70	3,7	4	9,4	5,4	1H
30	23,1	0,75	1,41	7,5	4	18,7	10,8	1H
45	23,1	1,12	2,11	11,2	4	28,1	16,2	2H
75	23,1	1,87	3,51	18,7	4	46,9	27,1	3H
112,5	23,1	2,81	5,27	28,1	4	70,3	40,6	5H
150	23,1	3,75	7,03	37,5	4	93,7	54,1	5H
225	23,1	5,62	10,54	56,2	5	112,5	64,9	6K
300	23,1	7,50	14,06	75,0	5	150,0	86,6	8K



Tipo de Documento: **Orientação Técnica**
Área de Aplicação: **Distribuição**
Título do Documento: **Proteção de transformadores de distribuição**

Tabela 5 – Dados do transformador e elo fusível

Transformadores de Distribuição Monofásicos – Fase - Fase								
Potência (kVA)	Tensão (kV)	Corrente Nominal (A)	Corrente Máxima (A)	Inrush (A)	Impedância percentual	Corrente do ponto ANSI (A)	Corrente do ponto ANSI para terra (A)	Elo fusível
5	6,6	0,76	1,42	7,6	2,5	18,9	9,5	1H
10	6,6	1,52	2,84	15,2	2,5	37,9	18,9	2H
15	6,6	2,27	4,26	22,7	2,5	56,8	28,4	3H
25	6,6	3,79	7,10	37,9	2,5	94,7	47,3	5H
30	6,6	4,55	8,52	45,5	2,5	113,6	56,8	6K
45	6,6	6,82	12,78	68,2	2,5	170,5	85,2	8K
50	6,6	7,58	14,20	75,8	2,5	189,4	94,7	8K
5	11,9	0,42	0,79	4,2	2,5	10,5	5,3	1H
7,5	11,9	0,63	1,18	6,3	2,5	15,8	7,9	1H
10	11,9	0,84	1,58	8,4	2,5	21,0	10,5	1H
15	11,9	1,26	2,36	12,6	2,5	31,5	15,8	2H
25	11,9	2,10	3,94	21,0	2,5	52,5	26,3	3H
50	11,9	4,20	7,88	42,0	2,5	105,0	52,5	6K
100	11,9	8,40	15,76	84,0	2,5	210,1	105,0	10K
5	13,8	0,36	0,68	3,6	2,5	9,1	4,5	1H
7,5	13,8	0,54	1,02	5,4	2,5	13,6	6,8	1H
10	13,8	0,72	1,36	7,2	2,5	18,1	9,1	1H
15	13,8	1,09	2,04	10,9	2,5	27,2	13,6	2H
25	13,8	1,81	3,40	18,1	2,5	45,3	22,6	3H
50	13,8	3,62	6,79	36,2	2,5	90,6	45,3	6K
100	13,8	7,25	13,59	72,5	2,5	181,2	90,6	8K
5	23,1	0,22	0,41	2,2	2,5	5,4	2,7	1H
7,5	23,1	0,32	0,61	3,2	2,5	8,1	4,1	1H
10	23,1	0,43	0,81	4,3	2,5	10,8	5,4	1H
15	23,1	0,65	1,22	6,5	2,5	16,2	8,1	1H
25	23,1	1,08	2,03	10,8	2,5	27,1	13,5	1H
50	23,1	2,16	4,06	21,6	2,5	54,1	27,1	3H
100	23,1	4,33	8,12	43,3	2,5	108,2	54,1	6K



	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

Tabela 6 – Dados do transformador e elo fusível

Transformadores de Distribuição Monofásicos – Fase -Terra								
Potência (kVA)	Tensão (kV)	Corrente Nominal (A)	Corrente Máxima (A)	Inrush (A)	Impedância percentual	Corrente do ponto ANSI (A)	Corrente do ponto ANSI para terra (A)	Elo fusível
5	6,6	1,31	2,46	13,1	2,5	32,8	16,4	2H
15	6,6	3,94	7,38	39,4	2,5	98,4	49,2	5H
5	11,9	0,73	1,36	7,3	2,5	18,2	9,1	1H
7,5	11,9	1,09	2,05	10,9	2,5	27,3	13,6	1H
10	11,9	1,46	2,73	14,6	2,5	36,4	18,2	2H
15	11,9	2,18	4,09	21,8	2,5	54,6	27,3	3H
25	11,9	3,64	6,82	36,4	2,5	91,0	45,5	5H
50	11,9	7,28	13,65	72,8	2,5	181,9	91,0	8K
100	11,9	14,56	27,29	145,6	2,5	363,9	181,9	15K
5	13,8	0,63	1,18	6,3	2,5	15,7	7,8	1H
7,5	13,8	0,94	1,76	9,4	2,5	23,5	11,8	1H
10	13,8	1,26	2,35	12,6	2,5	31,4	15,7	2H
15	13,8	1,88	3,53	18,8	2,5	47,1	23,5	3H
25	13,8	3,14	5,88	31,4	2,5	78,4	39,2	5H
50	13,8	6,28	11,77	62,8	2,5	156,9	78,4	8K
100	13,8	12,55	23,53	125,5	2,5	313,8	156,9	15K
5	23,1	0,37	0,70	3,7	2,5	9,4	4,7	1H
7,5	23,1	0,56	1,05	5,6	2,5	14,1	7,0	1H
10	23,1	0,75	1,41	7,5	2,5	18,7	9,4	1H
15	23,1	1,12	2,11	11,2	2,5	28,1	14,1	2H
25	23,1	1,87	3,51	18,7	2,5	46,9	23,4	3H
50	23,1	3,75	7,03	37,5	2,5	93,7	46,9	5H
100	23,1	7,50	14,06	75,0	2,5	187,5	93,7	8K

Tabela 7 - Elos fusíveis para transformadores trifásicos rurais da CPFL Paulista

Potência (kVA)	Elo
15	3H
30	5H
45	5H

	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

Para os transformadores monofásicos com três buchas secundárias, a situação é ainda pior, por que, para o curto-circuito fase-terra no seu lado secundário, a corrente no lado de alta tensão será apenas metade do valor da corrente para um defeito fase-fase. Por exemplo, para o ponto de 30 minutos, a corrente de defeito fase-terra é igual à corrente nominal do equipamento. Recomenda-se que se evite o uso dos transformadores monofásicos com três buchas secundárias, limitando-se ao uso do transformador com duas buchas secundárias.

A NBR 7036 traz uma tabela com recomendações de elos fusíveis para a proteção de diversos transformadores. A comparação dos transformadores comuns entre a NBR 7036 e este documento mostra que na maioria deles, os elos são os mesmos, em poucos casos os elos deste documento são menores que os da NBR e em uma quantidade igual de casos os elos são maiores neste documento.

Para o público interno à CPFL, o dimensionamento dos elos e comentários sobre a proteção pode ser visto no relatório GED 16.627 – Dimensionamento da Proteção de transformadores de distribuição.

Exclusivamente para os de transformadores trifásicos, instalados na zona rural, de propriedade da CPFL Paulista, de 11,9 kV ou 13,8 kV, e que tenham apenas um ou dois consumidores será utilizada a Tabela 7. Nestes casos, a proteção secundária do consumidor protegerá o equipamento contra as sobrecargas e curtos-circuitos externos, ficando o elo fusível apenas para a proteção de defeitos no próprio equipamento ou nos jampes primários.

Para outros casos não previstos neste documento, por exemplo, transformadores em paralelo, a Engenharia de Manutenção e Padrões da CPFL deve ser consultada e fará o estudo para cada situação particular.

7. REGISTRO DE REVISÃO

Alterações efetuadas:

Versão anterior	Data da versão anterior	Alterações em relação à versão anterior
-	-	Versão inicial. Assunto era tratado no GED 2912. Revisão geral do texto e dos elos fusíveis.
1.0	07/10/2015	Corrigidos erros de impressão e referência.

ANEXO I CURTO-CIRCUITO NA BAIXA TENSÃO DO TRANSFORMADOR

Em todos os cálculos e exemplos abaixo foram desprezados os valores das impedâncias da SE e da rede primária. Esses valores quando refletidos ao secundário são bastante baixos. Entretanto, em pontos da rede primária onde $I_{CC_{3F}}$ for igual ou menor que 1.000 A, os mesmos passam a ser significativos e devem ser considerados.

I.1. Curto-circuito trifásico

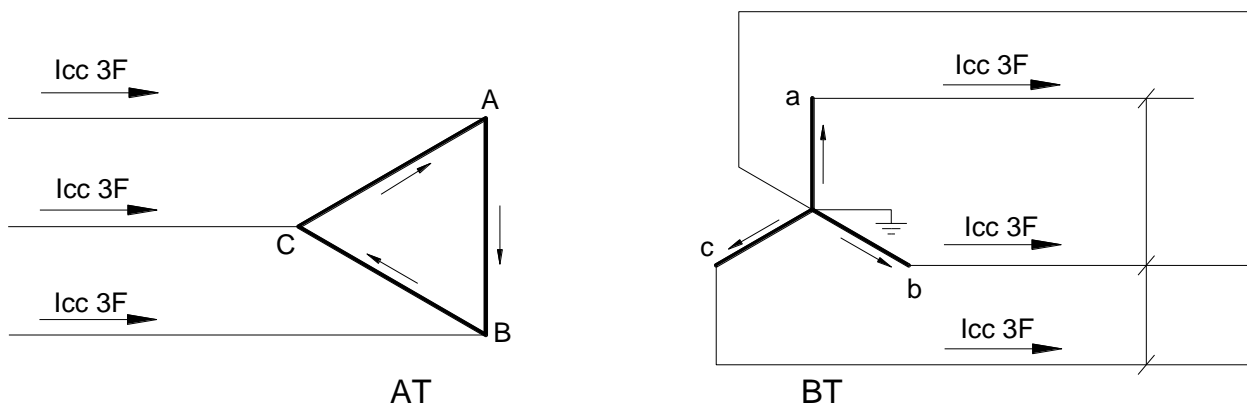


Figura I.1 - Curto-circuito trifásico

$$I_{CC_{3F}(AT)} = I_{CC_{3F}(BT)} \times \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}}$$

Ex.: Calcular o curto-circuito trifásico na saída de um transformador (lado BT) de 45 kVA, tensões 11,9 kV/220-127V, $Z\% = 3,2\%$.

$$I_{CC_{3F}(BT)} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} \times Z_1}$$

$$Z_{1(pu)} = 0,032$$

$$Z_{1(pu)} = Z_{1(ohms)} \frac{VA_{base}}{V_{base}^2}$$

$$0,032 = Z_{1(ohms)} \frac{45.000}{220^2}$$

$$Z_{1(ohms)} = 0,034$$

$$I_{CC_{3F}(BT)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 0,034} = 3.736 \text{ A}$$

Referindo-se ao primário:

$$I_{CC_{3F}(AT)} = I_{CC_{3F}(BT)} \times \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}} A$$

$$I_{CC_{3F}(AT)} = 3736 \times \frac{220}{11900} = 69,1 A$$

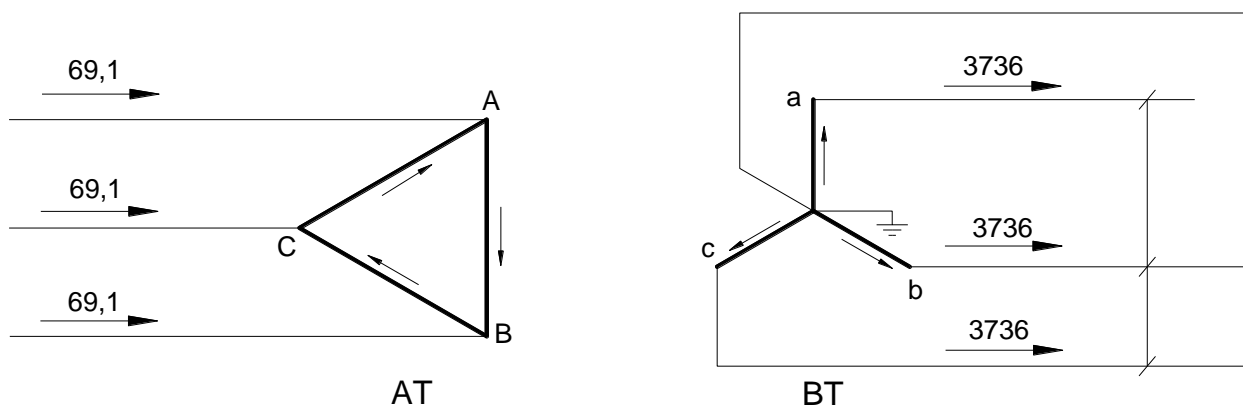


Figura I.2 - Curto-circuito trifásico

I.2. Curto-circuito bifásico

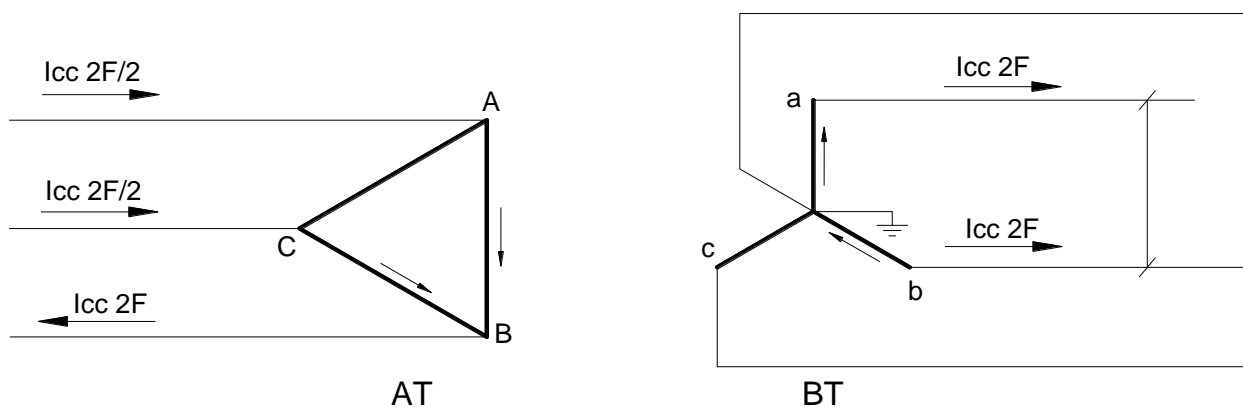


Figura I.3 – Curto-circuito bifásico

$$I_{CC_{2F}(AT)} = I_{CC_{2F}(BT)} \cdot \frac{1}{\cos 30^\circ} \cdot \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}}$$

Como $I_{CC_{2F}(BT)} = I_{CC_{3F}(BT)} \cdot \cos 30^\circ \Rightarrow I_{CC_{2F}(AT)} = I_{CC_{3F}(AT)}$

Nota: essa relação é válida para apenas uma das fases. Nas outras duas fases o valor de corrente é $\frac{I_{CC_{2F}(AT)}}{2}$.

Exemplo: Calcular o curto-circuito bifásico do exemplo anterior.

$$I_{CC_{2F}(BT)} = \frac{V_{ff}}{2Z_1}$$

$$I_{CC_{2F}(BT)} = \frac{220}{2 \cdot 0,034} = 3.235 \text{ A}$$

Referindo-se ao primário:

$$I_{CC_{2F}(AT)} = I_{CC_{2F}(BT)} \cdot \frac{1}{\cos 30^\circ} \cdot \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}}$$

$$I_{CC_{2F}(AT)} = 3235 \cdot \frac{1}{\cos 30^\circ} \cdot \frac{220}{11900} = 69,1 \text{ A}$$

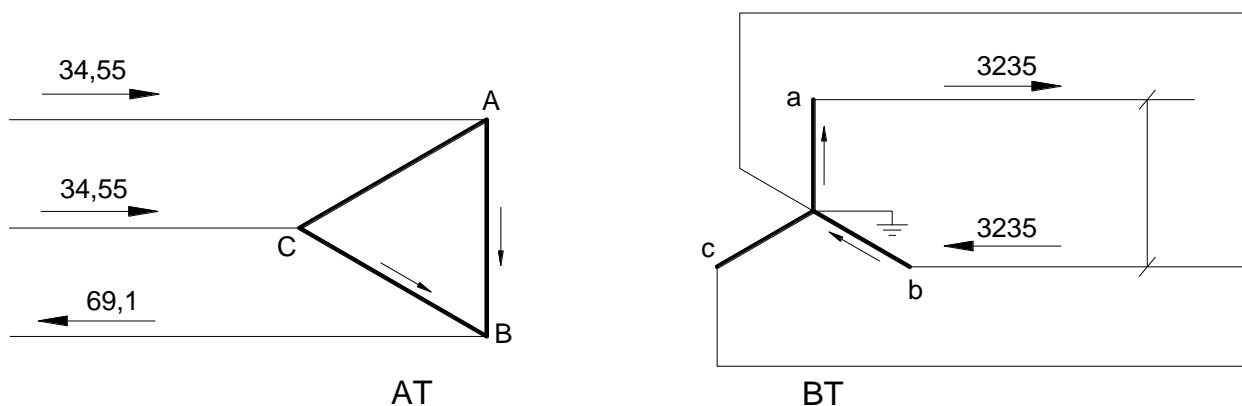


Figura I.4 - Curto-circuito bifásico

I.3. Curto-circuito fase terra

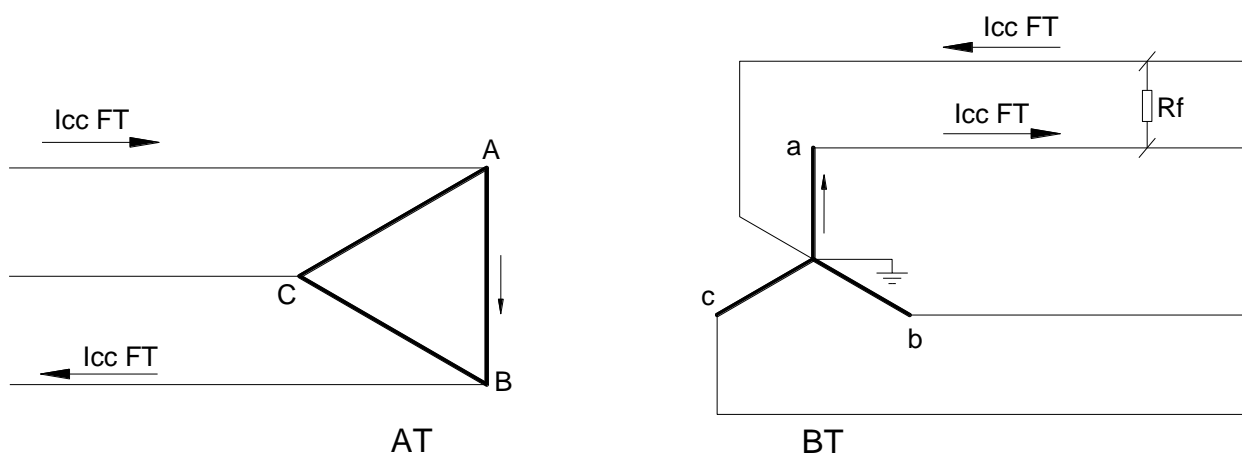



Figura I.5 - Curto-circuito fase-terra

$$I_{CC_{FT}(AT)} = I_{CC_{FT}(BT)} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}}$$

	Tipo de Documento: Orientação Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Proteção de transformadores de distribuição

1.3.1. Considerando $R_f = 0$

$$I_{CC_{FT}} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{ff}}{2Z_1 + Z_0}$$

Para transformadores: $Z_0 = Z_1$, portanto:

$$I_{CC_{FT}} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{ff}}{3Z_1} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3}Z_1} = I_{CC_{3F}}$$

Portanto:

$$I_{CC_{FT(BT)}} = I_{CC_{3F(BT)}}$$

A corrente no lado de alta tensão é:

$$I_{CC_{FT(AT)}} = I_{CC_{FT(BT)}} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}} \quad \text{ou} \quad I_{CC_{FT(AT)}} = I_{CC_{3F(BT)}} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}}$$

$$I_{CC_{FT(AT)}} = I_{CC_{3F(AT)}} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$$

1.3.2. Considerando $R_f \neq 0$

$$I_{CC_{FT}} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{ff}}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f}$$

Exemplo para um curto-circuito na saída de um transformador de 112,5 kVA; 11,9 kV-220/127, $R_f = 10 \Omega$, $Z=3,5 \%$.

$$Z_{1TRAFO (ohms)} = Z_{1TRAFO pu} \frac{V^2}{VA_{base}}$$

$$Z_{1TRAFO (ohms)} = 0,035 \frac{220^2}{112500} = 0,015$$

$$I_{CC_{FT(BT)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 220}{2 \cdot 0,015 + 0,015 + 3 \cdot 10}$$

$$I_{CC_{FT(BT)}} = 12,7 \text{ A}$$

$$I_{CC_{FT(AT)}} = I_{CC_{FT(BT)}} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{(BT)}}{V_{(AT)}}$$

$$I_{CC_{FT(AT)}} = 12,7 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{220}{11900} = 0,14 \text{ A}$$

Portanto para curto-circuito fase terra no lado BT de um transformador, mesmo que R_f seja baixa, a corrente de curto-circuito que flui no primário é muito baixa, tornando difícil a atuação do elo fusível de proteção.

N.Documento: 16628	Categoria: Instrução	Versão: 1.1	Aprovado por: Marcelo Moraes	Data Publicação: 02/08/2016	Página: 16 de 20
-----------------------	-------------------------	----------------	---------------------------------	--------------------------------	---------------------

Nota: Foram desprezadas as impedâncias da SE e da rede primária, pois os valores das mesmas refletidas no secundário são muito baixos comparados com o valor de R_f .

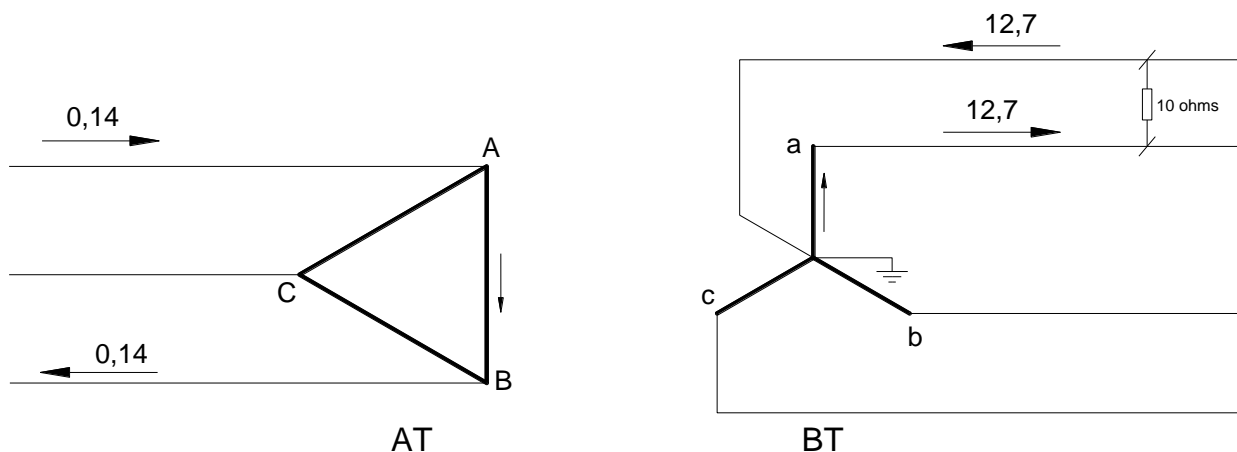


Figura I.6 - Curto-circuito fase-terra

I.4. Transformadores monofásicos com duas buchas secundárias

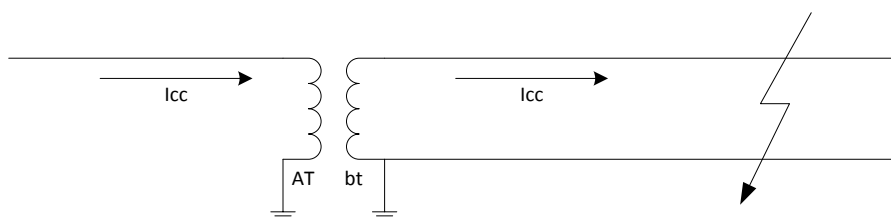


Figura I.7 - Curto-circuito fase-terra

Como só existe uma tensão no lado secundário do transformador, só existe uma corrente de curto-circuito, que pode ser calculado por:

$$I_{CC_{bt}} = \frac{V_{bt}}{Z}$$

$$I_{CC_{AT}} = I_{CC_{bt}} \times \frac{V_{bt}}{V_{AT}}$$

Exemplo: Calcular o curto-circuito na saída de um transformador (lado BT) de 15 kVA, tensões 7967 kV-220V, $Z\% = 2,5\%$.

$$I_{CC_{bt}} = \frac{V_{bt}}{Z}$$

$$Z_{pu} = 0,025$$

$$Z_{pu} = Z_1 \times \frac{VA_{base}}{V_{base}^2}$$

$$0,025 = Z_1 \times \frac{15000}{220^2}$$

$$Z_1 = 0,0807\Omega$$

$$I_{cc_{bt}} = \frac{220}{0,0807} = 2.727A$$

Referindo-se ao primário:

$$I_{cc_{AT}} = I_{cc_{bt}} \times \frac{V_{bt}}{V_{AT}}$$

$$I_{cc_{AT}} = 2727 \times \frac{220}{7967} = 75,3A$$

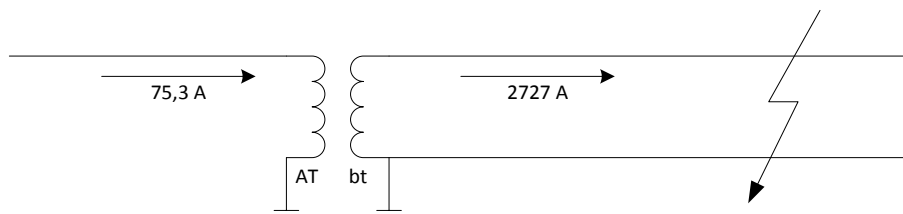


Figura I.8 - Curto-circuito fase-terra

Para os transformadores cuja ligação primária é entre duas fases, os cálculos são exatamente iguais, usando-se a tensão primária adequada.

I.5. Transformador monofásico com três buchas secundárias

Para os transformadores com três buchas secundárias, existem dois curtos-circuitos secundários possíveis: entre uma fase e a terra e entre as fases.

Para o curto-circuito entre fases:

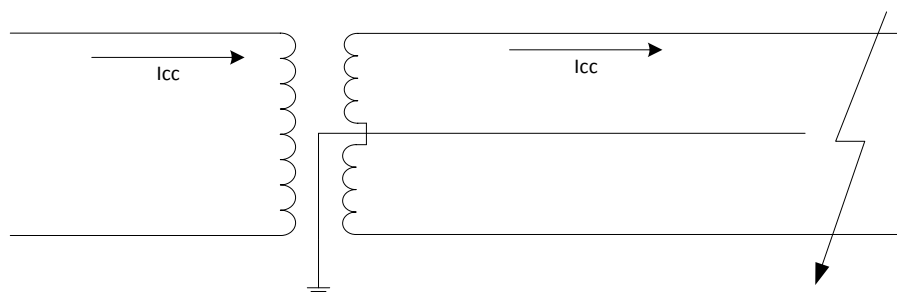


Figura I.9 - Curto-circuito fase-fase

$$I_{cc_{bt}} = \frac{V_{ff}}{2Z}$$

$$I_{cc_{AT}} = I_{cc_{bt}} \times \frac{2 \times V_{bt}}{V_{AT}}$$

Exemplo: Calcular o curto-circuito fase-fase na saída de um transformador (lado BT) de 30 kVA, tensões 13800 kV-127/254 V, $Z\% = 2,5\%$.

$$I_{CC_{bt}} = \frac{V_{ff}}{2Z}$$

$$Z_{pu} = 0,025$$

$$Z_{pu} = Z_1 \times \frac{VA_{base}}{V_{base}^2}$$

$$0,025 = Z_1 \times \frac{30000}{254^2}$$

$$Z_1 = 0,0538\Omega$$

$$I_{CC_{bt}} = \frac{254}{2 \times 0,0538} = 2361A$$

Referindo-se ao primário:

$$I_{CC_{AT}} = I_{CC_{bt}} \times \frac{2 \times V_{bt}}{V_{AT}}$$

$$I_{CC_{AT}} = 2361 \times \frac{2 \times 127}{13800} = 43,4A$$

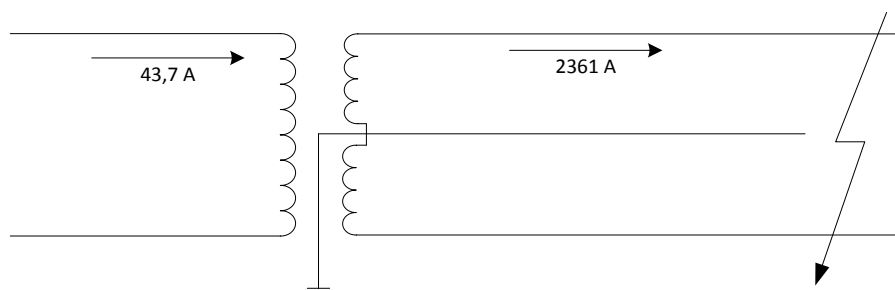


Figura I.10 - Curto-circuito fase-fase

Para o curto-circuito fase-terra:

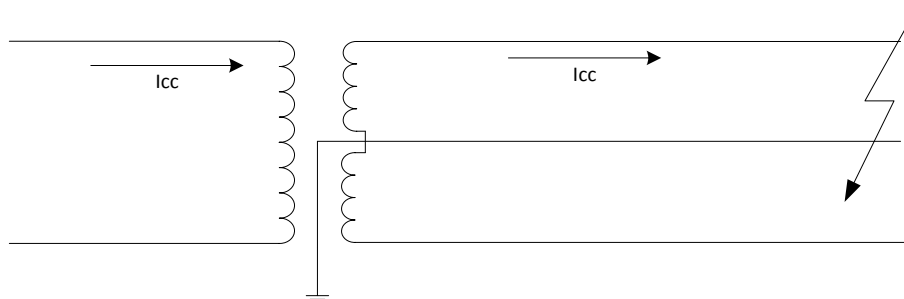


Figura I.11 - Curto-circuito fase-terra

$$I_{CC_{bt}} = \frac{V_{ft}}{Z}$$

$$I_{CC_{AT}} = I_{CC_{bt}} \times \frac{V_{bt}}{V_{AT}}$$

Exemplo: Calcular o curto-circuito fase-terra na saída de um transformador (lado BT) de 30 kVA, tensões 13800 kV-127/254V, Z% = 2,5%.

$$I_{CC_{bt}} = \frac{V_{ft}}{Z}$$

$$Z_{pu} = 0,025$$

$$Z_{pu} = Z_1 \times \frac{VA_{base}}{V_{base}^2}$$

$$0,025 = Z_1 \times \frac{30000}{254^2}$$

$$Z_1 = 0,0538\Omega$$

$$I_{CC_{bt}} = \frac{127}{0,0538} = 2361A$$

Referindo-se ao primário:

$$I_{CC_{AT}} = I_{CC_{bt}} \times \frac{V_{bt}}{V_{AT}}$$

$$I_{CC_{AT}} = 2361 \times \frac{127}{13800} = 21,7A$$

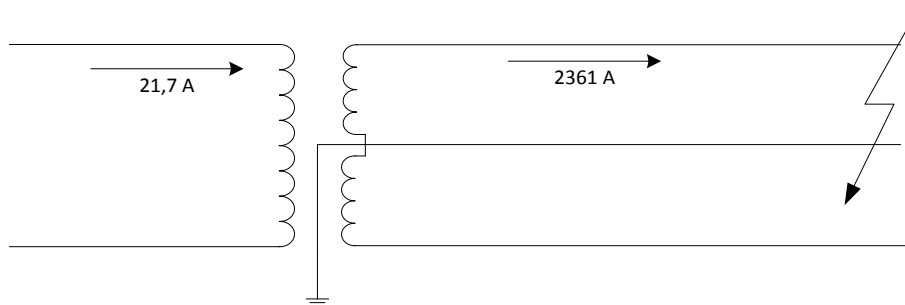


Figura I.12 - Curto-circuito fase-terra

Note que as correntes no lado de baixa tensão serão iguais para os dois tipos de curtos-circuitos, o que implica que, no lado de alta tensão, a corrente do curto-circuito fase-fase é o dobro da corrente de curto-circuito fase-terra.