

TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA - TEORIA E APLICAÇÃO
TÓPICOS ESSENCIAIS

DANIEL DA SILVA NOGUEIRA

DIEGO PRANDINO ALVES

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Aprovada por:



Prof. Ivan Herszterg, M.Sc

(Orientador)



Prof. Maria Karla Vervloet Sollero, D.Sc



Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D

RIO DE JANEIRO – BRASIL

ABRIL 2009

AGRADECIMENTOS

A Deus, primeiramente pela fé concedida, depois pela minha saúde, perseverança e inteligência e por colocar pessoas especiais ao meu lado.

Aos meus pais e minha irmã, por todo apoio afetivo e material em toda a minha caminhada e por estarem sempre do meu lado em todos os momentos importantes da minha vida.

Aos meus mestres que, além de ensinar o conteúdo acadêmico, ensinaram a olhar o mundo de uma forma mais madura e profissional, e de forma especial ao mestre e orientador Ivan Herszterg, pela oportunidade e paciência em orientar-nos neste trabalho.

Aos amigos do Centro cultural universitário Botafogo, especialmente a João Malheiro, que sempre foi um amigo em que pude confiar.

Aos meus amigos de faculdade que me ensinaram a compartilhar pensamentos e jeitos diferentes de agir.

A Diego Prandino Alves, pela perseverança e esforço para a finalização deste trabalho.

DANIEL DA SILVA NOGUEIRA

A Deus, por me dar saúde, perseverança e sabedoria para concluir mais uma etapa em minha vida.

À minha linda Roberta, pela incessante paciência, compreensão, companheirismo, por sempre acreditar em meu potencial e, acima de tudo, pelo seu amor.

Aos meus pais, avós e irmã, pela educação, apoio e incentivo, e por sempre estarem ali quando precisei.

Aos meus mestres que, de uma ou outra forma, ajudaram a construir-me como profissional e a concluir esta jornada acadêmica; especialmente ao mestre e orientador Ivan Herszterg, pela oportunidade e paciência em orientar-nos neste trabalho.

Aos amigos da SUSEP, especialmente a Eduardo Santos Rente, que sempre me ofereceu meios adequados para que pudesse estudar e obter o título de Engenheiro.

A todos os colegas de trabalho e de faculdade pelo apoio e paciência ao longo do curso, em especial aos amigos Tadeu José Campos Magalhães, Conrado Gornic, e, claro, Daniel Nogueira, cujo esforço foi fundamental para a qualidade e para conclusão deste trabalho.

DIEGO PRANDINO ALVES

Resumo do projeto apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA - TEORIA E APLICAÇÃO
TÓPICOS ESSENCIAIS

DANIEL DA SILVA NOGUEIRA

DIEGO PRANDINO ALVES

Abril/2009

Orientador: Prof. Ivan Herszterg, M.Sc

Transformadores de potência são equipamentos essenciais em qualquer sistema elétrico onde seja necessária a interligação de subsistemas com diferentes níveis de tensão.

Por sua importância e pelo seu alto custo, faz-se necessário que o projeto e aplicação destes equipamentos sejam feitos de forma correta, minimizando ou eliminando, assim, perdas financeiras e riscos às instalações e à vida humana.

Este trabalho consolida informações essenciais acerca dos transformadores de potência, desde sua teoria básica, até técnicas de proteção recentemente desenvolvidas.

Abstract of the project presented to the Electrical Engineering Department of Federal University of Rio de Janeiro's Polytechnic School, as partial fulfillment of the requirements for the degree of Electrical Engineer

POWER TRANSFORMERS – THEORY AND APPLICATION
ESSENTIAL TOPICS

DANIEL DA SILVA NOGUEIRA

DIEGO PRANDINO ALVES

April/2009

Advisor: Prof. Ivan Herszterg, M.Sc

Power transformers are fundamental devices for interconnecting power systems that are on different voltage levels.

Due to their relevancy and high cost, it is vital that their project and application are done correctly, minimizing or eliminating financial loss and risks of plant and human damage.

This work consolidates fundamental information about power transformers, from basic concepts to recently developed protection techniques.

SUMÁRIO SINTÉTICO

AGRADECIMENTOS	ii
SUMÁRIO SINTÉTICO.....	vi
SUMÁRIO ANALÍTICO.....	vii
1 INTRODUÇÃO	1
2 CONCEITOS FUNDAMENTAIS	2
3 AUTOTRANSFORMADORES, TRANSFORMADORES DE MÚLTIPLOS ENROLAMENTOS E TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	38
4 ASPECTOS CONSTRUTIVOS DOS TRANSFORMADORES	90
5 PROTEÇÃO BÁSICA DOS TRANSFORMADORES.....	133
6 OUTRAS PROTEÇÕES DOS TRANSFORMADORES	158
7 CONCLUSÃO.....	187
ANEXO A.....	189
ANEXO B.....	191
ANEXO C.....	192
ANEXO D.....	196
BIBLIOGRAFIA	199

SUMÁRIO ANALÍTICO

AGRADECIMENTOS	ii
Resumo	iv
Abstract	v
SUMÁRIO SINTÉTICO.....	vi
SUMÁRIO ANALÍTICO.....	vii
1 INTRODUÇÃO	1
2 CONCEITOS FUNDAMENTAIS	2
2.1 Definição	2
2.2 Normas Técnicas Aplicáveis	3
2.3 Transformadores: caso ideal.....	5
2.4 Transformadores: caso real.....	9
2.4.1 Relação de transformação.....	10
2.4.2 Perdas	12
2.4.3 Corrente de excitação	14
2.4.4 Polaridade	16
2.4.5 Circuito equivalente e seus elementos.....	18
2.4.5.1 Perda no cobre	18
2.4.5.2 Reatância de dispersão (X_D)	21
2.4.5.3 Reatância de magnetização (X_m).....	22
2.4.5.4 Perdas no núcleo (G_m)	24
2.4.5.5 Circuito equivalente.....	24
2.5 Ensaio de curto-circuito e de circuito aberto	27
2.5.1 Ensaio de curto-circuito.....	27
2.5.2 Ensaio de circuito aberto	30
2.6 Regulação de tensão	34
2.7 Rendimento.....	36
2.8 Referências	36
3 AUTOTRANSFORMADORES, TRANSFORMADORES DE MÚLTIPLOS ENROLAMENTOS E TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	38
3.1 Autotransformadores	38
3.1.1 Características Básicas	38
3.1.2 Relações de tensão e de corrente no autotransformador.....	39
3.1.3 Determinação da impedância série	41
3.1.4 Vantagens e desvantagens do autotransformador.....	44
3.1.4.1 Aumento de potência nominal.....	44
3.1.4.2 Reduzida impedância série	47
3.1.4.3 Rendimento elevado	51
3.1.4.4 Resumo das principais vantagens e desvantagens do autotransformador	52
3.2 Transformadores de múltiplos enrolamentos	53
3.2.1 Circuito equivalente para o transformador monofásico de múltiplos enrolamentos.....	54

3.3	Transformadores monofásicos ligados em bancos	55
3.4	Transformadores trifásicos	58
3.4.1	Ligação estrela – estrela (Y-Y).....	58
3.4.1.1	Aterramento do neutro.....	60
3.4.1.2	Vantagens da conexão Y-Y	62
3.4.1.3	Desvantagens da conexão Y-Y	62
3.4.1.4	Ferromressonância.....	63
3.4.2	Ligação estrela – delta (Y- Δ).....	64
3.4.3	Ligação delta – estrela (Δ -Y).....	66
3.4.4	Ligação delta – delta (Δ - Δ).....	67
3.4.5	Ligação Δ -zigzag	68
3.5	Transformação trifásica com dois transformadores monofásicos	70
3.5.1	Conexão delta aberto (V-V)	70
3.5.2	Conexão estrela aberto – delta aberto.....	72
3.5.3	Conexão T-T.....	72
3.5.4	Ligação Scott	74
3.6	Transformadores de Potência e sua função de controle	81
3.6.1	Introdução.....	81
3.6.2	Transformador com comutação de <i>taps</i>	84
3.6.3	Transformador regulador de módulo de tensão.....	84
3.6.4	Transformador regulador de fase de tensão (defasador)	86
3.7	Referências	88
4	ASPECTOS CONSTRUTIVOS DOS TRANSFORMADORES	90
4.1	Introdução.....	90
4.2	Considerações mecânicas	90
4.3	Tipos de núcleo.....	91
4.3.1	Núcleo do tipo envolvido	91
4.3.2	Núcleo do tipo envolvente.....	94
4.3.3	<i>Wound Core</i> (ou núcleo enrolado).....	95
4.4	Lâminas para a formação do núcleo	97
4.5	Tipos de materiais utilizados no núcleo	98
4.5.1	Aço-silício	98
4.5.2	Ferro-níquel	99
4.5.3	Ligas de cobalto.....	99
4.5.4	Núcleos em pó de ferro.....	100
4.5.5	Núcleos de liga ferrosa em pó	100
4.5.6	Núcleos de molibdênio em pó	100
4.5.7	Núcleos de ferro-níquel em pó	101
4.5.8	Materiais amorfos	101
4.6	Métodos construtivos das bobinas dos transformadores	102
4.6.1	Introdução.....	102
4.6.2	Tipos construtivos dos enrolamentos	104
4.6.2.1	Enrolamentos tipo “panqueca”	104
4.6.2.2	Enrolamentos em camadas	105
4.6.2.3	Enrolamentos helicoidais.....	106
4.6.2.4	Enrolamentos em disco.....	107
4.7	Sistema de isolamento	108
4.7.1	Introdução.....	108
4.7.2	Tempo de vida do material isolante sólido.....	109

4.7.3	Corona	110
4.7.4	Materiais utilizados no isolamento	111
4.7.4.1	Isolação sólida	111
4.7.4.2	Líquido isolante	112
4.7.4.2.1	Função do óleo isolante	113
4.7.4.2.2	Parâmetros que influenciam sua degradação	114
4.8	Buchas	115
4.8.1	Introdução	115
4.8.2	Tipos de buchas	115
4.8.2.1	Classificação quanto ao meio de isolação dos terminais	116
4.8.2.2	Classificação segundo a construção	117
4.8.2.2.1	Tipo sólido	117
4.8.2.2.2	Tipo condensador	118
4.8.2.3	Classificação segundo o isolamento dentro bucha	119
4.8.2.3.1	Buchas isoladas a ar	119
4.8.2.3.2	Buchas isoladas a óleo	120
4.8.2.3.3	Buchas de isolamento a papel impregnado a óleo	120
4.8.2.3.4	Buchas isoladas a gás	120
4.8.2.3.5	Buchas isoladas a resina	121
4.8.3	Bucha com transformador de potencial	121
4.8.4	Buchas com transformador de corrente	123
4.9	Tanques	123
4.9.1	Tanque selado	123
4.9.2	Tanque com conservador de óleo	124
4.9.3	Tanque com duplo conservador selado a gás e óleo	126
4.9.4	Sistema de conservação de óleo com cilindro de nitrogênio	127
4.10	Sistema de refrigeração do transformador	128
4.11	Instalação e energização dos transformadores de potência	132
4.12	Referências	132
5	PROTEÇÃO BÁSICA DOS TRANSFORMADORES	133
5.1	Introdução	133
5.2	Relés de proteção dos transformadores	134
5.2.1	Classificação quanto ao tipo de acionamento	134
5.2.2	Classificação quanto ao tipo de temporização	134
5.2.3	Classificação quanto à função de proteção	135
5.2.4	Classificação quanto à tecnologia	135
5.3	Proteção diferencial do transformador	136
5.3.1	Relé diferencial comum	137
5.3.2	Relé diferencial percentual	138
5.3.2.1	Corrente de <i>inrush</i> , sobre-excitação e saturação do TC	141
5.3.2.1.1	Corrente de <i>inrush</i>	142
5.3.2.1.2	Corrente de restabelecimento de <i>inrush</i>	146
5.3.2.1.3	<i>Sympathetic inrush</i>	147
5.3.2.1.4	Sobre-excitação do transformador	148
5.3.2.1.5	Saturação dos transformadores de corrente	148
5.3.3	Relés diferenciais percentual com restrição de harmônica	149
5.4	Proteção de sobrecorrente de fase e de neutro	150
5.4.1	Sobrecorrente temporizada e instantânea de fase	151
5.4.2	Sobrecorrente temporizada e instantânea de neutro	152

5.4.3	Sobrecorrente temporizada e instantânea de terra de alta sensibilidade.....	153
5.5	Outros equipamentos de proteção para transformadores.....	154
5.5.1	Proteção contra falha de disjuntor	154
5.5.2	Proteção de carcaça do transformador.....	155
5.5.3	Proteção contra sobretensão	156
5.5.4	Relé de bloqueio	156
5.5.5	Referências	156
6	OUTRAS PROTEÇÕES DOS TRANSFORMADORES	158
6.1	Relés de temperatura	158
6.2	Válvula de alívio de pressão.....	159
6.3	Relé Buchholz	160
6.4	<i>Transformer Protector</i>	162
6.4.1	Introdução.....	162
6.4.2	Estudos sobre falhas	163
6.4.3	Funcionamento do <i>Transformer Protector</i>	165
6.4.3.1	Visão geral.....	165
6.4.3.2	Princípios de funcionamento do <i>TP</i>	166
6.4.3.3	Fenômenos físicos internos e funcionamento do <i>TP</i>	170
6.4.4	Componentes do <i>TP</i>	176
6.4.4.1	Conjunto de despressurização horizontal para transformadores	176
6.4.4.2	Conjunto de despressurização vertical para transformadores.....	177
6.4.4.3	Conjunto de despressurização para comutadores sob carga.....	178
6.4.4.4	Tanque de separação de óleo e gases.....	180
6.4.4.5	Conjunto de eliminação de gases explosivos	181
6.4.4.6	Válvula <i>shutter</i> do conservador.....	182
6.4.4.7	Painel de controle	183
6.4.5	Instalação em equipamentos existentes	184
6.4.6	Considerações finais sobre o <i>TP</i>	185
6.5	Referências	186
7	CONCLUSÃO.....	187
	ANEXO A.....	189
	ANEXO B.....	191
	ANEXO C.....	192
	ANEXO D.....	196
	BIBLIOGRAFIA	199

Esta obra foi elaborada de acordo com as novas regras ortográficas do Acordo Ortográfico da
Língua Portuguesa de 1990.

1 INTRODUÇÃO

Dado o importante papel que os transformadores de potência desempenham, o seu altíssimo custo (em geral, são os equipamentos mais caros de uma planta), e as peculiaridades envolvidas nas fases de projeto, transporte, montagem, energização, operação e proteção, é de suma importância que os profissionais envolvidos em qualquer uma destas etapas estejam devidamente capacitados e que tenham ciência dos aspectos particulares atinentes ao equipamento com o qual estão lidando.

A literatura, em geral, aborda os diversos assuntos referentes aos transformadores de potência de forma esparsa e/ou superficial, carecendo os estudiosos e interessados neste equipamento de uma obra em vernáculo que abranja de uma forma mais completa e consolidada tópicos referentes aos transformadores de potência.

Esta obra tem como objetivo consolidar as matérias relevantes sobre os transformadores de potência, no que tange à sua teoria básica de funcionamento e aos aspectos relacionados à sua operação, projeto, construção, e proteção, incluindo técnicas antiexplosão recentemente desenvolvidas.

2 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

2.1 Definição

Transformadores são equipamentos utilizados para transferir energia de um lado do circuito para o outro, através de um fluxo magnético comum a ambos os lados. Com exceção do autotransformador, não há conexão elétrica entre as partes dos circuitos interligados por meio deste equipamento.

De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), um transformador é definido como um equipamento elétrico estático que, por indução eletromagnética, transforma tensão e corrente alternadas entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência¹.

A *International Electrotechnical Commission* (IEC) define o transformador de potência como um equipamento estático, com dois ou mais enrolamentos, que, por indução eletromagnética, converte um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema, sendo este, geralmente, de tensão e corrente diferentes do sistema original, mantida a frequência. A referida norma ainda especifica que tal conversão visa à transmissão da potência elétrica.²

As definições acima não são completas, uma vez que não contemplam a função de controle que o transformador de potência pode desempenhar. Ao operar como equipamento de controle, seu objetivo principal não é transformar grandes quantidades de energia, mas sim produzir pequenas variações de tensão – em torno de $\pm 10\%$ –, de fase ou ambos. Tais equipamentos são construídos de forma que a sua relação de transformação possa ser alterada em vazio ou mesmo sob carga, com o auxílio de motores. Os transformadores com função de controle serão analisados na seção 3.6.

¹ Definição conforme a norma NBR 5356-1 de 2007.

² Definição conforme a norma internacional IEC 60076 de 2008.

O *American National Standards Institute* (ANSI) e o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) consideram a função de controle do transformador de potência, definindo-o como um equipamento estático, desprovido de partes sujeitas a **movimento contínuo**, utilizado em sistemas elétricos para transferir potência entre circuitos por meio de indução eletromagnética.³

2.2 Normas Técnicas Aplicáveis

A normalização facilita a troca de informações entre clientes e fornecedores, reduz as variedades de equipamentos e permite a padronização de procedimentos – inclusive produtivos –, aumentando a economia na produção e na utilização de equipamentos e serviços. Outro benefício, é a definição de requisitos técnicos mínimos que permitem aferir a qualidade do equipamento e oferecem maior confiança na proteção da vida humana e do meio ambiente.

Algumas das principais normas técnicas aplicáveis aos transformadores de potência e a ele relacionadas são descritas no Quadro 1.1:

NORMA/ANO	DESCRIÇÃO
NBR 5356-1/2007	Transformadores de potência – Parte 1: Generalidades
NBR 5356-2/2007	Transformadores de potência – Parte 2: Aquecimento
NBR 5356-3/2007	Transformadores de potência – Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar
NBR 5356-4/2007	Transformadores de potência – Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores

³ Definição conforme a norma ANSI/IEEE C57.12.00 de 2006.

NORMA/ANO	DESCRIÇÃO
NBR 5356-5/2007	Transformadores de potência – Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos
NBR 10295/1988	Transformadores de potência secos
NBR 12454/1990	Transformadores de potência de tensões máximas até 36,2 kV e potência de 225 kVA até 3750 kVA
ANSI/IEEE C57.12.00/2006	<i>General requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers</i>
IEC 60076/2008	<i>Power transformers</i>

Quadro 1.1 – Principais normas técnicas aplicáveis aos transformadores de potência.

O Quadro 1.2 relaciona outras normas úteis ao projeto e à correta utilização dos transformadores de potência:

NORMA/ANO	DESCRIÇÃO
NBR 5416/1997	Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento
NBR 5458/1986	Transformadores de potência – Terminologia
NBR 7036/1990	Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes
NBR 7037/1993	Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral
NBR 8153/1983	Guia de aplicação de transformadores de potência
NBR 8926/1985	Guia de aplicação de relés para a proteção de transformador
NBR 9368/1986	Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV – Características elétricas e mecânicas
NBR 12455/1990	Indicador, detetor e transdutor de temperatura do óleo e do enrolamento para transformadores de potência nominal acima de 500 kVA

NORMA/ANO	DESCRIÇÃO
NBR 12456/1990	Indicador magnético de nível de óleo, relé detector de gás tipo Buchholz e respirador do conservador de óleo para transformadores de potência nominal acima de 500 kVA
NBR 12457/1990	Dispositivo de alívio de pressão para transformadores de potência acima de 500 kVA
NBR 12458/1990	Válvulas para transformadores de potência acima de 500 kVA - Características mecânicas
NBR 13297/1995	Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência secos
NBR 15633/2008	Ensaio não destrutivo – Emissão acústica – Detecção e localização de descargas parciais e anomalias térmicas e mecânicas (DPATM) em transformadores de potência e reatores isolados a óleo

Quadro 1.2 – Outras normas técnicas aplicáveis aos transformadores de potência.

2.3 Transformadores: caso ideal

O transformador de potência pode ser provido de dois ou mais enrolamentos acoplados por um fluxo magnético mútuo.

A Fig. 2.1 ilustra um transformador ideal de dois enrolamentos. Por transformador ideal entende-se aquele cujas perdas decorrentes de sua operação em regime permanente, à frequência industrial constante, podem ser desprezadas, ou seja: resistências dos enrolamentos desprezíveis; fluxo magnético completamente confinado no núcleo, concatenando-se com ambos os enrolamentos; perdas no núcleo desprezíveis, e; permeância do núcleo infinita. Obviamente, estas condições são apenas considerações práticas, e nunca são atingíveis no transformador real.

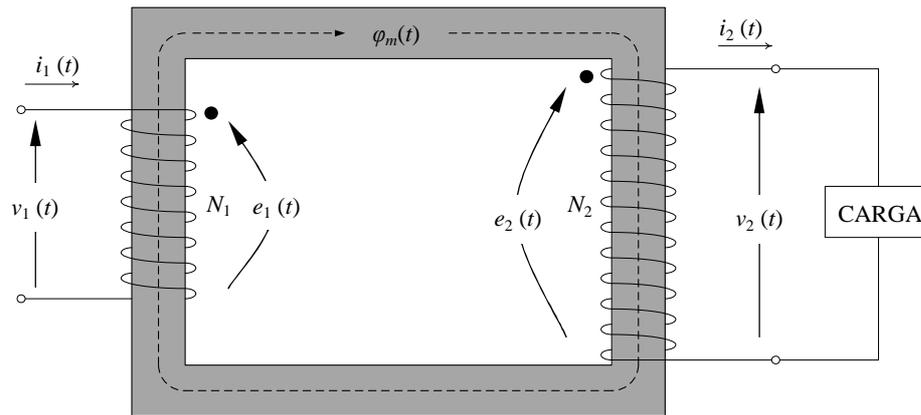


Figura 2.1 – Transformador ideal
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*.)

Quando a um dos enrolamentos – que chamaremos de lado primário⁴ – é aplicada uma tensão variante no tempo $v_1(t) = V_1 \text{sen}(\omega t)$, um fluxo magnético mútuo $\varphi_m(t)$, também variante no tempo, percorre o núcleo do transformador, cujo valor é dado por⁵:

$$\varphi_m(t) = \frac{V_1}{\omega N_1} \cos(\omega t), \quad (2.1)$$

onde V_1 é a amplitude da tensão aplicada, N_1 é o número de espiras do primário e ω é a frequência angular da tensão aplicada, em radianos por segundo.

Este fluxo, então, concatena com o próprio primário, surgindo uma força eletromotriz – fem – $e_1(t)$ em seus terminais, cuja amplitude depende do número de espiras do primário (N_1), da amplitude do fluxo magnético $\varphi_m(t)$ e da sua frequência. De acordo com a Lei de Lenz⁶, a tensão $e_1(t)$ será tal que se oporá instantaneamente a $v_1(t)$, no sentido de anulá-la.

⁴ A definição de primário e secundário pode se tornar confusa para transformadores através dos quais a potência flui em ambas as direções. Para evitar tal confusão, frequentemente a literatura se refere aos terminais do transformador de potência como terminais ou lado de alta tensão e terminais ou lado de baixa tensão.

⁵ Esta relação pode ser facilmente obtida a partir da Eq. 2.2. Lembramos que, para a dedução da Eq. 2.1, considerou-se o transformador ideal, ou seja, desprezaram-se todas as perdas.

⁶ Heinrich Lenz ensinou, em 1833, que “a ação eletrodinâmica de uma corrente induzida opõe-se igualmente à ação mecânica que a induziu”. Entretanto, a causa não precisa necessariamente ser uma ação mecânica, podendo ser também uma variação do fluxo concatenado. Assim sendo, em todos os casos de indução eletromagnética, uma fem induzida fará com que a corrente elétrica circule em um circuito fechado, num sentido tal que seu efeito magnético se oponha à variação que a produziu.

Da mesma forma, o fluxo $\varphi_m(t)$ concatenará com o secundário, surgindo nos terminais deste uma fem induzida $e_2(t)$, cuja amplitude depende do número de espiras do secundário (N_2), da amplitude do fluxo magnético $\varphi_m(t)$ e da sua frequência.

É também decorrência da Lei de Lenz o fato de as correntes $i_1(t)$ e $i_2(t)$ possuírem direções opostas entre si. Isso porque $i_1(t)$ produz $\varphi_m(t)$, que por sua vez produz $i_2(t)$ e, logo, $i_2(t)$ tentará anular $i_1(t)$.

Segundo a Lei de Faraday, na condição ideal, pode-se escrever que

$$e_1(t) = \frac{d\lambda_1(t)}{dt} = N_1 \frac{d\varphi_m(t)}{dt}, \quad (2.2)$$

onde $\lambda_1(t)$ é o fluxo concatenado com o primário, em weber-espiras. Como no caso ideal desconsideram-se as perdas, concluímos que $v_1(t) = e_1(t)$.

Uma importante relação pode ser obtida da Eq. (2.2). Considere uma tensão

$e_1(t) = E_1 \text{sen}(\omega t) = \sqrt{2}E_1^{\text{RMS}} \text{sen}(2\pi ft)$ aplicada ao primário. Pode-se escrever:

$$\varphi_m(t) = \frac{1}{N_1} \int e_1(t) dt = \frac{\sqrt{2}E_1^{\text{RMS}}}{N_1} \int \text{sen}(2\pi ft) dt \quad (2.3)$$

$$\varphi_m(t) = -\frac{\sqrt{2}E_1^{\text{RMS}}}{2\pi f N_1} \cos(2\pi ft) dt \quad (2.4)$$

$$\Phi_m = \frac{\sqrt{2}E_1^{\text{RMS}}}{2\pi f N_1} \quad (2.5)$$

onde Φ_m é a amplitude do fluxo magnético $\varphi_m(t)$ e E_1^{RMS} é o valor eficaz de $e_1(t)$.

Da Eq. (2.5), tem-se que o valor eficaz da tensão $e_1(t)$ é⁷:

$$E_1^{\text{RMS}} = \frac{2\pi f N_1 \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44 f N_1 \Phi_m \quad (2.6)$$

⁷ A literatura frequentemente apresenta a expressão $E_1^{\text{RMS}} = 4,44 f N_1 \Phi_m \times 10^{-8}$. Esta expressão utiliza o sistema CGS, onde o fluxo magnético não é expresso em webers [Wb], mas em maxwells [Mx]. Assim, $1 \text{ Mx} = 1 \text{ gauss} \times 1 \text{ cm}^2 = 10^{-8} \text{ Wb}$.

A Eq. (2.6) é a equação fundamental para a tensão induzida. Dela conclui-se que a tensão eficaz induzida é diretamente proporcional à amplitude do fluxo magnético mútuo, à quantidade de espiras do enrolamento e à frequência. Outra importante conclusão é que um transformador construído para operar em uma dada frequência **não** poderá ser operado em outra frequência, a não ser que seja aceitável a correspondente alteração das tensões aplicada no primário e induzida no secundário.

Todas estas conclusões são aplicáveis, também, ao secundário. Da Eq. (2.2), tem-se que:

$$v_2(t) = e_2(t) = \frac{d\lambda_2(t)}{dt} = N_2 \frac{d\phi_m(t)}{dt}. \quad (2.7)$$

Da relação entre as Eqs. (2.2) e (2.7), tem-se que

$$\frac{v_1(t)}{v_2(t)} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha. \quad (2.8)$$

A Eq. (2.8) relaciona as tensões de entrada e de saída do transformador com o número de espiras do primário e do secundário. A α dá-se o nome de *relação de transformação*. Em um transformador ideal, a relação de transformação depende apenas da razão entre o número de espiras dos enrolamentos.

Assumindo-se que não há perdas na transformação, e que a corrente de magnetização é desprezível, a potência de entrada deverá ser igual à potência de saída, o que equivale a dizer que

$$v_1(t)i_1(t) = v_2(t)i_2(t). \quad (2.9)$$

Rearranjando a Eq. (2.9), e substituindo nela a Eq. (2.8), pode-se notar que

$$\frac{N_1}{N_2} = \alpha = \frac{i_2(t)}{i_1(t)}. \quad (2.10)$$

Se as Eqs. (2.8) e (2.10) forem reescritas na forma fasorial, tem-se que

$$\dot{V}_1 = \frac{N_1}{N_2} \dot{V}_2 \quad \text{e} \quad \dot{I}_1 = \frac{N_2}{N_1} \dot{I}_2, \quad (2.11)$$

e daí

$$\frac{\dot{V}_1}{\dot{I}_1} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \frac{\dot{V}_2}{\dot{I}_2} = \alpha^2 Z_2, \quad (2.12)$$

onde Z_2 é a impedância complexa da carga conectada ao secundário do transformador. Esta carga poderá ser substituída por outra impedância Z_1 conectada ao primário, sem que haja mudança no comportamento do circuito. Este procedimento consiste em *referir a impedância ao outro lado do transformador*, e é muito útil na simplificação e na solução de circuitos envolvendo transformadores. Assim, a impedância da carga Z_2 referida ao primário é calculada:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \frac{\dot{V}_1 \dot{I}_2}{\dot{I}_1 \dot{V}_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \therefore Z_1 = \alpha^2 Z_2. \quad (2.13)$$

A partir das Eqs. (2.8), (2.10) e (2.13), vê-se que, para um transformador ideal, a transformação da tensão ocorre em razão direta à relação entre o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário; a transformação de corrente ocorre na razão inversa; as impedâncias são referidas ao primário na razão direta ao quadrado, e; as potências ativa e aparente não são alteradas.

2.4 Transformadores: caso real

Nesta seção será feita uma análise do transformador real, ou seja, contemplando todos os fenômenos decorrentes de sua operação. Ressalte-se que todo este entendimento é válido apenas para a operação em regime permanente, à frequência industrial constante.

2.4.1 Relação de transformação

A Fig. 2.2 ilustra um transformador real composto por dois enrolamentos. É possível identificar três fluxos magnéticos distintos: $\varphi_m(t)$, que é o fluxo mútuo, responsável pela transferência de energia entre os enrolamentos, e os fluxos $\varphi_{D1}(t)$ e $\varphi_{D2}(t)$, que são denominados os fluxos de dispersão do primário e do secundário, respectivamente.

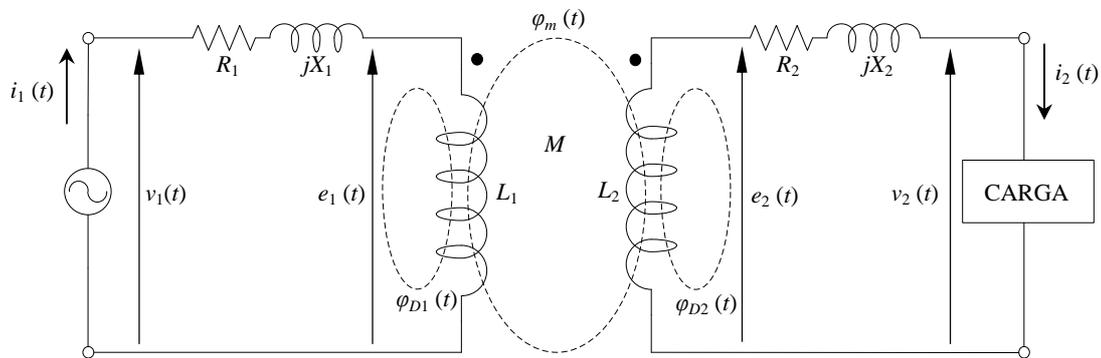


Figura 2.2 – Transformador real
(KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores.*)

O fluxo total concatenado com o enrolamento primário pode ser dividido em duas componentes: o fluxo mútuo $\varphi_m(t)$, confinado no núcleo e concatenando com ambos os enrolamentos, e o fluxo de dispersão $\varphi_{D1}(t)$, que concatena apenas com o enrolamento primário. Assim, o fluxo resultante $\varphi_1(t)$ concatenado com o enrolamento primário pode ser definido como

$$\varphi_1(t) = \varphi_m(t) + \varphi_{D1}(t). \quad (2.14)$$

Devido ao fluxo total $\varphi_1(t)$, e em obediência à Lei de Lenz, uma tensão $e_1(t)$ será induzida no enrolamento primário. Esta tensão é resultante da combinação da tensão induzida $e_{m1}(t)$ – devida ao fluxo mútuo $\varphi_m(t)$ – e da tensão induzida $e_{D1}(t)$ – devida ao fluxo de dispersão $\varphi_{D1}(t)$ –, ou seja

$$e_1(t) = e_{m1}(t) + e_{D1}(t), \quad (2.15)$$

Assim, a partir das Eqs. (2.2), e (2.15), para o caso real, pode-se escrever que

$$e_1(t) = \frac{d\lambda_1(t)}{dt} = N_1 \frac{d\varphi_1(t)}{dt} = N_1 \left(\frac{d\varphi_m(t)}{dt} + \frac{d\varphi_{D1}(t)}{dt} \right). \quad (2.16)$$

Todo o raciocínio é aplicável, também, ao enrolamento secundário. Assim, tem-se que

$$e_2(t) = \frac{d\lambda_2(t)}{dt} = N_2 \frac{d\varphi_2(t)}{dt} = N_2 \left(\frac{d\varphi_m(t)}{dt} + \frac{d\varphi_{D2}(t)}{dt} \right). \quad (2.17)$$

Pela comparação das Eqs. (2.16) e (2.17) com a Eq. (2.15), conclui-se que

$$e_{m1}(t) = N_1 \frac{d\varphi_m(t)}{dt}, \quad (2.18)$$

$$e_{D1}(t) = N_1 \frac{d\varphi_{D1}(t)}{dt}, \quad (2.19)$$

$$e_{m2}(t) = N_2 \frac{d\varphi_m(t)}{dt}, \quad (2.20)$$

$$e_{D2}(t) = N_2 \frac{d\varphi_{D2}(t)}{dt}. \quad (2.21)$$

Analisando-se as Eqs. (2.18) e (2.20) verifica-se que as tensões $e_{m1}(t)$ e $e_{m2}(t)$ induzidas nos enrolamentos primário e secundário devido ao fluxo mútuo $\varphi_m(t)$ são diretamente proporcionais ao número de espiras de cada enrolamento, respectivamente. Desta forma, a razão entre a tensão induzida no primário e a tensão induzida no secundário, ambas devidas ao fluxo mútuo, pode ser calculada como

$$\frac{e_{m1}(t)}{e_{m2}(t)} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha, \quad (2.22)$$

donde se pode concluir que é igual à relação de transformação do transformador ideal.

Transformadores de núcleo de ferro bem projetados possuem uma permeância magnética bastante elevada, porém, não infinita. Por isso, a maior parte do **fluxo**

magnético de dispersão encontra-se no entorno dos enrolamentos, estando apenas uma pequena parte no material magnético. Este fato leva a importantes conclusões:

- **O fluxo de dispersão é pequeno** quando comparado com o fluxo mútuo, **representando de 4 a 7% do fluxo total** concatenado com cada enrolamento;
- Como as linhas de fluxo de dispersão estão em sua maior parte fora do material magnético, ou seja, no ar, **o caminho percorrido pelas linhas de fluxo de dispersão não satura**, o que permite concluir que o fluxo de dispersão de um dado enrolamento é proporcional à corrente que o percorre, e;
- O fluxo magnético total está confinado quase que em sua totalidade no núcleo de ferro.

Desta forma, sabendo que $e_{m1}(t) \gg e_{D1}(t)$ e que $e_{m2}(t) \gg e_{D2}(t)$, a relação de transformação do transformador real pode ser aproximada para:

$$\frac{e_1(t)}{e_2(t)} \approx \frac{e_{m1}(t)}{e_{m2}(t)} \approx \frac{N_1}{N_2} = \alpha. \quad (2.23)$$

2.4.2 Perdas

Ao se considerar transformadores reais, devem ser inseridas nos cálculos as perdas decorrentes de sua operação. As perdas são traduzidas em “escoamentos de potência”, que fazem com que a potência de saída do transformador seja diferente da potência de entrada.

Basicamente, existem quatro tipos de perdas importantes nos transformadores de potência:

1. **Perda no cobre:** é decorrente do efeito Joule que ocorre nos condutores dos enrolamentos do transformador ao serem percorridos pela corrente elétrica. É proporcional ao quadrado da corrente do enrolamento. Sua redução pode ser conseguida utilizando-se condutores compostos⁸ nos enrolamentos;
2. **Correntes de Foucault:** são também conhecidas como correntes parasitas. Estas correntes circulam no interior do núcleo do transformador quando este é submetido a um fluxo variante no tempo, provocando perdas por efeito Joule. Esta perda é proporcional ao quadrado da tensão aplicada no transformador, e pode ser reduzida laminando-se o núcleo do transformador;
3. **Perda por histerese:** está associada à reorganização dos momentos magnéticos atômicos do material ferromagnético que compõe o núcleo do transformador. Cada vez que o ciclo de histerese é percorrido, uma parcela de energia é gasta para que estes momentos magnéticos sejam realinhados. Para reduzir este tipo de perda, recomenda-se utilizar materiais com características ferromagnéticas apropriadas, de elevada permeância magnética, e;
4. **Fluxo de dispersão:** como já visto em 2.4.1, os fluxos magnéticos que concatenam com apenas um enrolamento e cujas trajetórias são definidas majoritariamente através do ar são denominados fluxo de dispersão. Estes fluxos traduzem-se em uma indutância própria para ambas as bobinas, e seus efeitos são representados pela adição de uma reatância indutiva de dispersão em série com cada um dos enrolamentos.

⁸ Condutores compostos são aqueles constituídos por vários condutores simples encordoados paralelamente.

2.4.3 Corrente de excitação

A corrente de excitação de um transformador é a corrente drenada da fonte conectada ao seu primário quando o secundário encontra-se em aberto. Para o transformador ideal, considera-se a corrente de excitação como sendo nula.

Entretanto, no trato de transformadores reais, o estudo desta componente é importante, pois, além de ser responsável pelo estabelecimento do fluxo magnético no núcleo do transformador, a corrente de excitação é responsável por suprir as perdas que o transformador apresenta quando operando em vazio, quais sejam: perdas por histerese e perdas oriundas das correntes de Foucault (ou correntes parasitas). Logo, podemos concluir que a corrente de excitação é composta por duas correntes distintas: a corrente de magnetização e a corrente que supre as perdas em vazio. Logo:

$$i_{\text{exc}}(t) = i_{\varphi}(t) + i_{\text{hist.+Foucault}}(t). \quad (2.24)$$

A Fig. 2.3 ilustra a situação de um transformador operando em vazio. Nota-se que, apesar de o secundário estar aberto, circula uma corrente primária $i_{\text{exc}}(t)$. Obviamente, esta corrente permanece quando o secundário do transformador é conectado a uma carga.

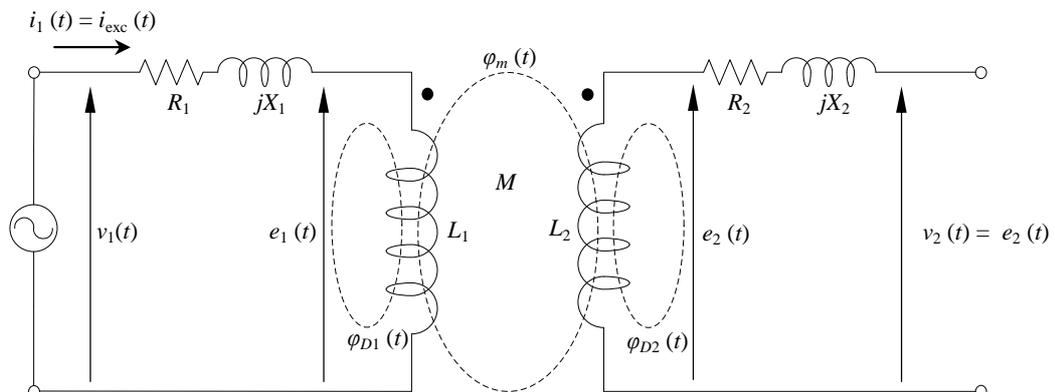


Figura 2.3 – Transformador real: operação em vazio

A corrente de magnetização $i_{\varphi}(t)$ é responsável por criar o fluxo magnético no núcleo do transformador. Podem-se destacar as principais características da corrente de magnetização:

- Apesar de periódica, sua forma de onda não é senoidal, devido à introdução de componentes de alta frequência (harmônicas) causadas pela saturação do núcleo do transformador;
- Quando o núcleo está próximo de atingir a saturação, é necessária uma quantidade de corrente de magnetização cada vez maior para produzir um pequeno aumento no fluxo magnético;
- A componente fundamental de $i_\varphi(t)$ está atrasada 90° em relação à tensão aplicada ao enrolamento $e_1(t)$, e;
- As componentes harmônicas de alta frequência introduzidas na corrente de magnetização aumentam conforme a saturação do núcleo aumenta.

A outra componente da corrente de excitação é a corrente $i_{\text{hist.}+\text{Foucault}}(t)$, responsável por suprir as perdas por histerese e correntes de Foucault quando o transformador opera em vazio. As principais características desta corrente são:

- É uma corrente atribuída a perdas que ocorrem exclusivamente no núcleo do transformador;
- Sua forma de onda é não-linear, devido à característica não linear do laço de histerese, e;
- A componente fundamental de $i_{\text{hist.}+\text{Foucault}}(t)$ está em fase com a tensão aplicada ao enrolamento $e(t)$, e adiantada em 90° em relação à $\varphi_m(t)$.

A Fig. 2.4(a) ilustra a forma de onda característica da corrente de excitação.

Pela Fig 2.4(b) é possível notar que, quando o núcleo está próximo da saturação, para se conseguir um pequeno aumento no fluxo $\varphi_m(t)$, é necessária uma quantidade cada vez maior de corrente de magnetização $i_\varphi(t)$, e, conseqüentemente, de corrente de excitação $i_{\text{exc}}(t)$.

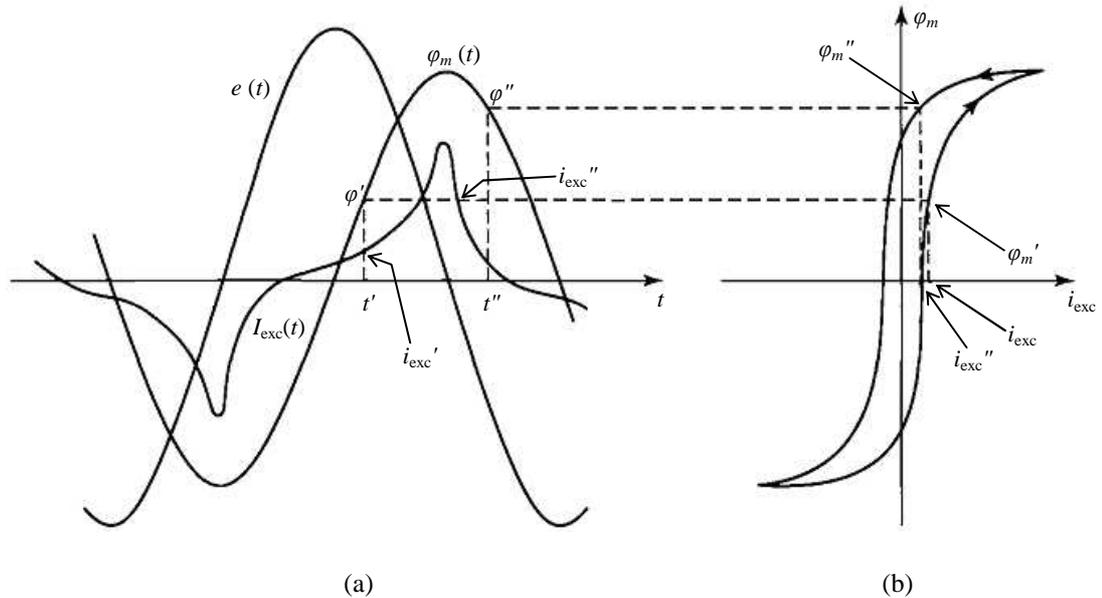


Figura 2.4 – Curvas de excitação do transformador: (a) tensão aplicada no enrolamento, corrente de excitação e fluxo magnético mútuo; (b) laço de histerese correspondente.
 (FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*.)

2.4.4 Polaridade

O estudo da polaridade é de suma importância na aplicação de transformadores de potência, pois serve para identificar terminais de mesma polaridade instantânea.

Para facilitar a identificação da polaridade em transformadores utiliza-se a simbologia do ponto em um dos terminais dos enrolamentos, conforme demonstrado na Fig. 2.2. O ponto identifica, em cada enrolamento, os terminais de polaridade instantânea positiva. Quando dois terminais de enrolamentos diferentes estiverem identificados pelo ponto, significa que possuem a mesma polaridade instantânea, ou seja, as tensões terminais destes enrolamentos estarão em fase.

Outra forma de tecer o entendimento sobre a polaridade é considerar o seguinte: percorra-se os enrolamentos primário e secundário a partir dos terminais identificados pelo ponto. Se os enrolamentos enlaçarem o núcleo magnético na mesma

direção com relação ao fluxo, estes terão a mesma polaridade instantânea, e suas tensões estarão em fase.

Fisicamente, uma corrente que “entra” por um terminal identificado pelo ponto produz uma força magnetomotriz – fmm – positiva \mathcal{F} , enquanto uma corrente que “entra” por um terminal não identificado pelo ponto produz uma fmm negativa $-\mathcal{F}$. Desta forma, duas correntes “entrando” em terminais identificados pelo ponto produzirão fmm’s que se somarão; por outro lado, uma corrente “entrando” por um terminal identificado pelo ponto e outra corrente “saindo” por um terminal também identificado (caso ilustrado na Fig. 2.2) produzirão fmm’s que se subtrairão.

No caso demonstrado na Fig. 2.2, tem-se que

$$\mathcal{F}_{\text{liq}}(t) = \mathcal{F}_1(t) - \mathcal{F}_2(t) = N_1 i_1(t) - N_2 i_2(t). \quad (2.25)$$

Da teoria eletromagnética, sabe-se que a fmm \mathcal{F} é o produto da relutância do núcleo \mathcal{R} pelo fluxo magnético $\varphi(t)$ que o percorre. Sabendo-se, ainda, que a relutância de um núcleo bem projetado e construído com materiais apropriados é bem pequena⁹, a Eq. (2.25) torna-se:

$$\mathcal{F}_{\text{liq}}(t) = \mathcal{R} \cdot \varphi(t) = N_1 i_1(t) - N_2 i_2(t) \approx 0, \quad (2.26)$$

donde se conclui que:

$$\frac{i_1(t)}{i_2(t)} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{\alpha}, \quad (2.27)$$

onde α é a relação de transformação.

⁹ A relutância do núcleo do transformador é dada pela expressão $\mathcal{R} = \frac{l}{\mu A}$, onde l é o comprimento total percorrido pelo fluxo magnético (em metros), A é a seção transversal do núcleo (em metros quadrados) e $\mu = \mu_r \mu_0$ é a permeabilidade magnética do material utilizado (em weber/(Ampère \times metro)), em que μ_r é a permeabilidade relativa e $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ é a permeabilidade do vácuo).

2.4.5 Circuito equivalente e seus elementos

O circuito equivalente do transformador de potência é útil no estudo do comportamento deste equipamento associado a uma carga ou a um sistema.

Para a determinação de um circuito equivalente apropriado, faz-se necessário modelar eletricamente os fenômenos e as perdas elétricas decorrentes de sua operação. Assim, o circuito deverá representar todas as perdas listadas na seção 2.4.2 (perdas no cobre, correntes de Foucault, perdas por histerese e fluxo de dispersão), e, ainda, representar a corrente de excitação vista na seção 2.4.3.

2.4.5.1 Perda no cobre

As perdas no cobre foram rapidamente explanadas na seção 2.4.2. Na ocasião, concluiu-se que tais perdas são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente que passa pelo condutor. Sabe-se, também, que a potência dissipada por efeito Joule em um condutor obedece à expressão

$$P = I^2 R, \quad (2.28)$$

sendo R a resistência do condutor, dada por

$$R = \rho \frac{l}{A}, \quad (2.29)$$

onde ρ é a resistividade do material (dada em $\text{ohm} \times \text{metro}$), l é o comprimento do condutor (em metros) e A é seção transversal do condutor (em metros quadrados). Esta abordagem é correta para corrente contínua, entretanto, algumas considerações devem ser feitas no trato de corrente alternada.

Quando um fluxo magnético variante no tempo é aplicado sobre determinado condutor, correntes de Foucault são induzidas no interior deste condutor. Estas correntes parasitas produzem perdas por efeito Joule adicionais, mesmo se não houver uma corrente elétrica principal fluindo no condutor.

Grandes quantidades de fluxo magnético de dispersão são geradas quando o transformador se encontra plenamente carregado. As linhas de fluxo de dispersão não penetram nos condutores dos enrolamentos, mas podem penetrar em outras partes metálicas, induzindo, nelas, correntes parasitas.

Tais correntes são proporcionais ao fluxo de dispersão que, por sua vez, é proporcional à corrente de carregamento do transformador. Desta forma, pode-se concluir que as perdas decorrentes das correntes de Foucault – que são proporcionais ao quadrado das correntes parasitas – são proporcionais ao quadrado da corrente de carregamento.

As perdas por correntes parasitas limitam a ampacidade¹⁰ dos condutores, pois aumentam sua resistência mesmo quando tais perdas ocorrem em partes metálicas eletricamente isoladas dos condutores. Identificaremos a componente resistiva responsável pelas correntes de Foucault de R_{Foucault} .

Quando uma corrente alternada flui através de um condutor, forma-se no interior do condutor um campo magnético que pode ser representado por uma série de círculos concêntricos. Afastando-se do centro do condutor em direção à sua superfície, nota-se que a quantidade de corrente enlaçada pelos diversos círculos de densidade de fluxo aumenta. Isto pode ser explicado pelo fato de que o campo magnético gerado é perpendicular à corrente circulante no condutor, e este campo “força” a corrente a concentrar-se nas regiões periféricas do condutor. Este efeito é conhecido como **efeito pelicular**. O fenômeno reduz a

¹⁰ Por ampacidade, entende-se a capacidade de um condutor de conduzir corrente elétrica.

região útil do condutor, o que, de fato, aumenta sua resistência. Chamaremos a componente resistiva responsável pelo efeito pelicular de R_{pelic} .

A resistência total do condutor submetido a uma corrente alternada, incluindo as perdas por efeito parasita pode ser denotada por:

$$R_{\text{AC}} = R_{\text{DC}} + R_{\text{Foucault}} + R_{\text{pelic}}, \quad (2.30)$$

onde R_{AC} representa a resistência quando submetido a corrente alternada, e R_{DC} a resistência quando submetido a corrente contínua.

As perdas no cobre atribuídas a um condutor pertencente a um dado enrolamento podem ser representadas por uma resistência em série com este.

Note-se que as perdas no condutor são frequentemente confundidas com as perdas por efeito Joule decorrentes da corrente de carga do transformador. Entretanto, como visto, vale considerar que o fluxo de dispersão provoca correntes parasitas em outras partes metálicas estranhas aos condutores, provocando perdas que também são classificáveis como perdas oriundas da corrente de carga.

As perdas originárias da corrente de carga limitam a capacidade do transformador, pois geram aquecimento excessivo. Por este motivo, são utilizadas técnicas que visam à redução destas perdas. Uma delas é utilizar condutores compostos nos enrolamentos, ou seja, cada condutor é constituído por subcondutores menores e não isolados entre si, que são agrupados e encordoados. Além disso, os subcondutores são devidamente transpostos, de forma a garantir que cada subcondutor esteja submetido à mesma quantidade de fluxo de dispersão, e que as tensões neles induzidas tenham o mesmo – ou muito próximo – valor. A utilização de condutores compostos também reduz consideravelmente o efeito pelicular.

2.4.5.2 Reatância de dispersão (X_D)

Viu-se na seção 2.4.1 que o fluxo de dispersão varia linearmente em relação à corrente do enrolamento do transformador, e que esta característica deve-se ao fato de que as linhas do fluxo de dispersão concentram-se majoritariamente em um meio que não apresenta saturação: o ar.

Retomando as Eqs. (2.19) e (2.21), vê-se que o fluxo de dispersão do primário produz neste enrolamento uma tensão induzida dada por

$$e_{D1}(t) = N_1 \frac{d\varphi_{D1}(t)}{dt},$$

e o fluxo de dispersão do secundário induz neste enrolamento uma tensão dada por:

$$e_{D2}(t) = N_2 \frac{d\varphi_{D2}(t)}{dt}.$$

Considerando que a relutância do ar é constante e muito superior à relutância do núcleo, e, também, que o ar não apresenta saturação, pode-se considerar que o fluxo de dispersão do primário $\varphi_{D1}(t)$ é diretamente proporcional à corrente do enrolamento primário, e que, também, o fluxo de dispersão secundário $\varphi_{D2}(t)$ é diretamente proporcional à corrente do enrolamento secundário:

$$\varphi_{D1}(t) = \mathcal{P}N_1i_1(t) \tag{2.31}$$

$$\varphi_{D2}(t) = \mathcal{P}N_2i_2(t). \tag{2.32}$$

onde \mathcal{P} é a permeância magnética do caminho percorrido pelo fluxo de dispersão ¹¹.

Substituindo as Eqs. (2.31) em (2.19) e (2.32) em (2.21) tem-se:

¹¹ No circuito elétrico, tem-se a relação $V = RI$ ou $I = GV$, onde R é a resistência do condutor, G é sua condutância e $R = 1/G$. De forma análoga, têm-se as seguintes relações no circuito magnético: $\mathcal{F} = \mathcal{R}\Phi$ ou $\Phi = \mathcal{F}\mathcal{P}$, onde \mathcal{F} é força magnetomotriz (análogo magnético da tensão elétrica), Φ é o fluxo magnético (análogo magnético da corrente elétrica), \mathcal{R} é a relutância magnética do meio (análogo magnético da resistência elétrica) e \mathcal{P} é a permeância magnética do meio (análogo magnético da condutância elétrica). Nota-se facilmente que $\mathcal{P} = 1/\mathcal{R}$.

$$e_{D1}(t) = \mathcal{P}N_1^2 \frac{di_1(t)}{dt} \quad (2.33)$$

$$e_{D2}(t) = \mathcal{P}N_2^2 \frac{di_2(t)}{dt}. \quad (2.34)$$

Os termos constantes das Eqs. (2.33) e (2.34) podem ser representados por uma indutância própria, e tem-se finalmente que:

$$e_{D1}(t) = L_1 \frac{di_1(t)}{dt} \quad (2.35)$$

$$e_{D2}(t) = L_2 \frac{di_2(t)}{dt}, \quad (2.36)$$

onde $L_1 = \mathcal{P} N_1^2$ é a indutância própria do enrolamento primário e $L_2 = \mathcal{P} N_2^2$ é a indutância própria do enrolamento secundário, ambas em série com o respectivo enrolamento.

Na Fig. 2.2, as indutâncias de dispersão do primário e do secundário são representadas por L_1 e L_2 respectivamente. Desta forma, para o primário, a reatância de dispersão X_1 é dada por

$$X_1 = 2\pi f L_1, \quad (2.37)$$

enquanto a reatância de dispersão do secundário é

$$X_2 = 2\pi f L_2, \quad (2.38)$$

onde L_1 e L_2 são as indutâncias próprias das bobinas primária e secundária, respectivamente.

2.4.5.3 Reatância de magnetização (X_m)

Em um transformador ideal, a corrente de magnetização pode ser considerada desprezível. Em transformadores reais, ela é necessária para estabelecer o fluxo magnético no núcleo do transformador.

Na seção 2.4.3 viu-se que a corrente de magnetização não é perfeitamente senoidal, já que a componente fundamental acaba distorcida pelas componentes harmônicas introduzidas devido à histerese. Em transformadores monofásicos operando à frequência industrial, estas componentes harmônicas não distorcem significativamente a forma de onda das tensões terminais, sendo esta distorção mais aparente e importante em transformadores trifásicos. Desta forma, para efeitos de estudo do circuito equivalente do transformador monofásico, podemos supor que a corrente de magnetização é perfeitamente senoidal, atrasada 90° em relação à tensão aplicada.

Para um transformador de dois enrolamentos, este atraso na corrente de 90° em relação à tensão pode ser emulado por um indutor em paralelo com os terminais do transformador, representando uma reatância de magnetização X_m .

A amplitude da corrente de magnetização é determinada pelo laço de histerese – conforme ilustrado na Fig. 2.4(b) –, que, como visto, é essencialmente não-linear. Isto faz com que o valor da reatância de magnetização não seja constante, mas sim dependente da tensão aplicada. Entretanto, se a densidade de fluxo for mantida fora da zona de saturação, a relação entre a corrente de magnetização e o fluxo magnético pode ser considerada linear, e a reatância de magnetização X_m pode ser considerada constante.

A relação entre a reatância de magnetização X_m e a indutância de magnetização M é dada por:

$$X_m = 2\pi fM . \quad (2.39)$$

Uma relação pouco utilizada – mas que pode ser útil – é o *coeficiente de acoplamento* entre as bobinas, também chamado de *coeficiente de dispersão*. Ele relaciona o fluxo magnético mútuo e o fluxo magnético total gerado, e é dado por

$$k = \frac{\varphi_m}{\varphi_m + \varphi_{D1}} = \frac{M}{\sqrt{L_1 L_2}} . \quad (2.40)$$

2.4.5.4 Perdas no núcleo (G_m)

Como visto na seção 2.4.2, um fluxo magnético variante no tempo aplicado sobre um material magnético provoca perdas por histerese e perdas oriundas da circulação de correntes parasitas. Estas perdas são geralmente chamadas de perdas no ferro, perdas no núcleo, ou ainda perdas em vazio, já que estão presentes mesmo quando o transformador não está conectado a carga alguma.

As perdas no núcleo são proporcionais ao quadrado da tensão aplicada ao enrolamento. Desta forma, é possível aproximar as perdas no ferro por uma condutância G_m – ou, obviamente, uma resistência R_m – em paralelo com os terminais do transformador.

2.4.5.5 Circuito equivalente

Tendo enumerado cada uma das perdas que ocorrem no transformador sob carga (e também aquelas às quais o equipamento está sujeito mesmo em vazio), é possível determinar o circuito equivalente do transformador de potência.

A Fig. 2.5 ilustra o modelo completo do transformador real. O modelo consiste em um núcleo de um transformador ideal, em série com as resistências R_1 e R_2 , representando as perdas no cobre, e com X_1 e X_2 , representando as reatâncias de dispersão do primário e do secundário, respectivamente. No modelo, ainda é possível identificar – em paralelo com os enrolamentos do transformador – a condutância G_m (representando as perdas de no núcleo), e a reatância de magnetização X_m (introduzindo o efeito oriundo da corrente de magnetização necessária para estabelecer o fluxo magnético no núcleo).

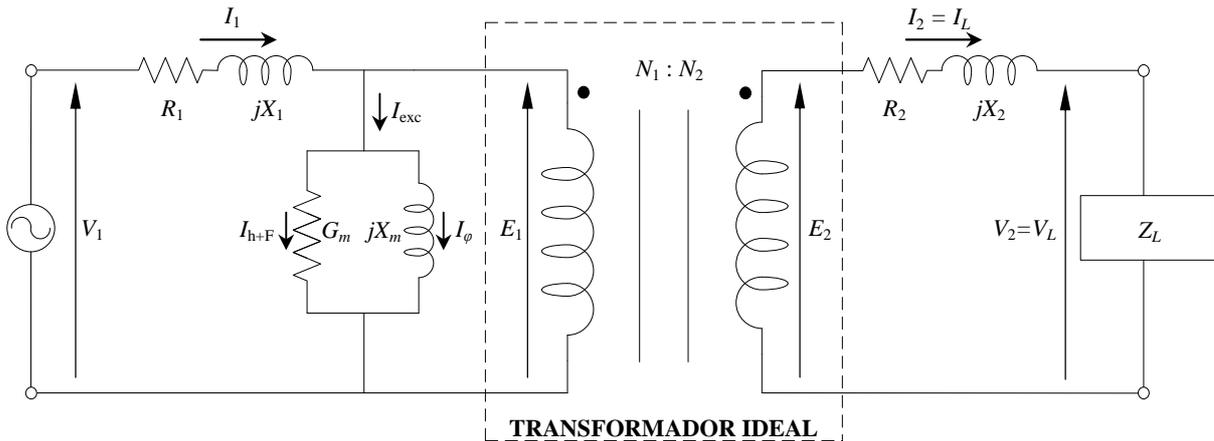


Figura 2.5 – Circuito equivalente do transformador de potência

Apesar de o modelo apresentado na Fig. 2.5 contemplar os fenômenos mais importantes decorrentes do funcionamento do transformador de potência e ser uma boa representação do ponto de vista elétrico, ele não é tão funcional para alguém que queria efetuar cálculos com as variáveis nele representadas.

Aplicando-se as Eqs. (2.13), (2.23) e (2.27), é possível referir todas as variáveis do modelo a um ou outro lado do transformador, conforme ilustrado nas Figs. 2.6(a) e 2.6(b).

Vale dizer, ainda, que, para a maioria das aplicações, a corrente de excitação e seus efeitos podem ser desprezados, pois assume-se que $X_m = \infty$ (já que $X_m \gg X_D$) e $G_m = 0$ (já que $G_m = 1/R_m$ e $R_m \gg R_1$). Com estas considerações, o modelo simplificado toma a forma apresentada na Fig. 2.6(c).

Ressalte-se que a simplificação adotada da Fig. 2.6(c) pode ser também feita referindo-se os elementos do circuito equivalente ao secundário do transformador.

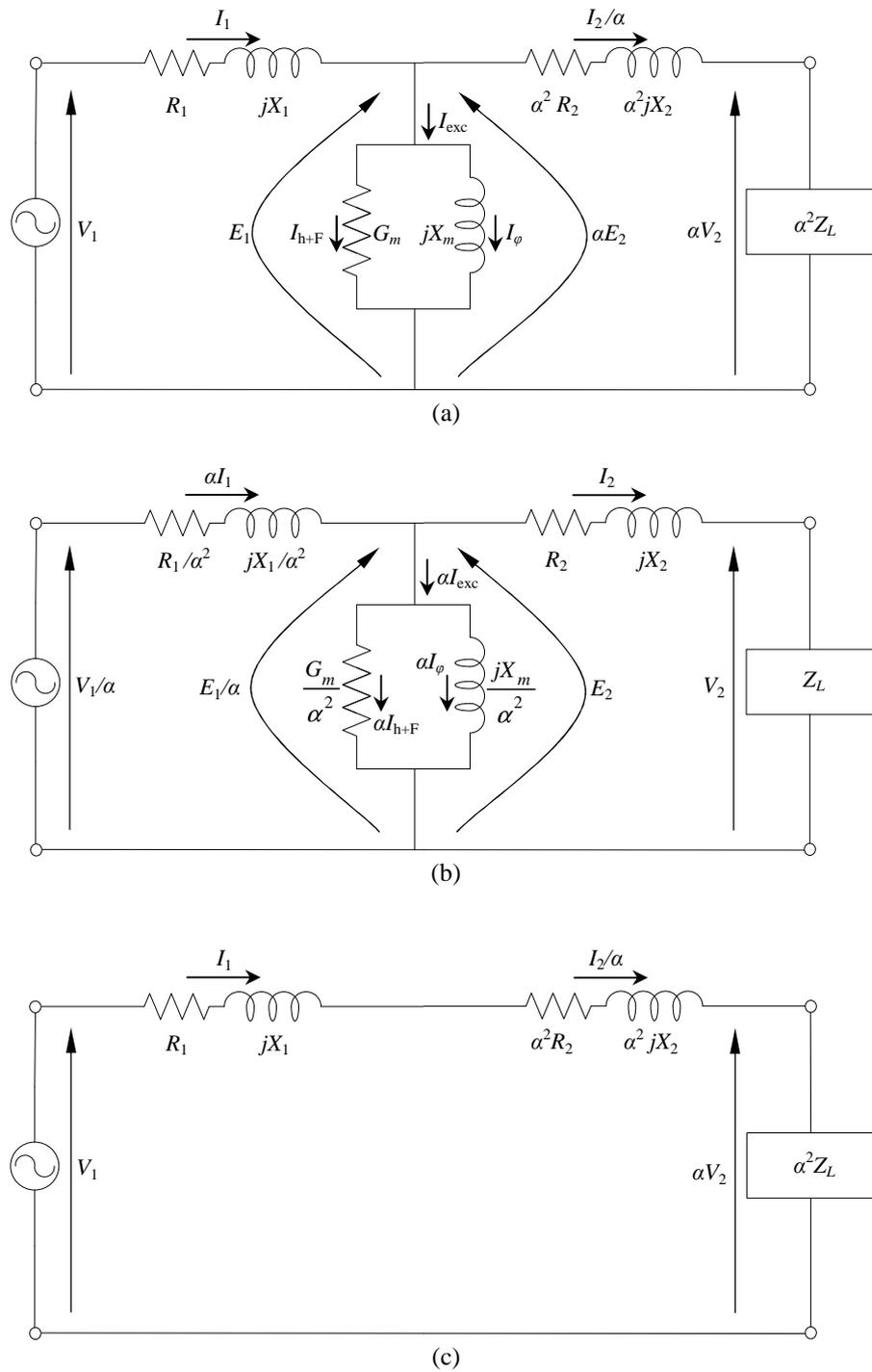


Figura 2.6 – Circuito equivalente do transformador de potência: (a) referido ao primário; (b) referido ao secundário; (c) circuito simplificado referido ao primário.

2.5 Ensaios de curto-circuito e de circuito aberto

Os ensaios de curto-circuito e de circuito aberto permitem a determinação das resistências e reatâncias do circuito equivalente do transformador com uma aproximação bastante satisfatória.

2.5.1 Ensaio de curto-circuito

Este ensaio é realizado para a determinação dos elementos série do modelo do transformador. O procedimento consiste em manter os terminais do secundário em curto-circuito e, em seguida, aplicar no primário¹² uma tensão tal que provoque a circulação de corrente nominal no secundário. Como a impedância série equivalente do transformador é pequena, uma tensão de cerca 15% da tensão nominal do primário é, em geral, suficiente para estabelecer corrente nominal no secundário. Deve-se atentar para a tensão aplicada, já que uma tensão elevada demais provocará uma elevada corrente no enrolamento em curto, queimando o transformador.

A Fig. 2.7(a) ilustra o circuito equivalente para o ensaio de curto-circuito. A impedância percebida pela fonte de tensão V_1 é:

$$Z_{sc} = Z_1 + \frac{Z_m Z_2'}{Z_m + Z_2'}, \quad (2.41)$$

onde:

$$Z_1 = R_1 + jX_1;$$

$Z_m = R_m // jX_m$, em que Z_m é a impedância *shunt* do modelo, e;

¹² Não precisa, necessariamente, ser o primário o enrolamento alimentado com tensão e o secundário o enrolamento em curto-circuito. O mais indicado é alimentar o enrolamento de alta tensão e manter o de baixa tensão em curto-circuito. Isto se deve ao fato de que a tensão nominal do lado de baixa é menor, e sua corrente nominal é maior, o que oferece maior segurança contra um aumento inadvertido da tensão aplicada no ensaio.

$Z'_2 = \alpha^2 Z_2 = \alpha^2 (R_2 + jX_2)$ é a impedância do lado secundário referida ao primário.

Como a tensão aplicada durante o ensaio é consideravelmente baixa em relação à tensão nominal, e sabendo que $Z_m \gg Z'_2$, pode-se admitir que $I_{exc} \approx 0$, e chega-se ao circuito equivalente simplificado ilustrado na Fig. 2.7(b). Neste caso, a impedância equivalente percebida pela fonte é

$$Z_{SC} \approx R_1 + jX_1 + R'_2 + jX'_2 = R_{eq} + jX_{eq}. \quad (2.42)$$

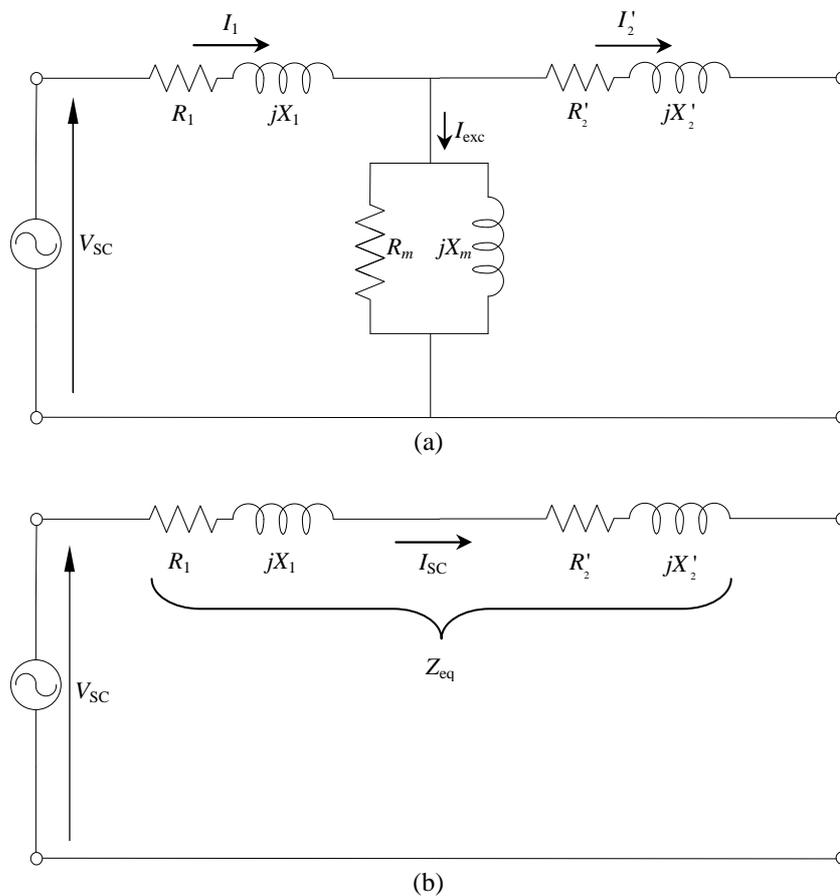


Figura 2.7 – Circuito equivalente para o ensaio de curto-circuito: (a) circuito equivalente completo; (b) circuito simplificado

Para a realização deste ensaio, são necessários um voltímetro (**V**), um amperímetro (**A**) e um wattímetro (**W**), montados conforme ilustrado na Fig. 2.8.

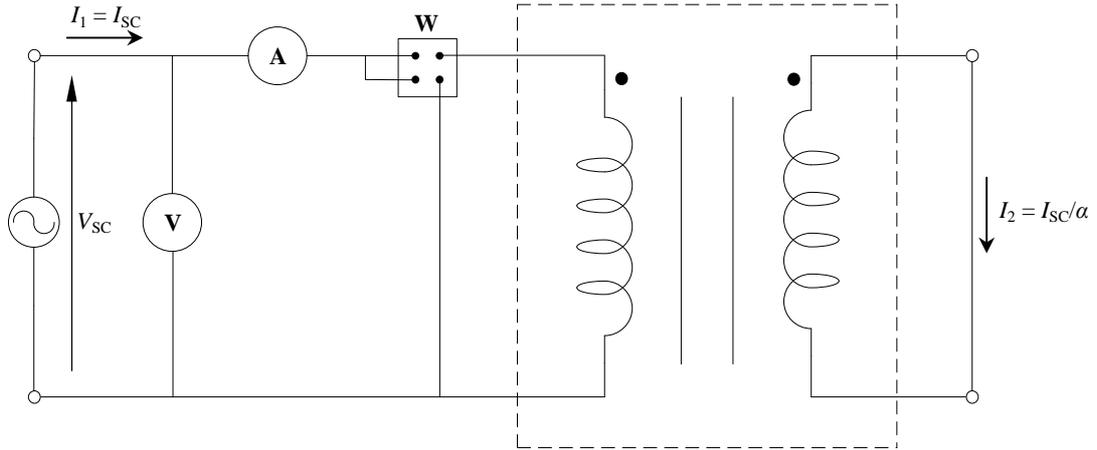


Figura 2.8 – Montagem dos instrumentos para ensaio de curto-circuito (CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*.)

Ajusta-se a fonte de tensão até obter-se corrente nominal no enrolamento secundário¹³ e, em seguida, toma-se nota da correspondente tensão aplicada V_{SC} . Nesta situação, anota-se, também, a leitura da potência P_{SC} , feita no wattímetro (**W**).

Feitas as leituras, tem-se que:

$$|Z_{eq}| = \frac{V_{SC}}{I_{SC}} \quad (2.43)$$

$$R_{eq} = \frac{P_{SC}}{I_{SC}^2} \quad (2.44)$$

$$X_{eq} = \sqrt{|Z_{eq}|^2 - R_{eq}^2}. \quad (2.45)$$

De outra maneira, pode-se determinar o fator de potência (FP):

$$FP = \cos \theta = \frac{P_{SC}}{V_{SC} I_{SC}} \quad (2.46)$$

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P_{SC}}{V_{SC} I_{SC}}. \quad (2.47)$$

Note-se que, como o circuito da Fig. 2.7(b) é basicamente indutivo, o FP é atrasado e, assim, o ângulo θ da corrente é negativo, o que implica que o ângulo da

¹³ Note que, obter corrente nominal no enrolamento secundário implica em obter corrente nominal também no enrolamento primário. Desta forma, a leitura de corrente poderá ser feita a partir de qualquer um dos enrolamentos, observando que, para a correção dos cálculos, tensão e corrente devem estar referidas a um mesmo enrolamento.

impedância equivalente Z_{eq} seja positivo. Daí, determinado o módulo de Z_{eq} a partir da Eq. (2.43), e o valor de θ a partir da Eq. (2.47), tem-se que

$$Z_{eq} = |Z_{eq}| \angle \theta, \quad (2.48)$$

e daí

$$R_{eq} = |Z_{eq}| \cos \theta \quad (2.49)$$

$$X_{eq} = |Z_{eq}| \sin \theta \quad (2.50)$$

$$Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq}. \quad (2.51)$$

Para determinar a resistência e a reatância de cada um dos enrolamentos, pode-se assumir que:

$$R_1 = R_2' = 0,5R_{eq}, \quad (2.52)$$

$$X_1 = X_2' = 0,5X_{eq}. \quad (2.53)$$

Como já dito, o ensaio poderá ser feito em qualquer um dos enrolamentos do transformador. Deve-se atentar unicamente para o fato de que, quando feito o ensaio a partir de um dado enrolamento, todas as impedâncias estarão a ele referidas.

2.5.2 Ensaio de circuito aberto

O ensaio de circuito aberto é realizado aplicando-se tensão nominal ao enrolamento primário enquanto abertos os terminais secundários ¹⁴. Para a obtenção correta do modelo é importante observar que, caso este ensaio seja feito em um enrolamento diferente daquele utilizado no ensaio de curto, as devidas alterações deverão ser feitas, de forma que todas as impedâncias estejam referidas a um mesmo lado do transformador.

A partir da Fig. 2.9(a), vê-se que toda a corrente drenada da fonte é utilizada

¹⁴ Da mesma forma que no ensaio de curto-circuito, o ensaio de circuito aberto poderá ser feito a partir de qualquer um dos enrolamentos do transformador, dando-se preferência ao enrolamento que possuir menor nível de tensão nominal.

como corrente de excitação I_{exc} para o estabelecimento do fluxo no núcleo do transformador e para o suprimento das perdas em vazio. Nestas condições, a impedância percebida pela fonte de tensão é

$$Z_{OC} = Z_1 + Z_m. \quad (2.54)$$

onde $Z_1 = R_1 + jX_1$ e $Z_m = R_m // jX_m$.

Como a corrente I_{OC} é relativamente pequena e, ainda, $Z_m \gg Z_1$, a queda de tensão em Z_1 pode ser desprezada, e o circuito que representa o ensaio de circuito aberto do transformador pode ser simplificado para a forma ilustrada pela Fig. 2.9(b). Neste caso, a impedância percebida pela fonte é:

$$Z_{OC} = Z_m = \frac{R_m(jX_m)}{R_m + jX_m}. \quad (2.55)$$

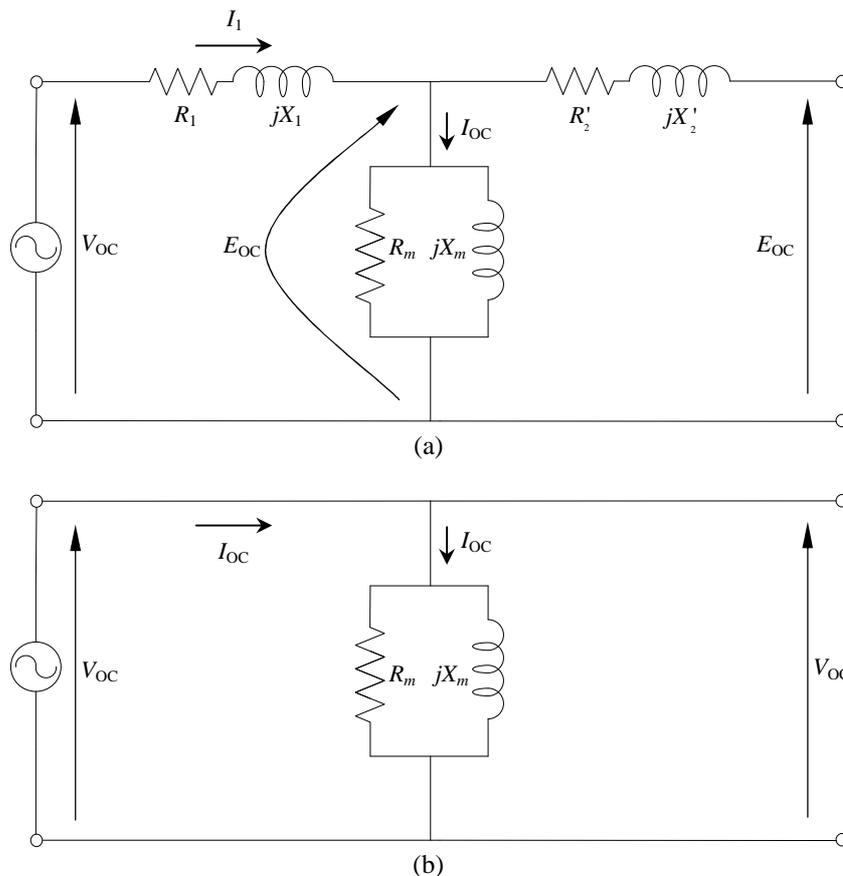


Figura 2.9 – Circuito equivalente para o ensaio de circuito aberto: (a) circuito equivalente completo; (b) circuito simplificado

Da mesma forma que o ensaio de curto-circuito, para a realização do ensaio de circuito aberto, são necessários um voltímetro (**V**), um amperímetro (**A**) e um wattímetro (**W**), que são montados no circuito conforme ilustrado na Fig. 2.10.

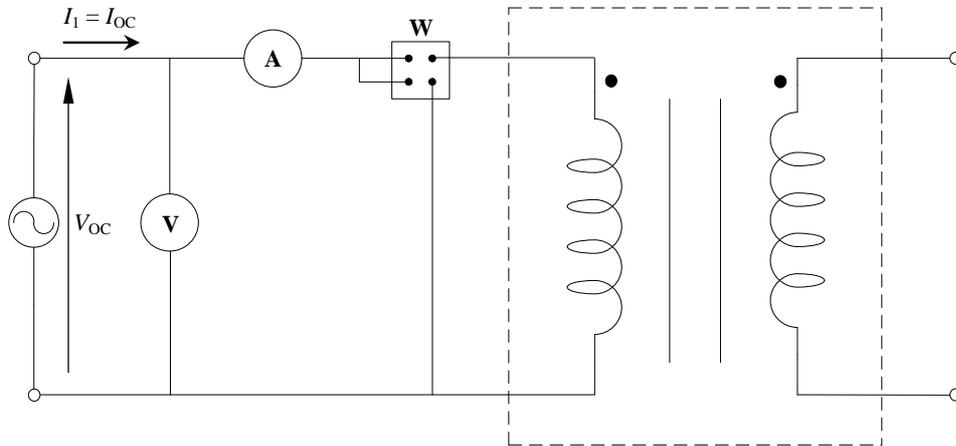


Figura 2.10 – Montagem dos instrumentos para o ensaio de circuito aberto (CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*.)

Ajusta-se a fonte de tensão para a tensão nominal do enrolamento a ser testado. Se o transformador for operar em uma tensão diferente da nominal, então essa será a tensão V_{OC} a ser utilizada durante o teste.

Durante o teste os instrumentos nos permitem aferir a tensão V_{OC} aplicada, a corrente I_{OC} drenada e a potência P_{OC} fornecida ao transformador. Com estes dados, calcula-se¹⁵:

$$R_m = \frac{V_{OC}^2}{P_{OC}} \quad (2.56)$$

$$|Z_m| = \frac{V_{OC}}{I_{OC}} \quad (2.57)$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{|Z_m|}\right)^2 - \left(\frac{1}{R_m}\right)^2}} \quad (2.58)$$

Outra forma para calcular os elementos do circuito da Fig. 2.9(b) utiliza a condutância G_m e a susceptância B_m do ramo paralelo, onde:

¹⁵ Note, pela Eq. 2.60, que se deve ter atenção no cálculo da reatância X_m , já que esta está em paralelo com R_m .

$$G_m = \frac{1}{R_m} \quad (2.59)$$

$$B_m = \frac{1}{X_m}. \quad (2.60)$$

Uma vez que estão em paralelo, as admitâncias G_m e B_m podem ser diretamente somadas, resultando na admitância equivalente Y_{eq} :

$$Y_{eq} = Y_m = \frac{1}{Z_m} = G_m - jB_m = \frac{1}{R_m} - j\frac{1}{X_m}. \quad (2.61)$$

O módulo da admitância Y_{eq} é dado por

$$|Y_{eq}| = |Y_m| = \frac{I_{OC}}{V_{OC}} \quad (2.62)$$

O ângulo de Y_{eq} pode ser determinado conhecendo-se o fator de potência do circuito. Calcula-se o fator de potência e o ângulo respectivo:

$$FP = \cos \theta = \frac{P_{OC}}{V_{OC} I_{OC}} \quad (2.63)$$

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P_{OC}}{V_{OC} I_{OC}} \quad (2.64)$$

Nestes ensaios – circuito aberto e curto-circuito – por simplicidade, costuma-se adotar o ângulo da tensão aplicada como referência, definindo-o igual a zero (0°). Ao realizar o ensaio de circuito aberto – e também o de curto-circuito –, o fator de potência será *sempre* atrasado, o que significa que a corrente sempre estará atrasada em relação à tensão aplicada. Desta forma, adotando-se a tensão aplicada como referência, significa que o ângulo θ da corrente será negativo, o ângulo θ da impedância Z_m será positivo e, conseqüentemente, o ângulo da admitância Y_m será negativo:

$$Y_{eq} = Y_m = \frac{I_{OC}}{V_{OC}} \angle -\theta \quad (2.65)$$

$$G_m = |Y_{eq}| \cos \theta \quad (2.66)$$

$$B_m = |Y_{\text{eq}}| \sin \theta. \quad (2.67)$$

Substituindo as Eqs. (2.66) e (2.67) nas Eqs. (2.59) e (2.60), respectivamente, determina-se os valores de R_m e de X_m .

Valores mais realísticos para R_m e para X_m podem ser obtidos se, nos cálculos, for considerada a queda de tensão que ocorre na impedância Z_1 .

2.6 Regulação de tensão

A impedância série do transformador é responsável pela maior parte das perdas decorrentes de sua operação. Esta impedância consiste, basicamente, em uma reatância indutiva, tendo uma pequena parcela de resistência, o que faz com que seu fator de potência seja consideravelmente baixo.

Ao projetar o transformador, o engenheiro tem certa ingerência sobre o valor que a reatância série terá. Aumentando o espaço entre as bobinas aumenta o desacoplamento, permitindo que uma parcela maior de fluxo magnético de dispersão circule entre as bobinas, o que aumenta o valor da reatância de dispersão.

Apesar de constituir uma perda, a reatância série é necessária para limitar correntes de falta. Entretanto, o valor desta reatância deve ser bem projetado, pois um valor elevado causa problemas de regulação de tensão.

Regulação de tensão é definida como sendo o aumento na tensão terminal secundária do transformador quando uma carga nominal previamente conectada é subitamente removida.

A regulação de tensão é, em geral, definida em valores percentuais, e é um item importante na comparação de equipamentos. Assim:

$$\text{REG}(\%) = \frac{V_2^{\text{vazio}} - V_2^{\text{carga nominal}}}{V_2^{\text{carga nominal}}} \times 100\% . \quad (2.68)$$

Como, em vazio, $I_2 = 0$, não haverá queda de tensão em Z_2 , e desprezando-se o ramo *shunt*¹⁶, tem-se que, após a carga retirada, $V_2^{\text{vazio}} = E_2 = \frac{E_1}{\alpha} = \frac{V_1}{\alpha}$.

Logo, a Eq. (2.68) torna-se:

$$\text{REG}(\%) = \frac{(V_1 / \alpha)^{\text{vazio}} - V_2^{\text{carga nominal}}}{V_2^{\text{carga nominal}}} \times 100\% . \quad (2.69)$$

Como a impedância série consome potência quando o transformador está sob carga, se for desejado obter tensão nominal no secundário, a tensão primária deverá ser maior que a tensão nominal. Como, para o caso considerado, não há perdas em vazio, $V_1 = V_2' = \alpha V_2$.

Quando os cálculos são efetuados em valores PU, tem-se que, em vazio, após a carga removida:

$$V_1^{\text{PU}} = V_2^{\text{PU}} . \quad (2.70)$$

Antes de removida a carga, sabe-se que $V_2 = V_2^{\text{NOMINAL}}$, e por isso, nesta condição, $V_2^{\text{PU-carga nominal}} = 1$. Assim, o cálculo da regulação de tensão percentual, torna-se:

$$\text{REG}(\%) = \frac{V_1^{\text{PU-carga nominal}} - V_2^{\text{PU-carga nominal}}}{V_2^{\text{PU-carga nominal}}} , \quad (2.71)$$

e

$$\text{REG}(\%) = V_1^{\text{PU-carga nominal}} - 1 . \quad (2.72)$$

A regulação depende do fator de potência da carga. Para cargas com fator de potência próximo da unidade, a regulação assume valores consideravelmente menores que

¹⁶ Para fins do cálculo da regulação percentual, em geral, não são consideradas as perdas em vazio, quais sejam, a perda no núcleo por efeito Joule e a perda oriunda da corrente de magnetização.

aqueles derivados de cargas majoritariamente indutivas. Para cargas capacitivas, a regulação poderá apresentar resultado zero ou mesmo negativo.

Um valor mais acurado para a regulação pode ser obtido se, nos cálculos acima, for considerado o ramo *shunt* do transformador.

2.7 Rendimento

Rendimento do transformador é a razão entre a potência ativa entregue à carga e a potência ativa total entregue ao transformador pela fonte. Assim, pode-se calcular o rendimento:

$$\eta = \frac{\text{pot. de saída [kW]}}{\text{pot. de entrada [kW]}} = \frac{\text{pot. de saída [kW]}}{\text{pot. de saída [kW] + perdas [kW]}}, \quad (2.73)$$

onde “perdas [kW]” deve contemplar as perdas do transformador em vazio e sob carga. Obviamente, o rendimento variará de acordo com o tipo de carga conectada ao transformador.

2.8 Referências

Foram utilizadas as seguintes referências neste capítulo:

CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*. 2ª ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2001.

D`AJUZ, Ary et al. *Equipamentos elétricos – Especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. 1ª ed. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

ELGERD, Olle Ingemar. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica*. 1ª ed. São Paulo: McGraw Hill do Brasil, 1976.

FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*. 6ª ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2003.

HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*. 1^a ed. Florida: CRC Press, 2004.

KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores*. 9^a ed. São Paulo: Globo, 1993.

WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*. 1^a ed. Nova Iorque: CRC Press, 2002.

3 AUTOTRANSFORMADORES, TRANSFORMADORES DE MÚLTIPLOS ENROLAMENTOS E TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

3.1 Autotransformadores

3.1.1 Características Básicas

Autotransformadores são transformadores de potência que possuem conexão elétrica entre seus enrolamentos. A Fig. 3.1 ilustra os modelos de funcionamento do autotransformador e os respectivos sentidos das correntes internas do equipamento em cada caso.

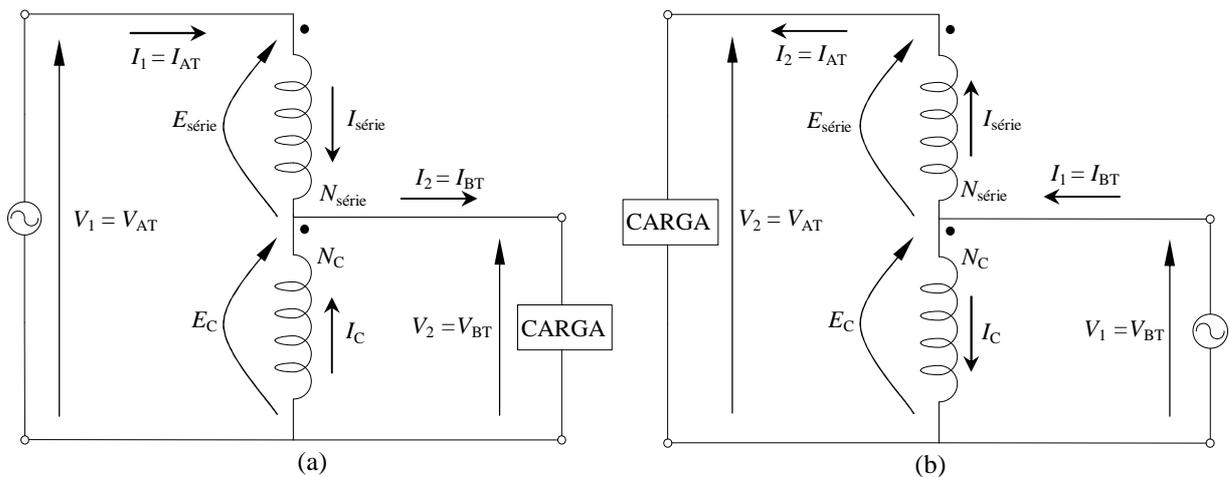


Figura 3.1 – Esquemas do autotransformador: (a) abaixador; (b) elevador
(KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores.*)

Da análise da Fig. 3.1 nota-se que o autotransformador possui dois enrolamentos¹⁷: um *enrolamento série*, pertencente a somente um dos lados do equipamento, e um *enrolamento comum* tanto ao primário quanto ao secundário (para fins do

¹⁷ A literatura frequentemente ensina que o autotransformador possui apenas 1 enrolamento, devido à conexão elétrica entre as bobinas. Para maior entendimento, não se comete erro em dividir este único enrolamento em 2: enrolamento série e enrolamento comum.

autotransformador, será convencionado que o primário é o lado do equipamento onde é injetada a potência, e o secundário o lado que despacha a potência).

O sentido da corrente no enrolamento comum I_C depende do funcionamento do autotransformador. Quando operando conforme ilustrado na Fig. 3.1(a), a tensão secundária V_2 aplicada à carga será inferior à tensão V_1 aplicada ao primário. Assumindo que no autotransformador não há perdas, deverá ser satisfeita a Eq. (2.9). Nesse caso, conclui-se que, se V_1 é maior que V_2 , I_1 deverá ser menor que I_2 para que a Eq. (2.9) seja respeitada. Assim, quando funcionando como abaixador, a relação entre as correntes internas do autotransformador é:

$$I_2 = I_1 + I_C . \quad (3.1)$$

Analogamente, quando funcionando como ilustrado na Fig. 3.1(b), a tensão primária V_1 será inferior à tensão secundária V_2 . Então, para respeitar a Eq. (2.9), I_1 deverá ser maior que I_2 , e a corrente secundária será dada por:

$$I_2 = I_1 - I_C . \quad (3.2)$$

3.1.2 Relações de tensão e de corrente no autotransformador

Sabendo-se que o enrolamento comum possui N_C espiras e que o enrolamento série possui $N_{\text{série}}$ espiras, pode-se concluir que, de acordo com a Eq. (2.23):

$$\frac{E_C}{E_{\text{série}}} = \frac{N_C}{N_{\text{série}}} , \quad (3.3)$$

onde, E_C é a tensão interna do enrolamento comum e $E_{\text{série}}$ é a tensão interna do enrolamento série. A partir da Eq. (2.27) tem-se que

$$N_C I_C = N_{\text{série}} I_{\text{série}} . \quad (3.4)$$

Será visto, na seção 3.1.4.2, que a impedância série do transformador é drasticamente reduzida quando o equipamento é ligado como autotransformador. Desta forma, não se comete erro relevante ao considerar que $E_{\text{série}} = V_{\text{série}}$ e que $E_C = V_C$. Observando as Figs. 3.1(a) e (b), e determinando que V_{AT} é a tensão no lado de alta tensão do autotransformador e que V_{BT} é a tensão no lado de baixa tensão, pode-se concluir que:

$$V_{\text{AT}} = V_{\text{série}} + V_C, \quad (3.5)$$

e substituindo a Eq. (3.3):

$$V_{\text{AT}} = \frac{N_{\text{série}}}{N_C} V_C + V_C. \quad (3.6)$$

Para os modelos das Figs. 3.1(a) e (b), constata-se que

$$V_C = V_{\text{BT}}, \quad (3.7)$$

e substituindo a Eq. (3.7) em (3.6) tem-se que:

$$V_{\text{AT}} = \frac{N_{\text{série}}}{N_C} V_{\text{BT}} + V_{\text{BT}}. \quad (3.8)$$

Finalmente, manipulando-se a Eq. (3.8), temos que a relação de transformação de tensões para os autotransformadores das Figs. 3.1 (a) e (b) é:

$$\frac{V_{\text{BT}}}{V_{\text{AT}}} = \frac{N_C}{N_{\text{série}} + N_C}. \quad (3.9)$$

Da mesma forma, nas Figs. 3.1 (a) e (b), chamando a corrente através do enrolamento série de $I_{\text{série}}$ e as correntes através dos terminais de alta e de baixa tensão de I_{AT} e I_{BT} , respectivamente, pode-se escrever:

$$I_C = I_{\text{BT}} - I_{\text{série}}. \quad (3.10)$$

Substituindo a Eq. (3.4) na Eq. (3.10):

$$I_{\text{BT}} = \frac{N_{\text{série}}}{N_C} I_{\text{série}} + I_{\text{série}}. \quad (3.11)$$

Das Figs. 3.1(a) e (b), vê-se que $I_{\text{AT}} = I_{\text{série}}$. Logo

$$I_{BT} = \frac{N_{série}}{N_C} I_{AT} + I_{AT}. \quad (3.12)$$

Manipulando a Eq. (3.12), tem-se que a relação de transformação de correntes para o autotransformador (caso ilustrado nas Figs. 3.1(a) e (b)) é:

$$\frac{I_{BT}}{I_{AT}} = \frac{N_{série} + N_C}{N_C}. \quad (3.13)$$

3.1.3 Determinação da impedância série

Na seção 2.5.1, viu-se que, para a determinação da impedância série equivalente de transformadores, é utilizado o ensaio de curto-circuito. O mesmo procedimento é aplicado aos autotransformadores, com algumas pequenas diferenças. Será visto, nesta seção, como determinar a impedância série de um autotransformador de três terminais (primário, secundário e terciário), pois este é mais comum que o de apenas dois enrolamentos. No caso do autotransformador não possuir um enrolamento terciário, o ensaio é feito da mesma forma que no transformador convencional, conforme seção 2.5.1.

A Fig. 3.2 ilustra as etapas do ensaio de curto. Como o equipamento possui três enrolamentos, deverão ser realizados três ensaios “binários”, ou seja, um ensaio de curto entre o primário e o secundário (terciário em aberto), um ensaio entre o primário e o terciário (secundário em aberto) e um ensaio entre o secundário e o terciário (primário em aberto).

Conforme visto na seção 2.5.1, para o transformador convencional, não é possível determinar o valor das impedâncias de cada um dos enrolamentos separadamente através do ensaio de curto circuito, e, por isso, assume-se que $Z_1 = Z_2' = 0,5 Z_{eq}$. Entretanto, no ensaio do autotransformador, é possível determinar a impedância de cada um dos enrolamentos separadamente.

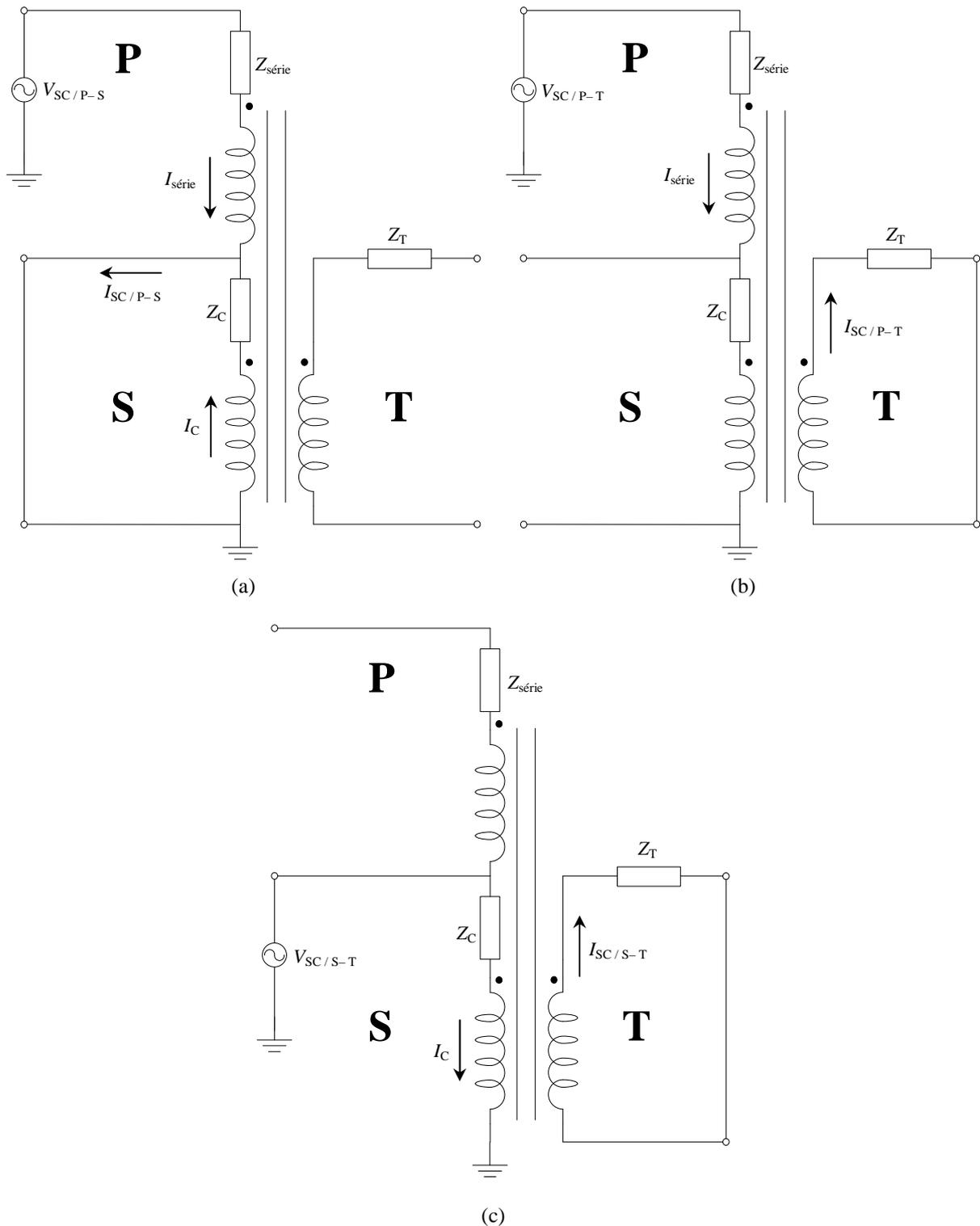


Figura 3.2 – Ensaio de curto-circuito em autotransformador de três enrolamentos:
 (a) curto primário-secundário; (b) curto primário-terciário; (c) curto secundário-terciário
 (GONZALEZ F., ISHCENKO D., Mork, B. A. *Leakage inductance model for autotransformer transient simulation*)

Consideremos, primeiramente, o ensaio ilustrado na Fig. 3.2(a), onde os enrolamentos primário, secundário e terciário são identificados, respectivamente, pelas letras

P, **S**, e **T**. Neste caso, calculando-se a razão entre a tensão aplicada $V_{SC/P-S}$ e a corrente de curto-circuito $I_{SC/P-S}$, obtém-se a impedância equivalente Z_{P-S} , que é a impedância percebida pelo terminal primário:

$$\frac{V_{SC/P-S}}{I_{SC/P-S}} = Z_{P-S}. \quad (3.14)$$

O mesmo entendimento pode ser aplicado ao ensaio realizado entre o primário e o terciário (Fig. 3.2(b)) e entre o secundário e o terciário (Fig. 3.2(c)). Daí:

$$\frac{V_{SC/P-T}}{I_{SC/P-T}} = Z_{P-T}, \quad (3.15)$$

que é a impedância percebida pelo terminal primário com o terminal terciário em curto, e

$$\frac{V_{SC/S-T}}{I_{SC/S-T}} = Z_{S-T}, \quad (3.16)$$

que é a impedância percebida pelo terminal secundário com o terminal terciário em curto.

As impedâncias equivalentes encontradas a partir das Eqs. (3.14) a (3.16) contemplam, cada uma, impedâncias de dois enrolamentos distintos, ou seja:

$$Z_{P-S} = Z_P + Z_S, \quad (3.17)$$

$$Z_{P-T} = Z_P + Z_T, \quad (3.18)$$

$$Z_{S-T} = Z_S + Z_T. \quad (3.19)$$

Manipulando as Eqs. (3.17), a (3.19), chega-se às seguintes relações, que evidenciam o valor das impedâncias de cada um dos enrolamentos separadamente:

$$Z_P = \frac{1}{2}(Z_{P-S} + Z_{P-T} - Z_{S-T}), \quad (3.20)$$

$$Z_S = \frac{1}{2}(Z_{P-S} + Z_{S-T} - Z_{P-T}), \quad (3.21)$$

$$Z_T = \frac{1}{2}(Z_{P-T} + Z_{S-T} - Z_{P-S}). \quad (3.22)$$

Os valores encontrados por meio das Eqs. (3.20) a (3.22) podem ser positivos, zero, ou mesmo negativos, sendo que **apenas um** deles poderá ser negativo.

Assim como no ensaio de curto para o transformador convencional, deve-se atentar, em cada um dos ensaios realizados para o autotransformador, para que tensão e corrente de curto estejam sempre **referidas a um mesmo terminal** do equipamento. Além disso, para a correta aplicação das Eqs. (3.20) a (3.22), todas as impedâncias deverão estar em uma **base comum**.

3.1.4 Vantagens e desvantagens do autotransformador

3.1.4.1 Aumento de potência nominal

Qualquer transformador comum, de dois enrolamentos isolados, pode ser ligado como autotransformador. A Fig. 3.3 ilustra um exemplo de ligação.

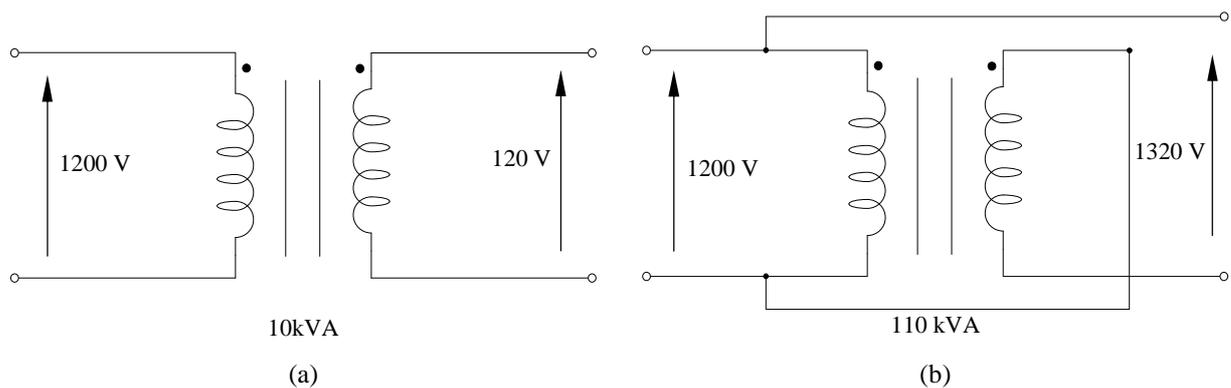


Figura 3.3 – Ligação de um transformador convencional como autotransformador: (a) transformador original; (b) autotransformador após a ligação. (KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores*.)

Comparando as Figs. 3.3(a) e (b), nota-se que houve um ganho considerável na potência nominal do transformador quando este foi conectado como autotransformador. Esta é uma grande vantagem deste tipo de conexão.

Quando conectado como autotransformador, apenas parte da potência que vai do primário para o secundário passa pelos enrolamentos. A outra parte é transmitida diretamente pela conexão elétrica, o que aumenta consideravelmente a capacidade de transmissão¹⁸ de potência de um circuito para outro.

Da Fig. 3.3(a) vê-se que o equipamento considerado é um transformador abaixador, cuja potência de entrada é dada por

$$S_I = V_{AT} I_{AT} \cdot \quad (3.23)$$

Da mesma maneira, a potência de saída é dada por

$$S_O = V_{BT} I_{BT} \cdot \quad (3.24)$$

O entendimento para a Fig. 3.3(b) é análogo. Da Eq. (2.9), tem-se que

$$S_I = S_O \therefore V_{AT} I_{AT} = V_{BT} I_{BT} \cdot \quad (3.25)$$

A Eq. (3.25) diz que a potência S_I injetada no primário do autotransformador é igual à potência S_O despachada pelo secundário. Podemos assumir isso como verdade, já que, como veremos adiante, o autotransformador possui elevado rendimento e baixa impedância interna, o que reduz eventuais perdas de potencia.

Identificaremos a potência aparente interna transmitida de um enrolamento do autotransformador para o outro de S_{ENROL} . Esta potência identifica apenas a parcela da potência total que é transmitida do primário ao secundário por meio de conversão eletromagnética e é, desta forma, a mesma potência transmitida pelo transformador convencional antes da ligação como autotransformador. Desta forma:

$$S_{ENROL} = S_{série} = S_C \therefore S_{ENROL} = V_{série} I_{série} = V_C I_C, \quad (3.26)$$

onde $S_{série}$ e S_C representam, respectivamente, as potências aparentes do enrolamento série e do enrolamento comum.

¹⁸ É correto falar em aumento da capacidade de **transmissão** de potência, já que a capacidade de **transformação** do equipamento não é alterada com a conexão como autotransformador.

O modelo apresentado na Fig. 3.3(b) é semelhante ao apresentado nas Figs. 3.1(a) e (b). Assim, substituindo as Eqs. (3.7) e (3.10) na Eq. (3.26), e sabendo-se que $I_{\text{série}} = I_{\text{AT}}$, a relação entre a potência que é injetada no transformador e a potência presente no interior do autotransformador é, então, encontrada:

$$S_{\text{ENROL}} = V_{\text{C}} I_{\text{C}} = V_{\text{BT}} (I_{\text{BT}} - I_{\text{AT}}) = V_{\text{BT}} I_{\text{BT}} - V_{\text{BT}} I_{\text{AT}}. \quad (3.27)$$

Substituindo a Eq. (3.13) na Eq. (3.27) obtém-se o seguinte resultado:

$$S_{\text{ENROL}} = V_{\text{BT}} I_{\text{BT}} - V_{\text{BT}} \left(I_{\text{BT}} \frac{N_{\text{C}}}{N_{\text{série}} + N_{\text{C}}} \right) \quad (3.28)$$

$$S_{\text{ENROL}} = V_{\text{BT}} I_{\text{BT}} \frac{(N_{\text{série}} + N_{\text{C}}) - N_{\text{C}}}{N_{\text{série}} + N_{\text{C}}} \quad (3.29)$$

$$S_{\text{ENROL}} = V_{\text{BT}} I_{\text{BT}} \frac{N_{\text{série}}}{N_{\text{série}} + N_{\text{C}}} = S_{\text{I}} \frac{N_{\text{série}}}{N_{\text{série}} + N_{\text{C}}} \quad (3.30)$$

e, finalmente:

$$\frac{S_{\text{I}}}{S_{\text{ENROL}}} = \frac{S_{\text{O}}}{S_{\text{ENROL}}} = \frac{N_{\text{série}} + N_{\text{C}}}{N_{\text{série}}}. \quad (3.31)$$

A Eq. (3.31) mostra que a potência S_{I} injetada no primário – e consequentemente a potência S_{O} despachada pelo secundário, já que são iguais – é consideravelmente maior que a potência que, de fato, está sendo transferida de um lado a outro do transformador via enrolamentos. Isto ocorre porque, como já dito, parte da energia é transmitida, também, pelo circuito elétrico. No caso do exemplo da Figs. 3.3(a) e (b), o transformador original possui relação $N_1:N_2 = 10:1$. Quando conectado como autotransformador, o enrolamento de alta do transformador (1200 V) passou a ser o enrolamento comum no autotransformador, e $N_{\text{C}} = N_1 = 10$. Da mesma forma, o enrolamento que era de baixa tensão no transformador (120 V) passou a ser o enrolamento série no autotransformador, e $N_{\text{série}} = N_2 = 1$. Assim, aplicando a Eq. (3.31):

$$\frac{S_i}{S_{\text{ENROL}}} = \frac{S_o}{S_{\text{ENROL}}} = \frac{1+10}{1} = 11.$$

Em suma, a potência realmente transmitida **através dos enrolamentos** não se alterou, continuando a ser 10kVA. Entretanto, após a conexão como autotransformador, a capacidade total do equipamento aumentou em 11 vezes, atingindo 110kVA.

Pela análise deste exemplo e da Eq. (3.31), vê-se que, quanto menor o valor de $N_{\text{série}}$, maior o aumento da capacidade de transmissão de potência do autotransformador.

Este ganho de capacidade de transferência de energia traz consigo uma **desvantagem** que, por vezes, impossibilita a utilização de autotransformadores em determinadas instalações: **a perda de isolamento entre as partes do circuito**, já que, diferentemente dos transformadores convencionais, no autotransformador há uma conexão elétrica entre o primário e o secundário.

3.1.4.2 Reduzida impedância série

Outra desvantagem do autotransformador é a sua reduzida impedância série, o que pode ser um problema em sistemas com nível de curto-circuito elevado. **A impedância série, em valores “por unidade” (PU), é reduzida pelo mesmo fator que determina o aumento na capacidade de transferência de potência.** Antes de constatar isto, analisemos a redução, em ohms, da impedância equivalente série no autotransformador.

Para perceber esta redução, considere um transformador convencional de dois enrolamentos, ligado como autotransformador, conforme ilustrado na a Fig. 3.4.

Na seção 3.1.4.1 viu-se que, após efetuada esta ligação, o enrolamento de alta do transformador convencional da Fig. 3.3(a) (com N_1 espiras) passou a ser o enrolamento comum do autotransformador da Fig. 3.3(b) com $N_C = N_1$ espiras, e o

enrolamento de baixa (com N_2 espiras) passou a ser o enrolamento série com $N_{\text{série}} = N_2$ espiras.

Para o transformador convencional de dois enrolamentos com relação de transformação $\alpha = N_1/N_2$, as tensões e as correntes nos enrolamentos são dadas pelas Eqs. (2.23) e (2.27) respectivamente. Após a conexão como autotransformador, pode-se, então, escrever que:

$$I_C = \frac{I_{\text{série}}}{\alpha} \quad (3.32)$$

$$E_{\text{série}} = \frac{E_C}{\alpha} \quad (3.33)$$

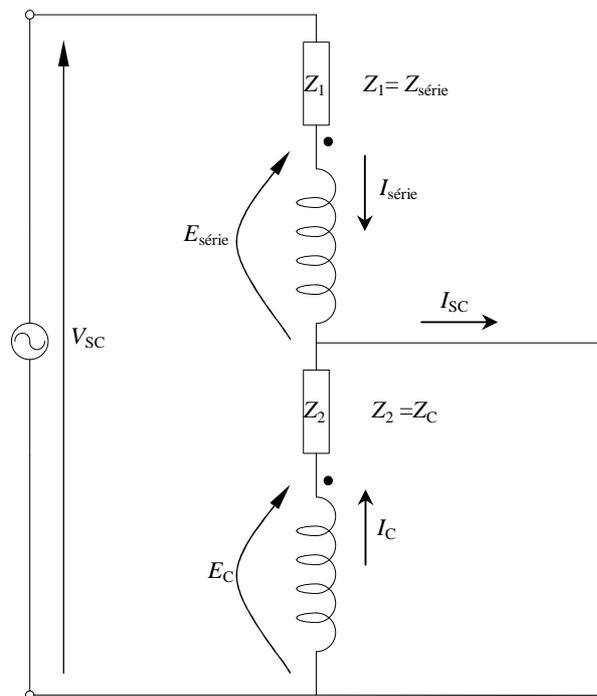


Figura 3.4 – Ensaio de curto-circuito em um autotransformador.
(WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*.)

Analisando-se o circuito da Fig. 3.4, a tensão E_C nos terminais do enrolamento comum é dada por:

$$E_C = I_C Z_C = \frac{I_{\text{série}}}{\alpha} Z_C, \quad (3.34)$$

onde Z_C é a impedância do enrolamento comum. Substituindo (3.33) em (3.34), resulta

$$E_{\text{série}} = I_{\text{série}} \frac{Z_C}{\alpha^2}, \quad (3.35)$$

e, do circuito, tem-se que

$$I_{\text{série}} = \frac{V_{\text{SC}} - E_{\text{série}}}{Z_{\text{série}}}. \quad (3.36)$$

Substituindo a Eq. (3.35) na Eq. (3.36), e multiplicando ambos os lados da Eq. (3.36) por $Z_{\text{série}}$:

$$I_{\text{série}} Z_{\text{série}} = V_{\text{SC}} - I_{\text{série}} \frac{Z_C}{\alpha^2}. \quad (3.37)$$

Resolvendo a Eq. (3.37) para V_{SC} :

$$V_{\text{SC}} = I_{\text{série}} \left(Z_{\text{série}} + \frac{Z_C}{\alpha^2} \right). \quad (3.38)$$

A impedância equivalente Z_{SC} percebida pela fonte conectada ao primário do autotransformador é dada por

$$Z_{\text{SC}} = \frac{V_{\text{SC}}}{I_{\text{série}}}, \quad (3.39)$$

e, finalmente, a impedância do autotransformador vista pelo lado primário do equipamento é

$$Z_{\text{eq-AUTOTRAFO}} = Z_{\text{SC}} = Z_{\text{série}} + \frac{Z_C}{\alpha^2}. \quad (3.40)$$

A Eq. (3.40) permite verificar que, quando conectado como autotransformador a impedância do transformador convencional cai substancialmente. Para o transformador convencional de dois enrolamentos a impedância série equivalente percebida pelo primário é dada pela Eq. (2.42), que é igual à soma da impedância do enrolamento primário e da impedância do secundário **referida ao primário**, ou seja:

$$Z_{\text{eq-TRAFO}} = R_1 + jX_1 + R_2' + jX_2' = Z_1 + \alpha^2 Z_2. \quad (3.41)$$

onde Z_2 é a impedância secundária vista através do próprio secundário (ou seja, não é referida ao primário). Note-se que, no transformador convencional, a impedância Z_1 é cerca de α^2 **vezes maior** que a impedância Z_2 .

No caso da equação (3.40), a impedância série equivalente do autotransformador é a soma da impedância do enrolamento série $Z_{\text{série}}$ e da impedância do enrolamento comum Z_C **dividida por α^2** .

Como, após a conexão como autotransformador, $Z_1 = Z_C$ e $Z_2 = Z_{\text{série}}$, pode-se reescrever a Eq. (3.40) em função das impedâncias do transformador antes de realizada a conexão:

$$Z_{\text{eq-AUTOTRAFO}} = Z_2 + \frac{Z_1}{\alpha^2}. \quad (3.42)$$

Esta é, de fato, a impedância vista no terminal secundário do transformador convencional de dois enrolamentos quando em curto-circuito o enrolamento primário. Para um valor de α elevado, o valor da impedância série será consideravelmente baixo.

Dividindo a Eq. (3.42) pela Eq. (3.41), pode-se concluir que, quando se liga um transformador como autotransformador, a impedância série equivalente, em ohms, se reduz por um fator α^2 :

$$\frac{Z_{\text{eq-AUTOTRAFO}}}{Z_{\text{eq-TRAFO}}} = \frac{Z_2 + \frac{Z_1}{\alpha^2}}{Z_1 + \alpha^2 Z_2} = \frac{1}{\alpha^2}. \quad (3.43)$$

A análise em valores PU é geralmente mais utilizada, se e torna mais imediata quando se conclui que a redução em PU ocorre na mesma proporção que o aumento da capacidade nominal do transformador. Analisando a Eq. (3.43) em valores PU, tem-se que:

$$\frac{Z_{\text{eq-AUTOTRAFO}}^{\text{PU}}}{Z_{\text{eq-TRAFO}}^{\text{PU}}} = \frac{Z_2 + Z_1}{Z_{\text{BASE-AUTOTRAFO}}} \frac{Z_{\text{BASE-TRAFO}}}{Z_1 + Z_2} = \frac{Z_{\text{BASE-TRAFO}}}{Z_{\text{BASE-AUTOTRAFO}}}. \quad (3.44)$$

Se adotarmos a tensão e a potência nominais do transformador como tensão e potência de base, a impedância de base fica:

$$Z_{\text{BASE-TRAFO}} = \frac{V_{\text{NOM-TRAFO}}^2}{S_{\text{NOM-TRAFO}}}. \quad (3.45)$$

Quando conectado como autotransformador, a tensão nominal do equipamento não se altera, entretanto, sua potência nominal sim, na razão da Eq. (3.31). A impedância de base do autotransformador é, então, dada por:

$$Z_{\text{BASE-AUTOTRAFO}} = \frac{V_{\text{NOM-TRAFO}}^2}{S_{\text{NOM-TRAFO}} \frac{N_{\text{série}} + N_{\text{C}}}{N_{\text{série}}}}. \quad (3.46)$$

Finalmente, substituindo as Eqs. (3.45) e (3.46) em (3.44):

$$\frac{Z_{\text{eq-AUTOTRAFO}}^{\text{PU}}}{Z_{\text{eq-TRAFO}}^{\text{PU}}} = \frac{N_{\text{série}}}{N_{\text{série}} + N_{\text{C}}}. \quad (3.47)$$

3.1.4.3 Rendimento elevado

Como já visto, parte da energia transferida pelo autotransformador se dá através de condução elétrica. Este é o principal motivo que faz com que a capacidade de transferência de potência de um transformador convencional seja multiplicada quando este é ligado como autotransformador. Dessa forma, para a mesma potência de saída, um autotransformador é consideravelmente menor que um transformador convencional, usando menos ferro, e reduzindo perdas no núcleo.

O autotransformador possui apenas um enrolamento, que para um melhor entendimento, subdividimos em dois: enrolamento série e enrolamento comum. Na parte do enrolamento do autotransformador que chamamos de enrolamento comum, circula uma

corrente – anteriormente definida como I_C – que é a diferença entre a corrente primária e a corrente secundária, e que depende da relação de transformação.

Para comprovar esta afirmação, considere a Fig. 3.1(a). Quanto mais próxima de 1:1 a relação de transformação, menor será a corrente I_C , pois I_2 se aproximará de $I_{série} = I_1$.

A menor quantidade de ferro utilizada na sua construção reduz as perdas constantes do equipamento, e a menor corrente circulando nos enrolamentos reduz suas perdas variáveis. Isto, aliado à baixa impedância série do autotransformador, confere ao equipamento rendimentos que se aproximam de 100%.

3.1.4.4 Resumo das principais vantagens e desvantagens do autotransformador

Em suma, o autotransformador apresenta as seguintes **vantagens**:

- Redução no peso e no tamanho do equipamento;
- Redução de perdas;
- Menor impedância série e melhor regulação de tensão.

E as seguintes **desvantagens**:

- Perda de isolamento entre os circuitos primário e o secundário;
- Não permite certas conexões trifásicas, como Δ -Y e Y- Δ ;
- A abertura do enrolamento comum sujeitará o secundário à mesma tensão imposta no primário, o que pode ser desastroso quando operando em altos níveis de tensão.
- Maiores correntes de falta, devido à reduzida impedância série;

- Para um mesmo surto de tensão na linha, as tensões impostas e induzidas nos terminais são maiores no autotransformador do que para um transformador convencional;
- Correntes de curto podem sujeitar os enrolamentos a tensões consideravelmente maiores que a tensão de operação.

3.2 Transformadores de múltiplos enrolamentos

Estes equipamentos apresentam pelo menos três enrolamentos e são utilizados para conectar três ou mais circuitos que, em geral, possuem tensões de operação distintas.

Os transformadores de três enrolamentos são providos de um enrolamento chamado terciário. Tal qual um transformador de dois enrolamentos, todos os enrolamentos deste equipamento são isolados entre si, o que permite a utilização de duas entradas ou duas saídas de mesmo nível de tensão eletricamente isoladas.

Em conexões trifásicas, o terciário é geralmente ligado em Δ (delta), o que permite uma menor flutuação de tensão, já que este tipo de ligação “filtra” o sistema, retendo componentes harmônicas. Além disso, o terciário supre o núcleo do transformador com as componentes harmônicas necessárias para sua magnetização, podendo servir, ainda, como fonte de energia para serviços auxiliares em sistemas de alta tensão.

3.2.1 Circuito equivalente para o transformador monofásico de múltiplos enrolamentos

A Fig. 3.5 apresenta o modelo geralmente utilizado para representar o transformador de três enrolamentos. O ramo paralelo, responsável por representar a corrente de magnetização e as perdas do núcleo, é, geralmente, omitido, já que a impedância de magnetização é consideravelmente maior que as impedâncias série. Os transformadores ideais podem ser omitidos quando são utilizadas unidades PU, entretanto, pode ser conveniente mantê-los representados no circuito como transformadores 1:1.

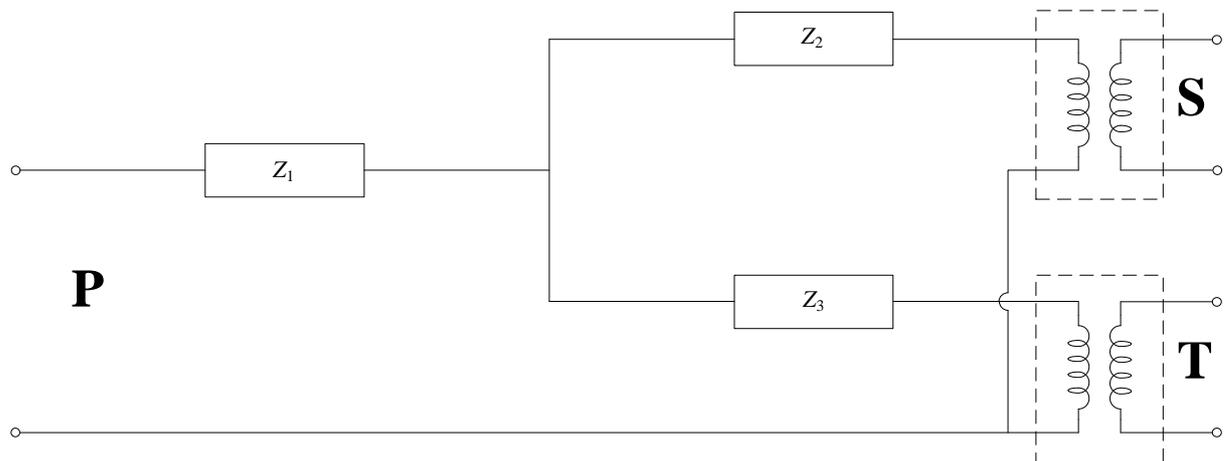


Figura 3.5 – Modelo para o transformador de três enrolamentos: P = primário; S = secundário; T= terciário (WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*.)

As impedâncias Z_1 , Z_2 e Z_3 podem ser determinadas através do ensaio de curto-circuito, da mesma forma explicada na seção 3.1.3, sendo calculadas através das Eqs. (3.20) a (3.22). Da mesma forma que nos autotransformadores, uma das impedâncias poderá assumir valor negativo, mas **apenas uma**. Na conexão de transformadores monofásicos de três enrolamentos em banco é muito importante que todas as impedâncias sejam “casadas”, caso contrário, haverá circulação de corrente entre os transformadores, mesmo em vazio, provocando aquecimento e sobrecarregando os mesmos quando operando sob carga.

A disposição e os arranjos dos enrolamentos variam de acordo com a reatância de dispersão projetada para cada par de enrolamentos. Desta forma, pode-se

otimizar o desempenho do transformador, obtendo-se uma boa regulação de tensão e reduzindo os níveis de corrente de curto-circuito.

Em suma, o transformador de múltiplos enrolamentos permite:

- Conexão de vários sistemas operando em níveis de tensão distintos;
- Quando trifásico, a utilização de um enrolamento conectado em Δ para filtragem de harmônicas, que também pode ser utilizado como fonte de potência para diversas cargas;
- Melhor controle da regulação de tensão;
- Possibilidade de redundância no suprimento de uma carga crítica: dois enrolamentos isolados entre si, no mesmo nível de tensão, suprindo uma mesma carga;
- Fonte de potência para serviços auxiliares em subestações.

3.3 Transformadores monofásicos ligados em bancos

Os transformadores monofásicos podem ser dispostos em bancos, interconectados entre si, formando equipamentos que promovem a transformação trifásica da tensão e da corrente elétrica.

A Fig. 3.6 ilustra um exemplo de um transformador trifásico constituído de três transformadores monofásicos de três enrolamentos, sendo cada um deles idêntico ao transformador ilustrado na Fig. 3.5. As fases estão representadas pelas letras **A**, **B** e **C**, e o neutro pela letra *n*; os sobrescritos denominam os terminais primário (1), secundário (2) e terciário (3), e; os subscritos identificam o tipo de ligação: Δ (delta) ou Y (estrela).

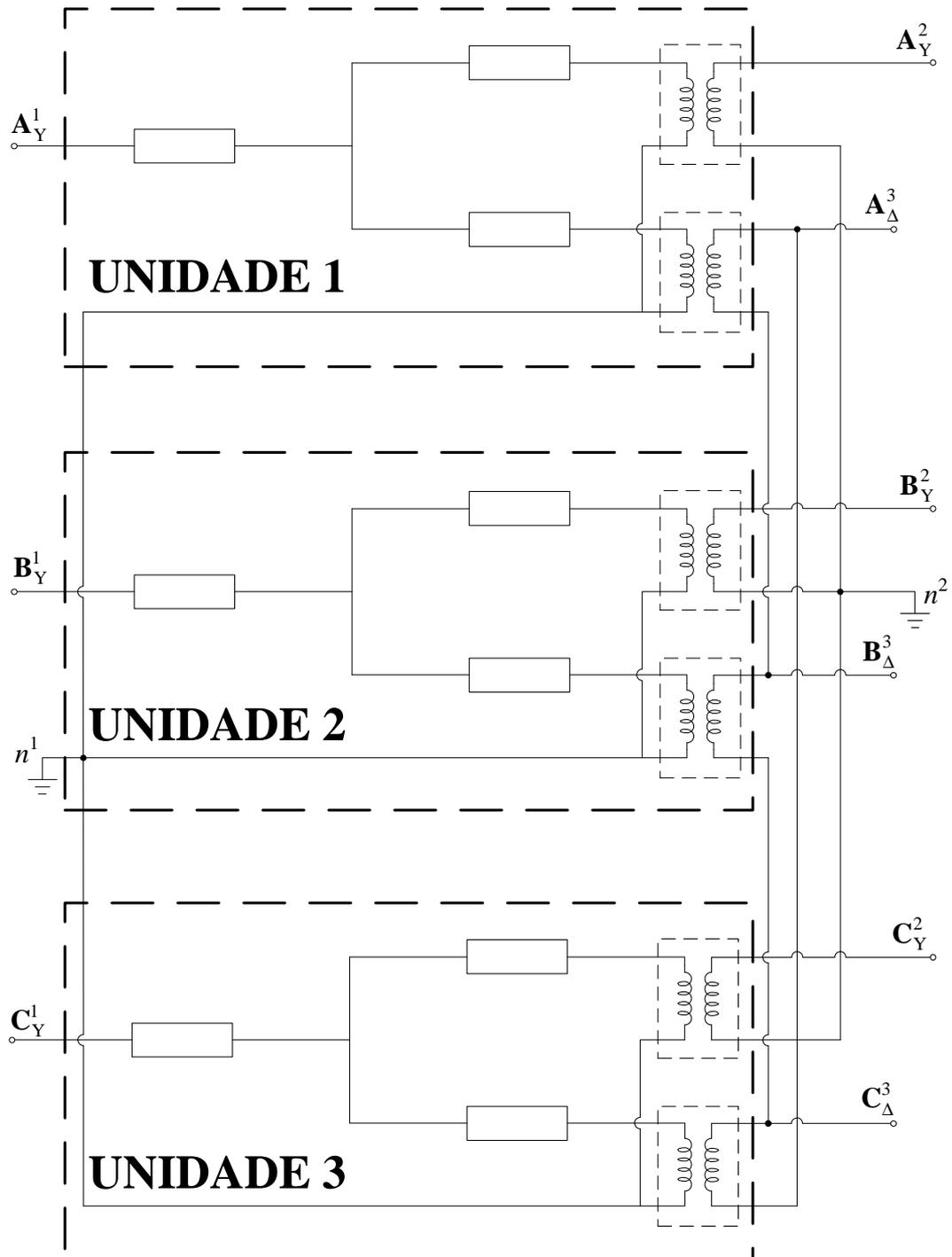


Figura 3.6 – Banco de transformadores monofásicos de três enrolamentos ligados em Y aterrado-Δ-Y aterrado.

Neste transformador, o primário e o secundário estão conectados em Y (estrela) com neutro aterrado, e o terciário está ligado em Δ. Devido às suas conexões, este transformador pode ser chamado de Y aterrado-Δ-Y aterrado.

A constituição de transformadores trifásicos por meio de bancos monofásicos pode ser benéfica, pois permite que, no caso da perda de uma das fases, a

unidade afetada seja substituída de forma isolada, sem que as outras fases sejam desligadas. Em alguns casos, é possível continuar o serviço, promovendo a transformação trifásica com as duas unidades transformadoras remanescentes (será visto na seção 3.5). No caso de um transformador trifásico, a perda do enrolamento de uma das fases pode inutilizar todo o transformador.

Ao montar um banco de transformadores, algumas precauções devem ser tomadas:

1. Cada unidade componente do banco deverá ter a **mesma relação de transformação** (o IEEE recomenda uma diferença máxima de 0,5%);
2. Deverá ser observada a polaridade de cada unidade, e;
3. As impedâncias série das unidades deverão ter o valor mais próximo possível **quando referidas em PU**;

O item 1 visa a evitar que surjam correntes circulantes entre os transformadores, o que causa aquecimento e saturação; o item 2 é necessário para efetuar corretamente as ligações Y ou Δ , e; o item 3 visa a dividir proporcionalmente a corrente secundária entre as unidades, já que, ao dispor unidades monofásicas em bancos, **as potências nominais das unidades podem ser diferentes**. A interligação de unidades com potências diferentes não compensadas pela correspondente diferença nas impedâncias séries, em ohms, faria com que algumas unidades operassem em sobrecarga, enquanto outras, subutilizadas.

Uma desvantagem do banco de transformadores é o seu alto custo, já que os transformadores trifásicos, por serem projetados especialmente para este tipo de operação, custam menos e apresentam melhor eficiência que um número equivalente de transformadores monofásicos ligados em banco.

3.4 Transformadores trifásicos

O esquema de ligação de um transformador trifásico Y- Δ -Y é o mesmo daquele ilustrado na Fig. 3.6, com a diferença de que o transformador trifásico é composto por uma única unidade, estando todos os enrolamentos das três fases dentro de um mesmo equipamento. Graças à natureza simétrica de cada um dos fluxos magnéticos gerados pelas fases A, B e C (Φ_A , Φ_B e Φ_C , respectivamente), não há a necessidade de um caminho magnético de retorno, o que proporciona maior economia e redução de perdas, quando este equipamento é comparado com um banco de transformadores monofásicos equivalente.

As principais ligações de enrolamentos para transformadores trifásicos são: estrela-estrela (Y-Y), estrela-delta (Y- Δ), delta-estrela (Δ -Y), delta-delta (Δ - Δ) e Δ -zigzag.

3.4.1 Ligação estrela – estrela (Y-Y)

Esta pode ser considerada a forma mais simples de ligação de um transformador, pois a transformação trifásica é operada como três transformações monofásicas. O nome “estrela” (Y) vem do fato de que as tensões aplicadas aos enrolamentos, quando representadas vetorialmente, estão dispostas com defasagem de 120° entre si, formando uma figura similar à letra Y, conforme ilustrado na Fig. 3.7.

Um transformador trifásico interligado em Y-Y é ilustrado na Fig. 3.8. Para obter a relação de transformação deste equipamento, basta analisar apenas um dos enrolamentos, pois todos os outros se comportarão exatamente da mesma forma.

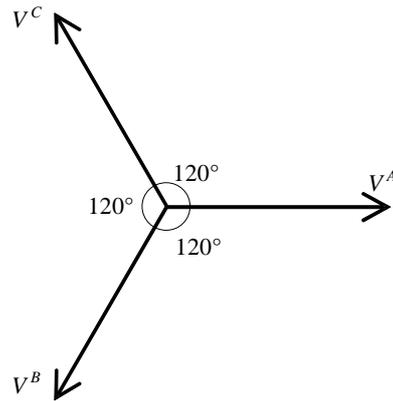


Figura 3.7 – Diagrama fasorial das tensões aplicadas aos enrolamentos conectados em Y.

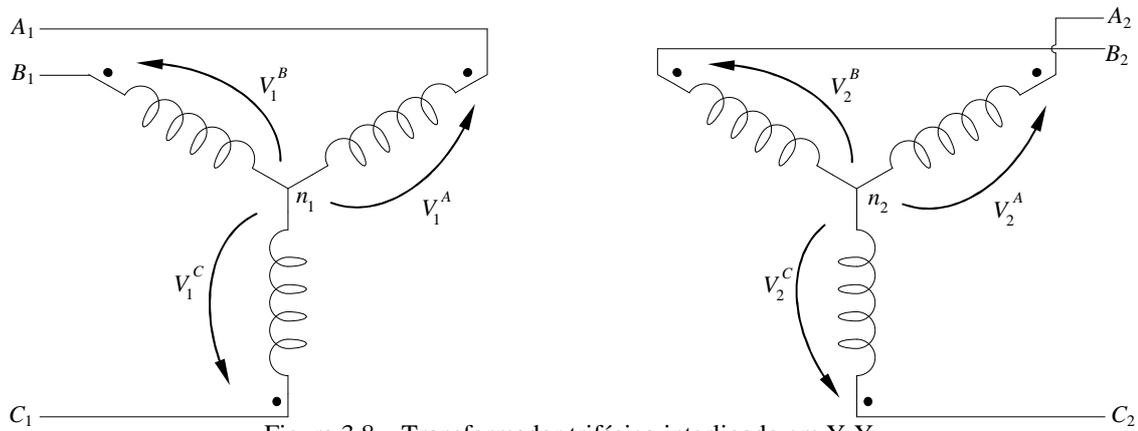


Figura 3.8 – Transformador trifásico interligado em Y-Y.

Assim, para um sistema equilibrado, tem-se que:

$$\frac{V_1^A}{V_2^A} = \frac{V_1^B}{V_2^B} = \frac{V_1^C}{V_2^C} = \alpha. \quad (3.48)$$

O mesmo entendimento vale para as tensões de linha:

$$\frac{V_1^{AB}}{V_2^{AB}} = \frac{V_1^{BC}}{V_2^{BC}} = \frac{V_1^{CA}}{V_2^{CA}} = \frac{\sqrt{3}V_1^F}{\sqrt{3}V_2^F} = \alpha, \quad (3.49)$$

onde V_1^F e V_2^F designam, respectivamente, a tensão de fase primária e secundária.

A ligação Y-Y permite a transformação de grandezas elétricas sem alterar a defasagem entre tensões e correntes de fase e de linha, ou seja, as tensões de linha primária estão em fase com as tensões de linha secundárias. O mesmo ocorre com as tensões de fase e com as correntes de fase, para cada uma das fases.

Esta conexão pode fazer com que o sistema apresente algumas características indesejáveis, como distorções nas tensões dos enrolamentos causadas pelas

correntes de terceiro harmônico geradas pelos fenômenos de excitação do transformador e o desbalanceamento de correntes no caso de se alimentar uma carga não balanceada.

Na seção 3.2 discutiu-se rapidamente uma forma de contornar o problema causado pelas componentes harmônicas: adicionar ao transformador um terciário conectado em Δ . Não é necessário que os terminais do terciário estejam disponíveis para conexão, podendo ser um enrolamento embutido.

Outra medida eficaz é promover o aterramento dos neutros n_1 e n_2 (essencialmente n_1).

3.4.1.1 Aterramento do neutro

O aterramento do neutro nos transformadores, conforme ilustrado na Fig. 3.9, é de suma importância, pois fornece um caminho fechado para as correntes desequilibradas do sistema (devidas às cargas desequilibradas) e aumenta as possibilidades de utilização do sistema (é possível conectar cargas trifásicas, de alta potência, e cargas monofásicas diversas).

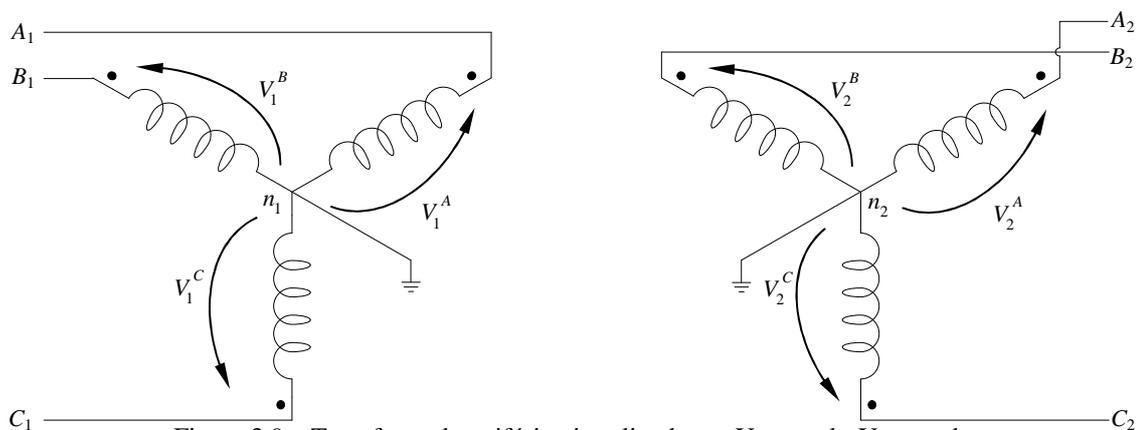


Figura 3.9 – Transformador trifásico interligado em Y aterrado-Y aterrado.

Na verdade, o que é de fato importante é a **interconexão** dos neutros da fonte e do primário do transformador, ou dos neutros do secundário do transformador e da carga, ou ambos. Isto promove a supressão das correntes de terceiro harmônico introduzidas no sistema devido à não linearidade do material magnético.

Em transformadores monofásicos, a influência das correntes de terceiro harmônico não são muito relevantes, e seus efeitos produzem apenas uma leve distorção na corrente de carga. Entretanto, em transformadores trifásicos, apesar de as três correntes de carga fundamentais estarem defasadas de 120° entre si, as correntes de terceiro harmônico estão em fase – e também as de sexto, nono, décimo segundo, etc. harmônicos. Desta forma, esta tripla componente de terceiro harmônico é de magnitude tal que distorce significativamente as tensões induzidas em cada enrolamento.

A supressão destas componentes harmônicas pode ser feita fornecendo um caminho fechado para estas correntes, por meio de um neutro aterrado no primário ou no secundário, ou mesmo ambos. O aterramento é utilizado para interligar neutros separados por longas distâncias; neste caso, utiliza-se a Terra como condutor para interligar os neutros do sistema e promover um circuito fechado para as correntes harmônicas.

Em transformações Y- Δ , o neutro oriundo do primário do transformador é ligado ao neutro da fonte; em transformações Δ -Y, o neutro do secundário é ligado ao neutro da carga, e; em uma ligação Δ - Δ não há a necessidade de aterramento, pois a ligação Δ - Δ já consiste em um circuito fechado.

Uma consequência do aterramento do neutro é que a diferença entre as tensões dos neutros primário e secundário é praticamente eliminada. Isto pode fazer com que altas correntes de sequência zero – e, conseqüentemente, de terceiro harmônico – fluam através do neutro quando este é diretamente aterrado. Para contornar este problema, frequentemente o aterramento do neutro de transformadores é feito através de reatores série.

3.4.1.2 Vantagens da conexão Y-Y

- As grandezas elétricas primárias e secundárias estão em fase, o que pode ser um fator importante em certas instalações;
- Os módulos das tensões de fase são cerca de 57% do módulo das tensões de linha e, por isso, quando comparada esta ligação com aquelas feitas entre fases (ligação Δ), são necessárias menos espiras em cada enrolamento para produzir o mesmo fluxo magnético;
- Um transformador conectado em Y-Y pode ser religado como autotransformador (observados os níveis de isolamento do equipamento original), com a possibilidade de grande economia, comparando-se com o transformador de dois enrolamentos.

3.4.1.3 Desvantagens da conexão Y-Y

- Devido às componentes harmônicas, o não aterramento do neutro pode causar sobretensões nos enrolamentos quando operando em carga plena;
- Sob certas circunstâncias, pode haver sobreaquecimento do tanque do transformador devido a sobretensões, danificando o equipamento. Isto pode ser observado durante um curto fase-terra no primário enquanto o secundário está sob carga;
- Ressonância entre a reatância de magnetização e a capacitância fase-terra pode causar sobretensões (fenômeno conhecido como ferrorressonância);

- Um curto fase-terra em um sistema cujo neutro primário é aterrado fará com que as tensões fase-neutro das fases não atingidas se elevem em aproximadamente 173%, aumentando drasticamente a excitação do núcleo, e aumentando significativamente as perdas;
- Estando os neutros do primário e do secundário aterrados, um curto fase-terra no secundário fará circular correntes de falta também no primário, fazendo com que a proteção de neutro do primário atue para faltas no secundário. Esta hipótese está ilustrada na Fig. 3.10, onde o “X” demarca o ponto de curto.

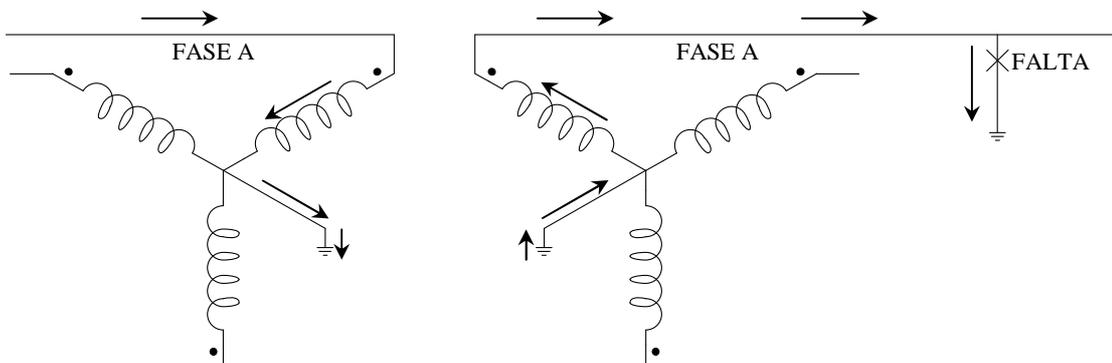


Figura 3.10 – Corrente de falta através dos neutros aterrados.
(BLACKBURN, J. Lewis. *Symmetrical components for power systems engineering.*)

3.4.1.4 Ferrorressonância

A ferrorressonância ocorre quando a capacitância da linha entra em ressonância com a reatância de magnetização do núcleo de um transformador. Ocorre com mais frequência em transformadores de instrumentação, podendo ocorrer também com transformadores de potência em alguns casos.

Este fenômeno tem característica essencialmente transitória, dado que a reatância de magnetização do transformador não é, de fato, constante, devido à natureza não linear da curva B-H. Desta forma, pode ocorrer que, em dado momento do ciclo de histerese,

a reatância de magnetização ressoa com a capacitância da linha, produzindo tensões internas no transformador de até 5 vezes a nominal.

A ferrorressonância pode destruir o transformador e os equipamentos a ele conectados, e o meio de prevenção contra seus efeitos é evitar alguns tipos de conexão dos enrolamentos dos transformadores conjugado com o cuidado de atentar para as circunstâncias que a causam.

3.4.2 Ligação estrela – delta (Y-Δ)

O esquema de ligação Y-Δ é apresentado na Fig. 3.11. Nesta ligação, a tensão de fase primária é transformada em tensão de linha secundária. Desta forma, a relação de transformação dependerá não só da relação de espiras, mas também da relação entre as tensões de fase e de neutro. Assim, a relação de transformação será:

$$\frac{V_1^L}{V_2^L} = \frac{\sqrt{3}V_1^F}{V_2^F} = \alpha\sqrt{3} \quad (3.50)$$

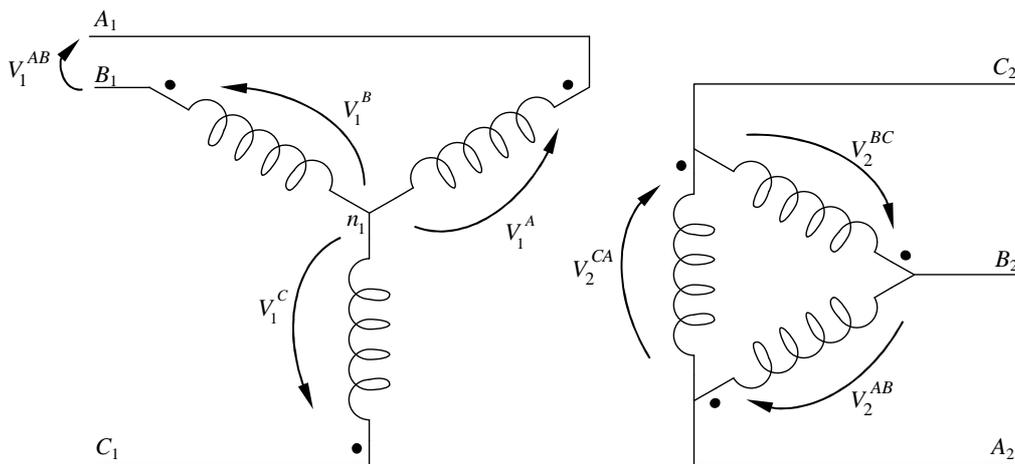


Figura 3.11 – Transformador trifásico interligado em Y-Δ.

Uma vantagem deste tipo de conexão é a supressão de harmônicas. Na conexão Y aterrado-Y aterrado, o único caminho possível para as correntes de terceiro harmônico é através do neutro, enquanto que na conexão Y aterrado-Δ, estas correntes –

iguais em amplitude e fase – circulam no circuito fechado formado pelos enrolamentos conectados em Δ . Se as correntes de magnetização dos enrolamentos possuírem aproximadamente a mesma forma de onda, e se as correntes de carga do transformador estiverem defasadas de 120° em um sistema a 60Hz, pode-se observar que as correntes harmônicas permanecem circulando somente nos enrolamentos conectados em Δ , não alterando as formas de onda das corrente de carga no secundário.

Outra vantagem desta conexão é o isolamento elétrico referente às correntes de neutro entre o primário e o secundário, já que o enrolamento em Δ não possui neutro aparente, o que é importante para efeitos de coordenação de proteção.

Um ponto importante a ser observado é que este tipo de conexão causa uma defasagem de 30° entre as tensões primárias e secundárias, o que deve ser cuidadosamente considerado ao se instalar bancos constituídos de transformadores trifásicos em paralelo. Esta diferença entre as fases pode ser positiva ($+30^\circ$) ou negativa (-30°), dependendo da sequência de fases aplicada ao primário. Se os enrolamentos do transformador forem conectados conforme ilustrado na Fig. 3.11, teremos as tensões primárias aplicadas na sequência direta, ou seja, A-B-C, e as tensões de fase secundárias estarão “atrasadas” em relação às tensões de fase primárias em 30° , ou seja, houve uma defasagem de -30° . A Fig. 3.12 ilustra vetorialmente esta defasagem.

Se invertermos dois cabos conectados ao terminal primário (**ou** dois do secundário) estaremos invertendo a sequência de fases para C-A-B, e a defasagem no terminal secundário será, neste caso, de $+30^\circ$. Se invertermos dois cabos do primário e dois cabos do secundário, estaremos voltando a condição inicial, ou seja, sequência direta de fases.

Vale dizer que outras defasagens entre primário e secundário são possíveis, dependendo da ligação dos enrolamentos e da sequência de fases primária.

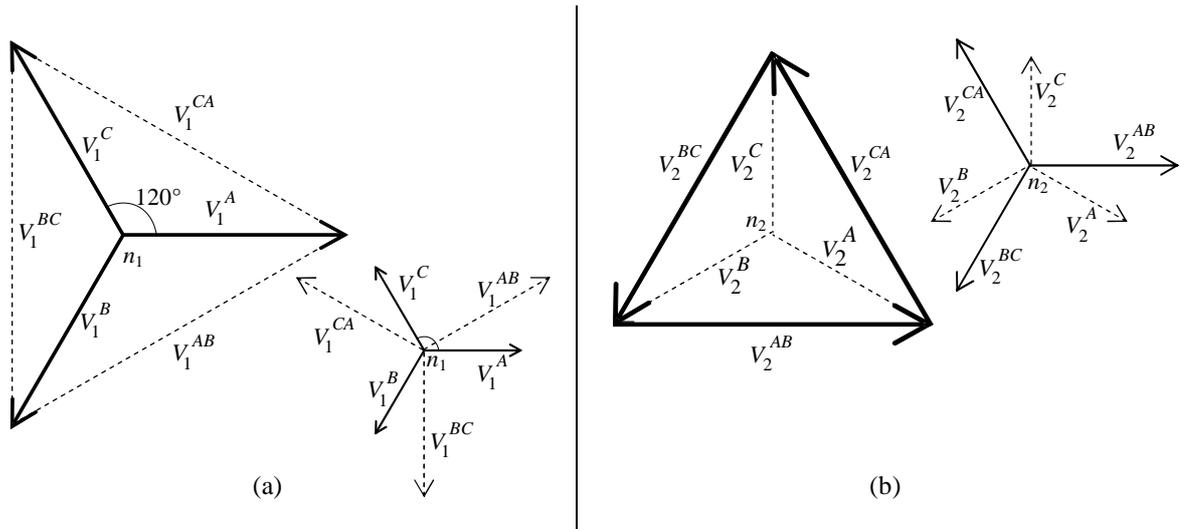


Figura 3.12 – Diagrama fasorial de tensões do transformador trifásico interligado em Y- Δ : (a) tensões de fase e de linha primárias; (b) tensões de fase e de linha secundárias.

3.4.3 Ligação delta – estrela (Δ -Y)

Este tipo de ligação apresenta as mesmas características da ligação Y- Δ , sendo diferente apenas a sua relação de transformação. Neste transformador, a tensão de linha do enrolamento primário conectado em Δ é transformada na tensão de fase do enrolamento secundário conectado em Y. Desta forma, a relação de transformação é:

$$\frac{V_1^L}{V_2^L} = \frac{V_1^F}{\sqrt{3}V_2^F} = \frac{\alpha}{\sqrt{3}}. \quad (3.51)$$

Assim como ocorre na conexão Y- Δ , o transformador Δ -Y provoca uma defasagem de 30° entre as tensões primárias e secundárias. Na sequência direta, as tensões secundárias estarão 30° adiantadas em relação às tensões primárias, ou seja, a defasagem será de $+30^\circ$. Aplicando-se sequência inversa de fases no primário, será observada uma defasagem de -30° nas tensões secundárias. O diagrama fasorial correspondente é apresentado na Fig. 3.13.

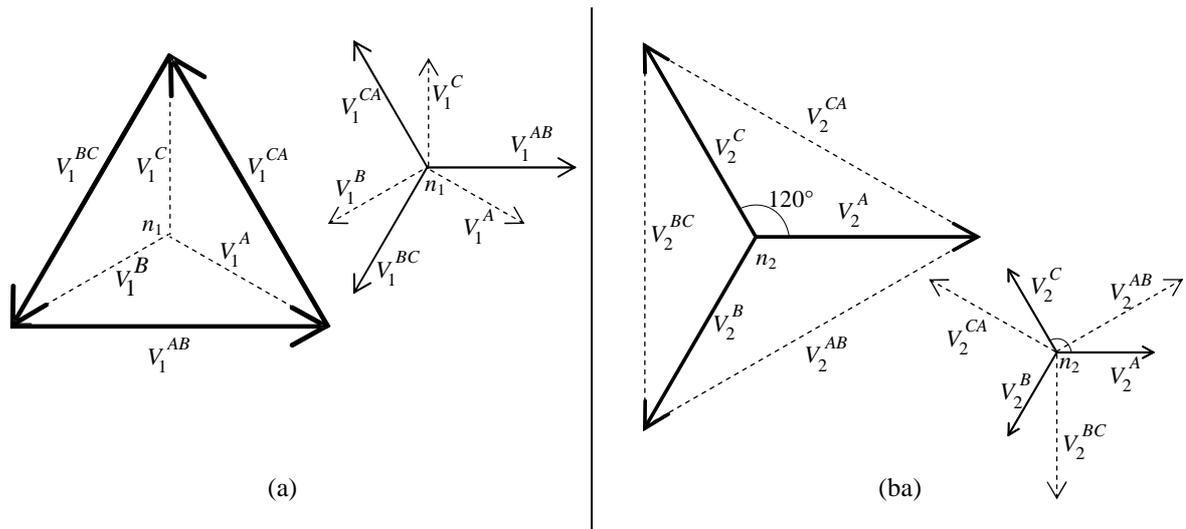


Figura 3.13 – Diagrama fasorial de tensões do transformador trifásico interligado em Δ -Y: (a) tensões de fase e de linha primárias; (b) tensões de fase e de linha secundárias.

Tal como na conexão Y- Δ , outras defasagens entre primário e secundário são possíveis, dependendo da ligação dos enrolamentos e da sequência de fases primária.

3.4.4 Ligação delta – delta (Δ - Δ)

Na ligação Δ - Δ , as tensões de linha primárias são transformadas em tensão de de linha secundárias. Assim, não há defasagem entre as tensões primárias e secundárias, e a relação de transformação é:

$$\frac{V_1^{AB}}{V_2^{AB}} = \frac{V_1^{BC}}{V_2^{BC}} = \frac{V_1^{CA}}{V_2^{CA}} = \frac{V_1^L}{V_2^L} = \frac{\sqrt{3}V_1^F}{\sqrt{3}V_2^F} = \alpha \quad (3.52)$$

Um das vantagens do transformador Δ - Δ é que este pode ser mantido em operação mesmo quando é perdida uma das fases, ou quando é removido uma das unidades para manutenção (no caso de bancos). Este tipo de conexão é chamado de Δ aberto (delta aberto) ou conexão V-V.

3.4.5 Ligação Δ -zigzag

A Fig. 3.14 (a) apresenta a uma conexão onde o primário está ligado em delta e o secundário em zigzag. Na conexão zigzag, cada enrolamento principal (A, B e C) é composto por outros dois enrolamentos menores, nominados a_1 , a_2 , b_1 , b_2 , c_1 , e c_2 , conectados na forma da Fig. 3.14(a). Os diagramas fasoriais correspondentes ao primário e ao secundário são mostrados na Fig. 3.14 (b) e (c), respectivamente. É possível perceber que a conexão Δ -zigzag não acarreta em rotação de fases, ou seja, não haverá defasagem entre as tensões de fase e de linha primárias e secundárias.

A conexão zigzag possui algumas das características da conexão Y e da conexão Δ , combinando as vantagens de ambas – incluindo o neutro. Ela permite a alimentação de cargas desbalanceadas sem que o neutro seja submetido a tensões elevadas e, ainda, fornece um caminho fechado para a circulação de correntes de terceiro harmônico.

Analisando o enrolamento secundário (conectado em zigzag) da Fig. 3.14(a), pode-se perceber o seguinte: se três correntes I^A , I^B e I^C iguais em magnitude e em fase são injetadas nos terminais A, B e C do enrolamento em zigzag, respectivamente, os ampères-espiras do enrolamento a_1 se cancelarão com os ampères-espiras do enrolamento a_2 , o mesmo ocorrendo com os pares de enrolamentos b_1 - b_2 e c_1 - c_2 . Desta forma, todas as correntes fluirão diretamente para o aterramento através do neutro.

Se, agora, as correntes I^A , I^B e I^C forem defasadas de 120° entre si, não haverá cancelamento dos ampères-espiras em cada par de enrolamentos, e, assim, não haverá drenagem de corrente para a terra.

Esta característica permite concluir que a conexão zigzag é útil na condução de correntes de sequência zero para a terra. Por isso, uma das principais aplicações deste transformador é utilizá-lo como ponto de aterramento em um sistema.

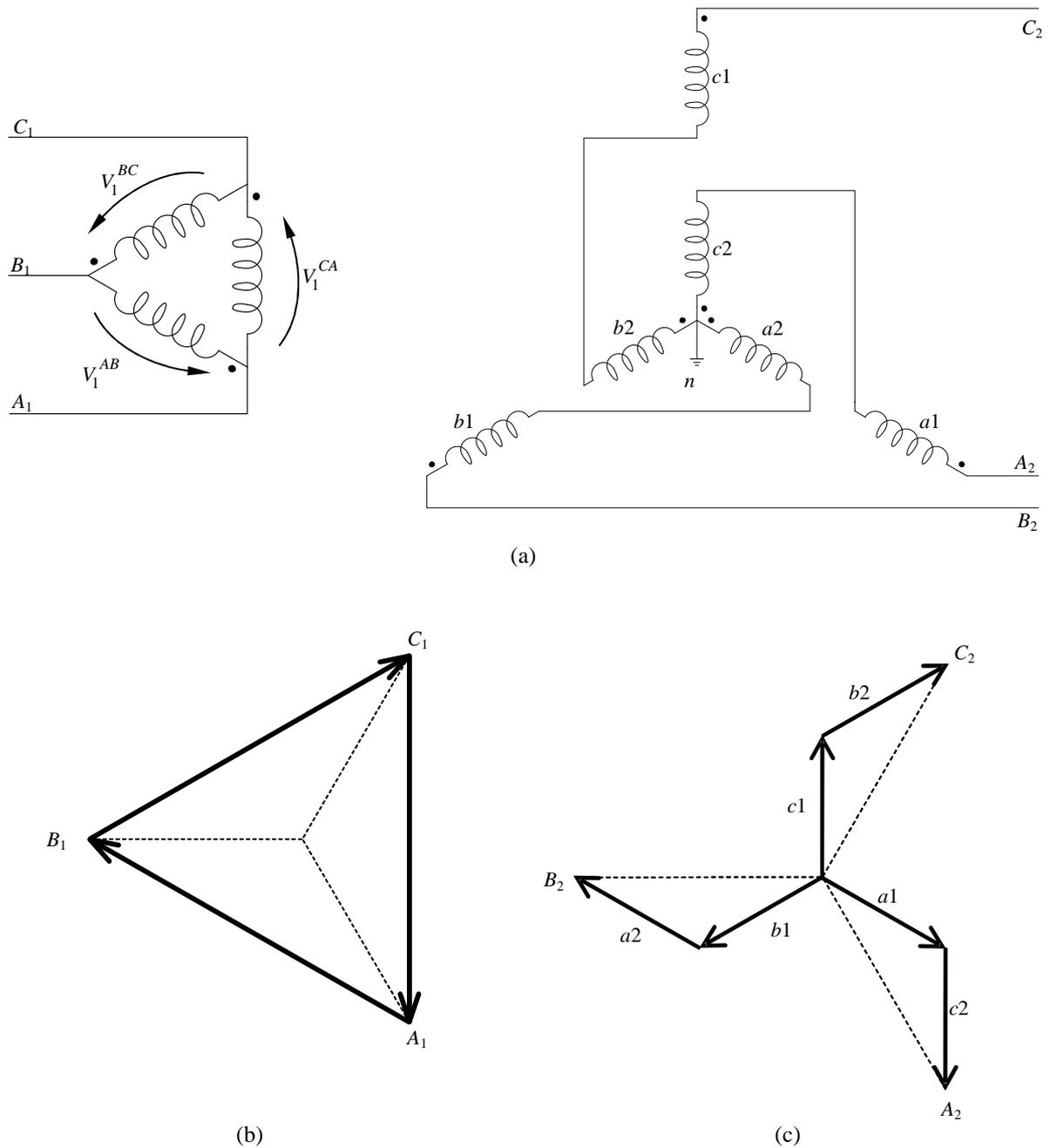


Figura 3.14 – Ligação Δ -zigzag: (a) ligações elétricas; (b) diagrama fasorial primário; (c) diagrama fasorial secundário
(WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*.)

A conexão Δ -zigzag, conforme ilustrada na Fig. 3.14(a), possui as mesmas vantagens da conexão Δ -Y, como supressão de harmônicas e isolamento contra correntes de falta, com uma vantagem adicional de não promover defasagem entre as fases primárias e secundárias do sistema, conforme observado nos diagramas fasoriais das Figs. 3.14(b) e (c).

Por não introduzir defasagens no sistema, a conexão Δ -zigzag pode ser utilizada da mesma forma que as conexões Y-Y e Δ - Δ .

Uma desvantagem da conexão zigzag é que há uma demanda maior de quantidade de cobre para um enrolamento em zigzag do que para outro ligado em Y ou Δ (uma conexão zigzag demanda, em média 133% da quantidade de cobre de um enrolamento ligado em Y ou Δ). Por isso, há maiores perdas I^2R , e para uma mesma potência de saída, a potência injetada no transformador zigzag deverá ser maior. Isto torna este equipamento mais caro do que os outros já discutidos, e sua aplicação fica limitada há casos muito particulares.

3.5 Transformação trifásica com dois transformadores monofásicos

Nesta seção, será abordada a possibilidade de operar transformação elétrica trifásica utilizando-se apenas dois transformadores monofásicos.

3.5.1 Conexão delta aberto (V-V)

A conexão V-V, ilustrada na Fig. 3.15, permite que um banco de transformadores monofásicos conectado em Δ - Δ opere com apenas duas unidades, conectadas em V-V. Esta possibilidade é muito importante e de grande utilidade, pois permite que, havendo a perda de uma unidade monofásica de um banco trifásico, esta unidade defeituosa seja retirada para manutenção ou substituição enquanto as outras duas remanescentes continuam a suprir o sistema trifásico.

A limitação deste tipo de operação é que a potência antes transmitida pelo transformador removido será transmitida pelos outros dois que permaneceram conectados ao

sistema, provocando sobrecarga. Desta forma, a potência total fornecida pelo banco terá que ser reduzida, para que as unidades remanescentes não sejam danificadas.

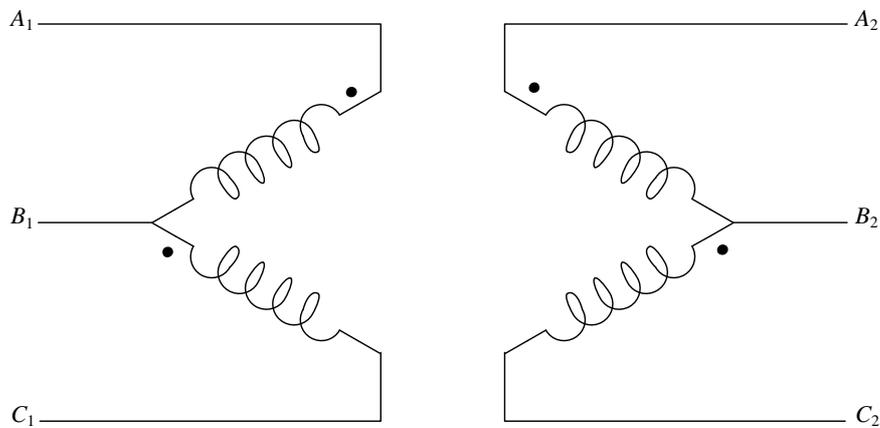


Figura 3.15 – Conexão V-V
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*.)

Desde que cada transformador remanescente agora entrega corrente de fase (e não mais a de linha), a potência em cada um dos dois transformadores monofásicos é dada por

$$P = \frac{\sqrt{3}}{2} V^F I^F, \quad (3.53)$$

e, daí, a redução na potência do banco pode ser encontrada da seguinte forma:

$$\frac{\text{Potência total V-V}}{\text{Potência total } \Delta\text{-}\Delta} = \frac{2 \times \frac{\sqrt{3}}{2} V^F I^F}{3 \times V^F I^F} = \frac{\sqrt{3}}{3} \approx 0,577. \quad (3.54)$$

A Eq. (3.54) demonstra que há uma redução de aproximadamente 42,3% na potência total de um banco em $\Delta\text{-}\Delta$ quando este é transformado em V-V. Não havendo a redução correspondente na potência despachada, a sobrecarga por unidade será de

$$\text{Sobrecarga} = \frac{1}{\frac{\sqrt{3}}{3}} \approx 1,732, \quad (3.55)$$

ou seja, cada uma das duas unidades estaria despachando aproximadamente 173,2% da potência que antes despachava.

A redução na capacidade de cada transformador operando em V-V comparada com sua operação monofásica é de, aproximadamente, 86,6%:

$$\frac{\text{Potência na operação V-V}}{\text{Potência na operação monofásica}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} V^F I^F}{V^F I^F} = 0,866 \quad (3.56)$$

A conexão V-V é amplamente utilizada em sistemas recém instalados, sendo transformados em Δ - Δ quando o aumento na demanda exige. Desta forma, ao introduzir o terceiro transformador no banco, há um aumento de aproximadamente 73,2% na capacidade de transformação da energia, com um aumento no custo de apenas 50% (compra de uma nova unidade além das duas já existentes).

A ligação V-V não provoca rotação de fases (defasagem) entre os sistemas primário e secundário.

3.5.2 Conexão estrela aberto – delta aberto

Esta conexão, ilustrada na Fig. 3.16, é muito similar à conexão V-V, sendo sua maior ocorrência em áreas rurais que ainda não são atendidas por um sistema de fornecimento trifásico, pois permite obter um sistema trifásico a partir de um bifásico.

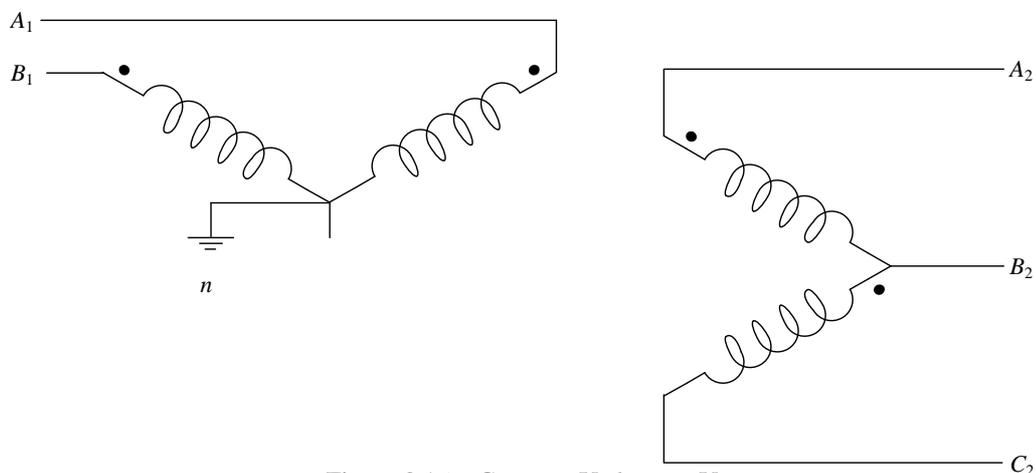


Figura 3.16 – Conexão Y aberto – V
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*.)

Sua principal desvantagem é a magnitude da corrente de retorno que flui através do neutro aterrado no circuito primário.

3.5.3 Conexão T-T

Tal qual a conexão V-V, a conexão T-T permite a transformação trifásica utilizando-se apenas dois transformadores monofásicos. Entretanto, diferentemente da daquela, ao se realizar uma conexão T-T, os transformadores deverão ser de um tipo especial, pois sua conexão requer *taps*.

Ambos os transformadores deverão possuir a **mesma** relação de transformação $\alpha = N_1/N_2$. O transformador com *tap* central é chamado de transformador principal, e o outro, com *tap* em 86,6% é chamado de transformador equilibrador. A tensão nominal total do transformador principal (ligação dos enrolamentos em série) deverá corresponder a aproximadamente 115,4% ($2/\sqrt{3}$) da tensão nominal do transformador de equilíbrio (o que equivale a dizer que a tensão nominal do transformador equilibrador corresponde a, aproximadamente, 86,6% ($\sqrt{3}/2$) da tensão do transformador principal).

Da Fig. 3.17, tem-se as seguintes tensões de linha primárias: $V_1^{AB} = V_1^L \underline{0^\circ}$, $V_1^{BC} = V_1^L \underline{-120^\circ}$, e $V_1^{CA} = V_1^L \underline{+120^\circ}$. As tensões primárias nos enrolamentos são: $V_1^{T1} = V_1^{AB} = V_1^L \underline{0^\circ}$ e $V_1^{T2} = 0,866 V_1^L \underline{90^\circ}$. As tensões secundárias terão a mesma configuração e defasagem das tensões primárias, exceto pelo módulo, que estará dividido pela relação de transformação $\alpha = N_1/N_2$: $V_2^{AB} = V_2^L \underline{0^\circ}$, $V_2^{BC} = V_2^L \underline{-120^\circ}$, $V_2^{CA} = V_2^L \underline{+120^\circ}$, $V_2^{T1} = V_2^{AB} = V_2^L \underline{0^\circ}$ e $V_2^{T2} = 0,866 V_2^L \underline{90^\circ}$, onde $V_2^L = \frac{V_1^L}{\alpha}$.

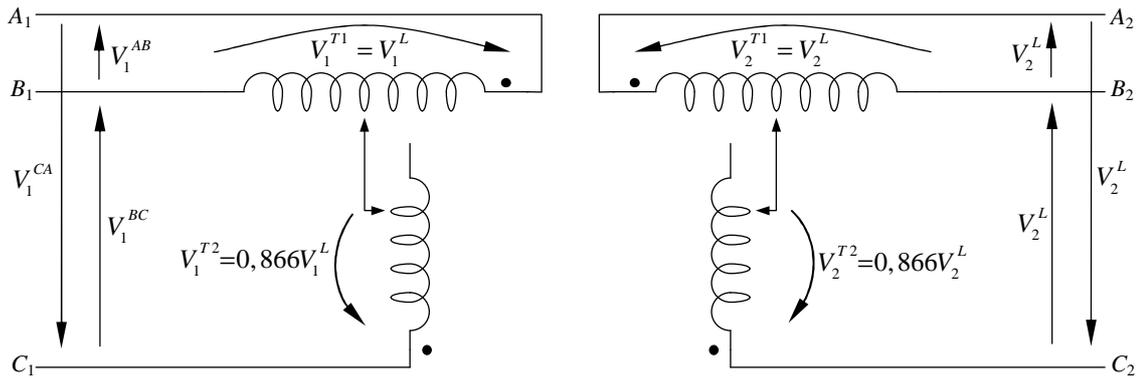


Figura 3.17 – Conexão T-T
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*.)

Uma vantagem desta conexão sobre a conexão V-V ou a Y aberto-V é a possibilidade da conexão de condutores neutros em ambos os lados do transformador.

A potência transmitida pela conexão T-T é a mesma potência para uma ligação V-V. Entretanto, sua montagem é mais trabalhosa, já que demanda transformadores especiais e arranjos mais complexos que os arranjos da ligação V-V. Outro problema reside na adição de um terceiro transformador com vistas a aumentar a capacidade de transferência de potência, já que, para conexão V-V, a inserção de um novo equipamento é uma tarefa mais simples.

Este tipo de transformador não é muito utilizado na prática, sendo encontrado em sistemas de distribuição com demanda reduzida, já que sua construção é mais barata que de um transformador trifásico.

3.5.4 Ligação Scott

A ligação Scott, permite a transformação de sistemas trifásicos em sistemas bifásicos ou tetrafásicos e vice-versa. Tal qual na transformação T-T, são utilizados dois transformadores especiais de mesma relação: um com *tap* central e um transformador de equilíbrio cuja configuração do *tap* dependerá do modo de operação pretendido.

As Figs. 3.18(a) e (b) representam o modo de obtenção de um sistema bifásico a três fios a partir de um sistema trifásico equilibrado, e as Figs. 3.18(c) e (d) ilustram o diagrama fasorial de tensões para o lado primário (trifásico) e para o lado secundário (bifásico), respectivamente.

Nesta configuração, conforme ilustrado na Fig. 3.18(b), o transformador de equilíbrio deverá possuir um *tap* correspondente a 86,6% da tensão nominal total do transformador principal, ou seja, $V_1^{T2} = 0,866 V_1^{T1}$. De acordo com as Figs. 3.18(c) e (d), tem-se que

$V_1^L = |V_1^{AB}| = |V_1^{BC}| = |V_1^{CA}|$, e $V_1^B = \frac{\sqrt{3}}{2} V_1^L \underline{90^\circ}$, onde V_1^L é a tensão de linha primária.

Para o secundário, têm-se as seguintes relações: $|V_2^A| = |V_2^B|$, e $V_2^L = |V_2^{AB}| = \sqrt{2} V_2^F = \sqrt{2} |V_2^A| = \sqrt{2} |V_2^B|$, onde V_2^L e V_2^F são, respectivamente, a tensão de linha e a tensão de fase secundárias.

Para a obtenção de um sistema tetrafásico, basta fazer algumas alterações nas conexões secundárias. Um sistema tetrafásico nada mais é que um sistema bifásico a 5 fios, composto de 4 fases + neutro, onde cada um das tensões de linha está defasada de 90° , sendo esta, também, a defasagem entre as tensões de fase adjacentes.

Nesta configuração, os secundários dos transformadores monofásicos são conectados a partir de seus *taps* centrais, e neste ponto conecta-se um condutor neutro que servirá a cada uma das quatro fases. Este esquema de conexão é apresentado na Fig. 3.19.

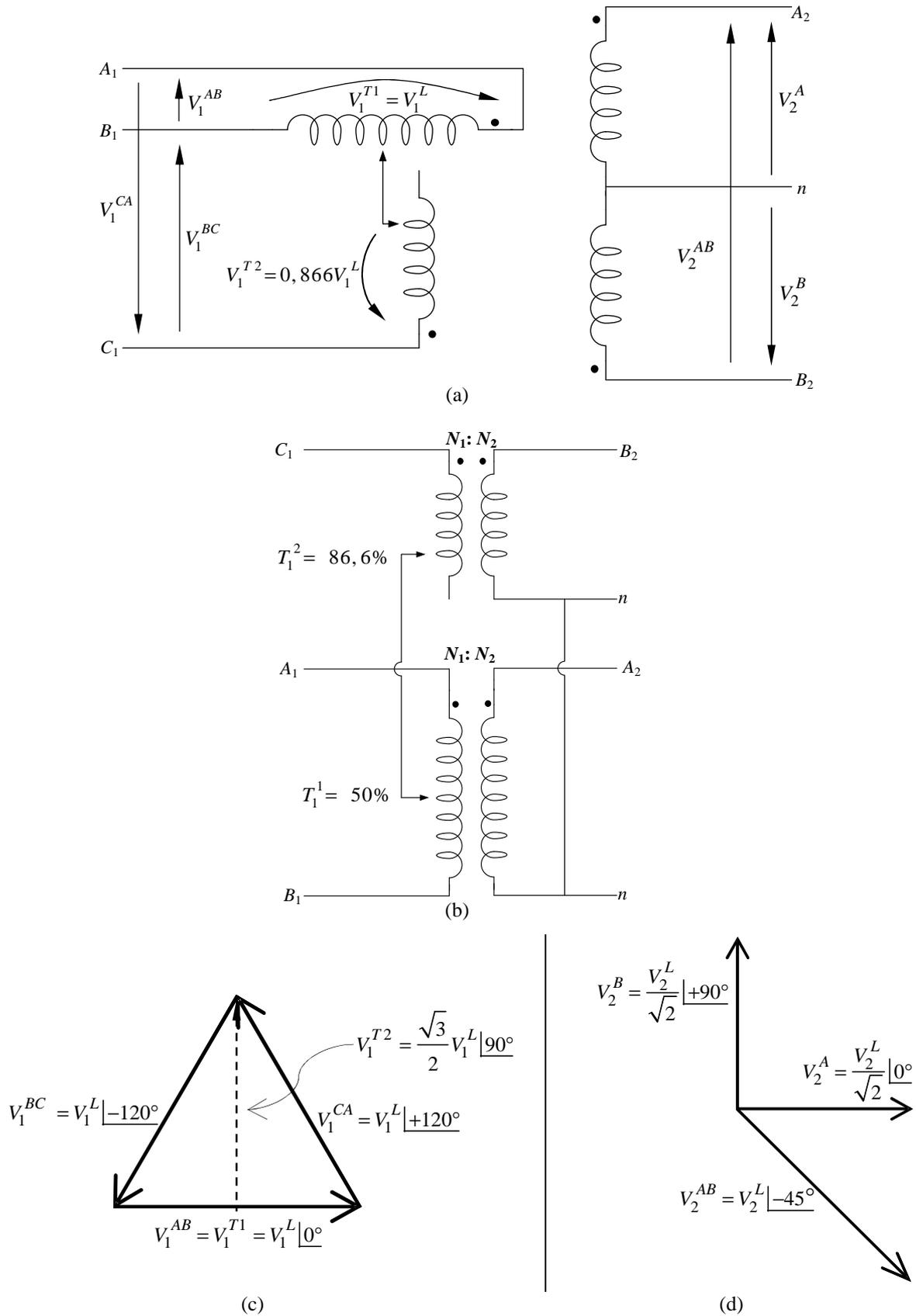


Figura 3.18 – Ligação Scott para obtenção de sistema bifásico a três fios: (a) diagrama elétrico simplificado; (b) ligações elétricas completas; (c) diagrama fasorial primário; (d) diagrama fasorial secundário (CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals.*; KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores.*; WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications.*)

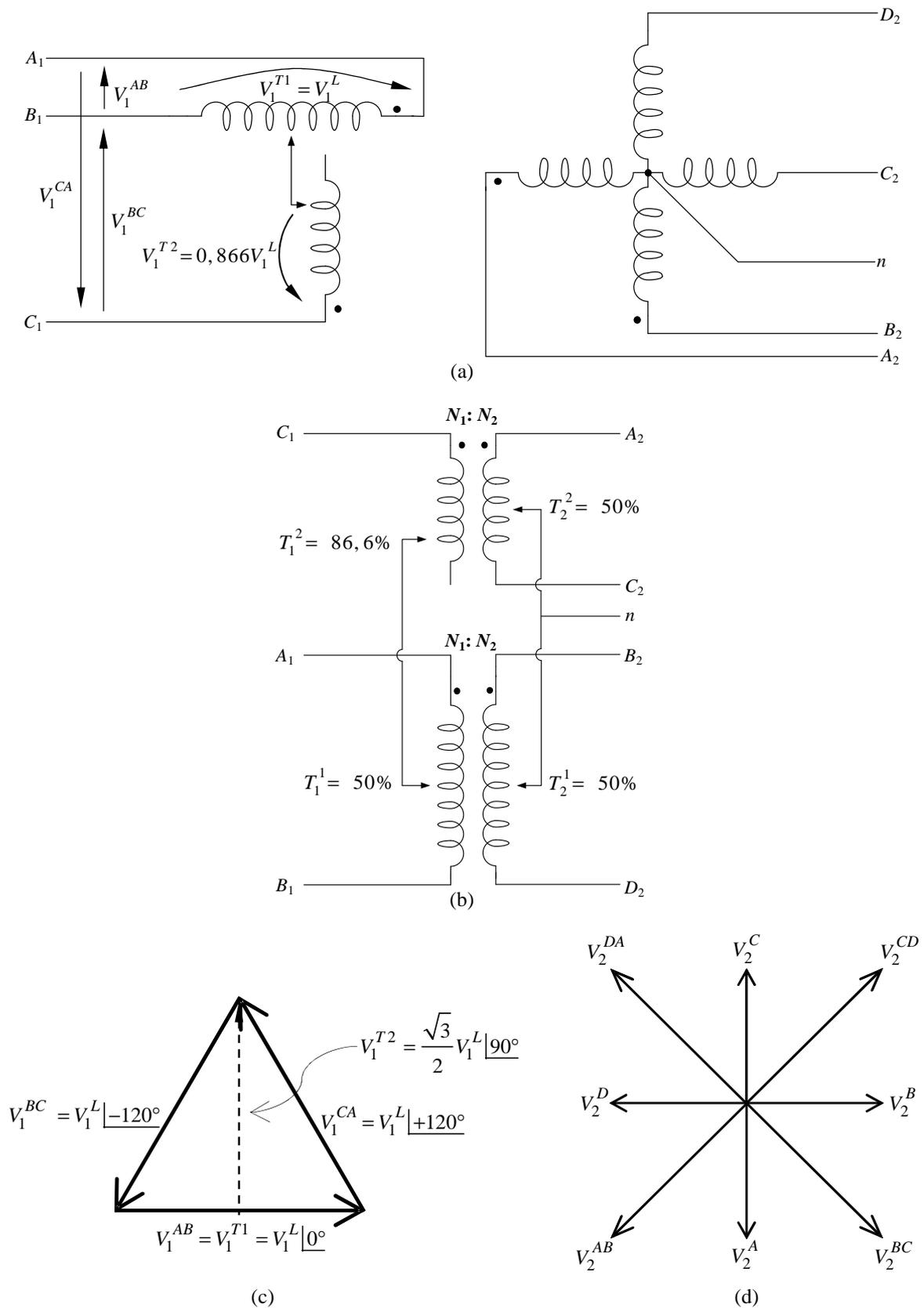


Figura 3.19 – Ligação Scott para obtenção de sistema bifásico a cinco fios: (a) diagrama elétrico simplificado; (b) ligações elétricas completas; (c) diagrama fasorial primário; (d) diagrama fasorial secundário (CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals.*; KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores.*; WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications.*)

O entendimento pode ser facilitado aplicando-se uma corrente a um par de enrolamentos secundários observando-se os efeitos em todo o equipamento, e, em seguida, aplicando-se uma corrente defasada de 90° da corrente anterior ao outro par de enrolamentos, observando-se os efeitos deste segundo procedimento. Por fim, aplica-se o teorema da superposição para achar as correntes resultantes. Nesta explicação, adotaremos o sinal **positivo** para correntes **injetadas** e, conseqüentemente, sinal negativo para as correntes que saem dos enrolamentos.

A Fig. 3.20 ilustra o sistema a ser estudado. Primeiramente, aplicamos uma corrente $I_2^A = -1\angle 120^\circ$ pu no secundário do transformador. Opta-se pelo sinal negativo para que a corrente assuma o mesmo sentido que terá quando o transformador for alimentado pelo primário. Pela Fig. 3.20, nota-se que $I_2^A = -I_2^C$, logo $I_2^C = 1\angle 120^\circ$ pu.

Como a relação de transformação no transformador equilibrador é 0,866:1, a corrente presente nos terminais do primário deste transformador será

$I_1^C = \frac{1}{0,866}\angle 120^\circ \approx 1,155\angle 120^\circ$. Esta corrente será injetada no primário a partir da fase C,

dividindo-se **igualmente** ao encontrar o *tap* central do transformador principal. Assim, tem-se

que, $I_1^A = I_1^B = -\frac{1,155}{2}\angle 120^\circ \approx -0,577\angle 120^\circ$ pu.

Pode-se concluir que a injeção de uma corrente $I_2^A = -1\angle 120^\circ$ na fase A do secundário provoca, em todo o transformador, as seguintes correntes:

$$I_2^A = -1\angle 120^\circ;$$

$$I_2^C = 1\angle 120^\circ;$$

$$I_1^C = 1,155\angle 120^\circ;$$

$$I_1^B = -0,577\angle 120^\circ;$$

$$I_1^A = -0,577|120^\circ.$$

Para concluir, aplica-se agora uma corrente $I_2^B = -1|30^\circ$ na fase B do enrolamento secundário do transformador. Consequentemente, $I_2^D = 1|30^\circ$, e, como o enrolamento secundário faz parte do transformador principal, cuja relação de transformação é 1:1, esta mesma corrente aparecerá nos terminais primário do transformador. Assim:

$$I_1^A = 1|30^\circ, \text{ e } I_1^B = -1|30^\circ.$$

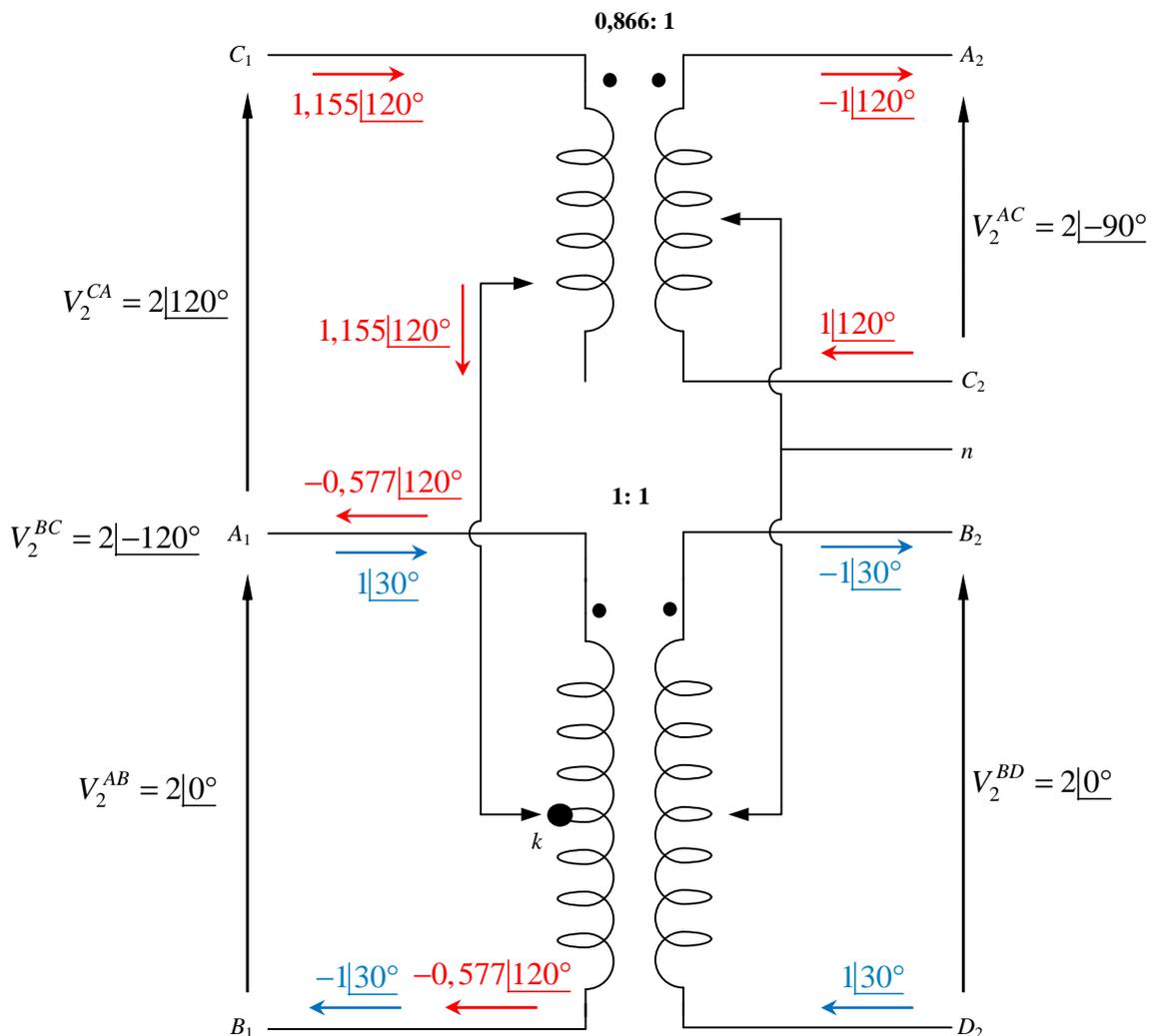


Figura 3.20 – Tensões e correntes no transformador Scott: transformação trifásica para bifásica a cinco fios

Por fim, calcula-se as correntes em cada uma das fases primárias:

$$I_1^A = -0,577|_{\underline{120^\circ}} + 1|_{\underline{30^\circ}} = 1,155|_{\underline{0^\circ}};$$

$$I_1^B = -0,577|_{\underline{120^\circ}} - 1|_{\underline{30^\circ}} = 1,155|_{\underline{-120^\circ}};$$

$$I_1^C = 1,155|_{\underline{120^\circ}}.$$

Está mostrado que a aplicação de correntes trifásicas balanceadas (mesma amplitude, defasadas de 120° entre si) no primário produzem correntes tetrafásicas no secundário, defasadas de 90° entre si. A Fig. 3.20 mostra cada uma das correntes injetadas no secundário, sendo seu respectivo efeito no primário representado pela mesma cor da corrente injetada no secundário.

O mesmo pode ser feito para observar as tensões nos enrolamentos e constatar os diagramas fasoriais das Figs. 3.19(c) e (d).

Aplica-se uma tensão de fase de 1 pu no terminal secundário A_2 e uma tensão de mesma magnitude no terminal secundário C_2 , porém, defasada de 180° . Assim, $V_2^A = 1|_{\underline{-90^\circ}}$ e $V_2^C = 1|_{\underline{90^\circ}}$, o que permite concluir que $V_2^{CA} = -V_2^{AC} = V_2^C - V_2^A = 2|_{\underline{90^\circ}}$. Esta é a tensão aplicada nos terminais secundários do transformador equilibrador. Como sua relação de transformação é 0,866:1, a tensão que aparecerá em seus terminais primários será $V_2^{kC} = 0,866 \times 2|_{\underline{90^\circ}} = 1,732|_{\underline{90^\circ}}$.

Aplica-se, agora, nos terminais secundários do transformador principal, B_2 e D_2 , uma tensão equilibrada com as tensões anteriormente aplicadas ao secundário, ou seja, $V_2^B = 1|_{\underline{0^\circ}}$ e $V_2^D = 1|_{\underline{180^\circ}}$, donde se conclui que $V_2^{BD} = 2|_{\underline{0^\circ}}$. Como a relação deste transformador é 1:1, aparecerá entre os terminais A_1 e B_1 exatamente a tensão V_2^{BD} , ou seja, $V_1^{AB} = V_2^{BD} = 2|_{\underline{0^\circ}}$.

Pela Fig. 3.20, vê-se que $V_1^{BC} = -V_1^{Ck} - \frac{V_1^{AB}}{2}$, e, da mesma forma, que

$V_1^{CA} = V_1^{Ck} - \frac{V_1^{AB}}{2}$. Assim, temos as tensões trifásicas aplicadas ao primário:

$$V_1^{AB} = 2\angle 0^\circ;$$

$$V_1^{BC} = -1,732\angle 90^\circ - 1\angle 0^\circ = 2\angle -120^\circ;$$

$$V_1^{CA} = 1,732\angle 90^\circ - 1\angle 0^\circ = 2\angle 120^\circ.$$

Isto mostra que tensões e correntes trifásicas aplicadas ao primário do transformador ilustrado na Fig. 3.20 produzem tensões e correntes tetrafásicas ou bifásicas a cinco fios equilibradas.

Transformadores com conexão Scott são utilizados para a operação de motores trifásicos a partir de alimentação bifásica. Como os transformadores monofásicos que o compõem (principal e equilibrador) são específicos para esta aplicação, transformadores com conexão Scott são, na maioria dos casos, comercializados apenas sob encomenda. Entretanto, em uma situação emergencial, transformadores monofásicos convencionais (obviamente dotados de *taps*) podem ser utilizados para realizar este tipo de conexão.

3.6 Transformadores de Potência e sua função de controle

3.6.1 Introdução

De acordo com o perfil de consumo de uma dada região, os níveis de tensão na rede podem oscilar consideravelmente ao longo do dia, atingindo níveis baixos durante o horário de ponta – alto consumo – e elevando-se em horários de menor demanda, como na

madrugada, por exemplo. Isto ocorre, essencialmente, devido ao desbalanceamento da potência reativa fornecida ao sistema e por ele entregue às cargas.

As cargas conectadas ao sistema são, em sua maioria, cargas indutivas. Logo, em horário de consumo elevado (como, por exemplo, o horário entre 7:00 e 10:00 horas da manhã) haverá uma demanda de potência reativa que deverá ser suprida pelo sistema, caso contrário, o nível de tensão da rede cairá. Em contrapartida, durante a madrugada, a maioria das cargas está desconectada do sistema, e há um grande fornecimento de potência reativa (devido à capacitância das linhas de transmissão) sem o correspondente consumo.

Este cenário pode ser mais bem entendido observando-se a Fig. 3.21, que representa o fluxo de potência em um sistema de duas barras. Obviamente, todo o entendimento pode ser estendido para o caso de múltiplas barras.

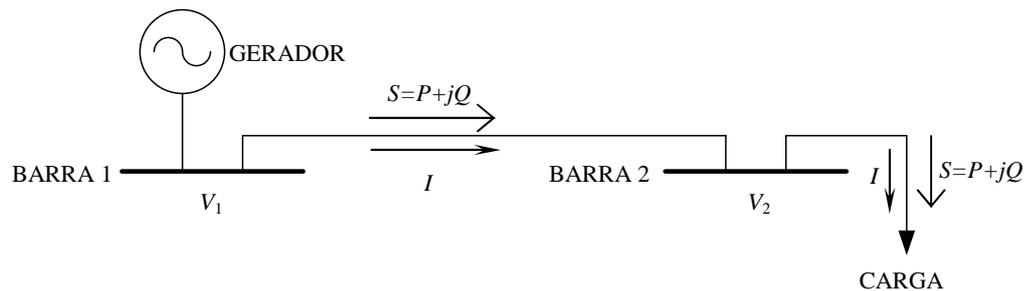


Figura 3.21 – Sistema elétrico de duas barras
(ELGERD, Olle Ingemar. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica.*)

Para este sistema, tem-se que

$$V_2 = V_1 - IZ_{LT}, \quad (3.57)$$

onde Z_{LT} é a impedância da linha de transmissão.

Considerando que $V_1 = V|0^\circ$ tem módulo fixo, imposto pelo gerador, e desprezando-se as perdas ativas na linha (já que, em geral, $X_{LT} \gg R_{LT}$), pode-se dizer que ¹⁹

$$V_1 I^* = S = P + jQ, \quad (3.58)$$

¹⁹ Ao desprezar a resistência da linha de transmissão, pode-se afirmar que a potência ativa P despachada pela BARRA1 será a mesma injetada na BARRA2. Entretanto, devido à reatância indutiva da linha, a potência reativa Q despachada pela BARRA1 será um pouco maior do que a injetada na BARRA2.

e

$$I = \frac{P - jQ}{V_1^*} = \frac{P - jQ}{V_1}. \quad (3.59)$$

Substituindo a Eq. (3.59) em (3.57) tem-se:

$$V_2 = V_1 - \frac{P - jQ}{V_1} Z_{LT} = V_1 - \frac{P - jQ}{V_1} jX_{LT}, \quad (3.60)$$

e, daí:

$$V_2 = V_1 - \frac{X_{LT}}{V_1} Q - j \frac{X_{LT}}{V_1} P, \quad (3.61)$$

onde P e Q representam, respectivamente, as potências ativa e reativa líquidas despachadas pela BARRA 2.

A análise da Eq. (3.61) permite concluir que um aumento na potência reativa Q demandada pela BARRA 2 e não suprida pelo sistema, causará queda de tensão naquela barra, pois reduzirá o módulo de V_2 . Da mesma forma, se for fornecida potência reativa à BARRA 2 sem o correspondente consumo haverá um injeção líquida positiva de potência reativa na barra (ou analogamente, um despacho negativo de potência), e a tensão na BARRA 2 aumentará. Este problema pode ser corrigido introduzindo-se um ΔV em série com a linha de transmissão, tarefa realizada pelo transformador regulador.

Da mesma forma, um desvio na potência ativa do sistema pode ser corrigido alterando-se a defasagem entre as tensões das barras, tarefa realizada pelo transformador defasador.

Ambas as correções (módulo de tensão e defasagem) podem ser desempenhadas pelo mesmo transformador, se o equipamento for projetado para tal.

3.6.2 Transformador com comutação de *taps*

Estes transformadores possibilitam o controle da tensão secundária do transformador, modificando a relação de transformação pela reconfiguração das conexões dos *taps* do transformador.

Sob uma determinada situação de sobretensão no sistema, por exemplo, é possível alterar a configuração de *taps* para aumentar a relação de transformação, e, conseqüentemente, reduzir a tensão nos terminais secundários do transformador. Analogamente, ocorrendo uma subtensão no sistema, os *taps* podem ser reconfigurados visando à redução da relação de transformação, elevando as tensões secundárias do transformador.

A comutação pode ser feita sem a necessidade de desconexão do transformador da rede. Neste caso, a comutação de *taps* é, geralmente, feita por motores comandados por relés que detectam qualquer anormalidade de tensão no sistema e enviam sinais de controle aos motores, que aumentam ou diminuem a relação de transformação para restabelecer o equilíbrio na rede. A estes equipamentos dá-se o nome de **transformadores com comutação automática de *taps***.

3.6.3 Transformador regulador de módulo de tensão

Este transformador não é projetado para transformar grandes quantidades de energia. Sua principal função é promover **pequenas** variações de tensão em série com o sistema, visando a corrigir pequenos desvios na rede. A Fig. 3.22 ilustra este transformador.

As fases *A*, *B* e *C* são conectadas diretamente aos terminais de um autotransformador, denominado transformador de excitação. Parte da tensão aplicada aos

enrolamentos deste autotransformador serve como tensão primária para os enrolamentos série, e, por isso, as tensões ΔV^A , ΔV^B e ΔV^C , inseridas em cada uma das fases, serão função dos *taps* T^A , T^B e T^C , respectivamente. Também é decorrência desta interconexão entre o transformador de excitação e o primário do transformador série, que a tensão ΔV^A inserida na fase A está em fase com a tensão V^A . Por isso, este transformador **não** faz controle de defasagem, apenas controle de módulo da tensão.

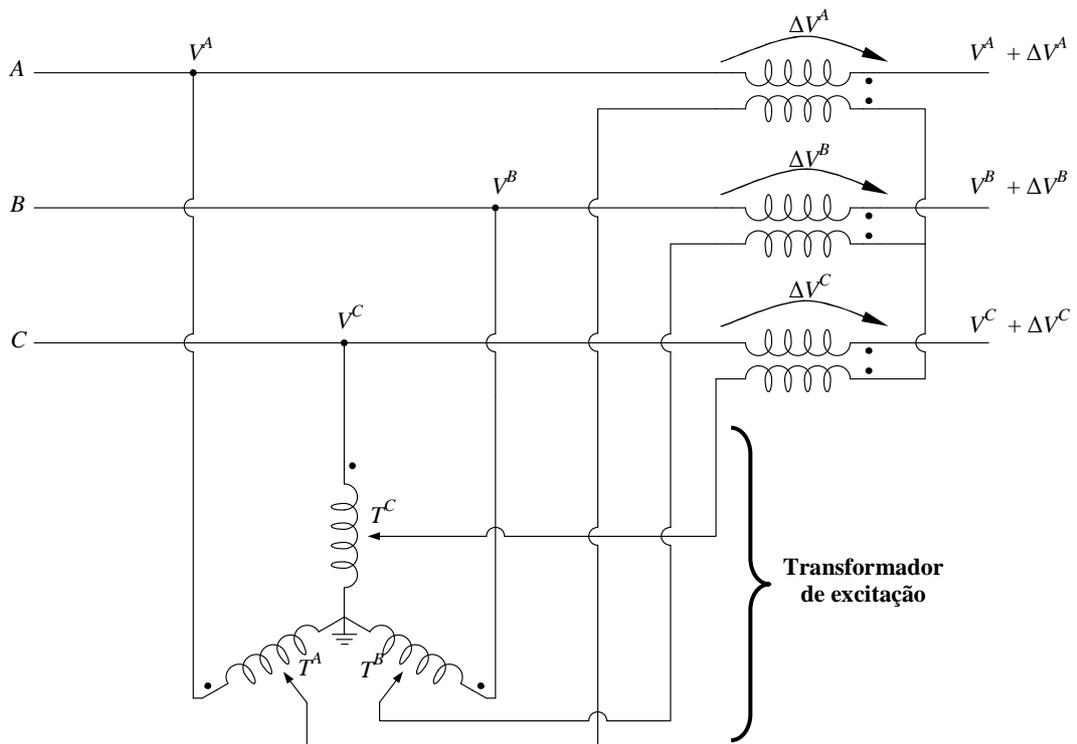


Figura 3.22 – Transformador regulador: controle de módulo de tensão
(ELGERD, Olle Ingemar. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica.*)

Como a função principal deste equipamento não é a transformação de tensões e correntes, sua relação é sempre próxima de 1:1, o que justifica a escolha do autotransformador como transformador de excitação.

Como visto na seção 3.6.1, uma pequena alteração de tensão ΔV poderá ter um impacto significativo no fluxo de potência **reativa** da rede. Por este motivo, a aplicação deste tipo de transformador é mais observada nos níveis de transmissão e de subtransmissão.

3.6.4 Transformador regulador de fase de tensão (defasador)

Este equipamento visa ao controle do fluxo de potência **ativa** da rede. A potência ativa que flui através da linha de transmissão representada pela Fig. 3.21 é dada por

$$P = P_{\max} \operatorname{sen} \beta, \quad (3.62)$$

onde

$$P_{\max} = \frac{V_{\text{BARRA1}} \times V_{\text{BARRA2}}}{X_{\text{LT}}}. \quad (3.63)$$

Pela análise das Eqs. (3.62) e (3.63), vê-se que a única forma de controlar a potência ativa injetada na BARRA 2 é por meio da variação do ângulo β , que representa a defasagem de tensão entre as barras 1 e 2.

Quando há uma demanda de potência ativa maior do que a potência fornecida, pode-se promover o aumento na defasagem entre as tensões de barra, até o limite de 90° . Para valores de β acima de 90° não haverá acréscimo de potência ativa, mas sim sua diminuição e, além disso, perde-se o sincronismo entre as barras e o sistema perde sua estabilidade. O ponto onde $\beta = 90^\circ$ é chamado de limite de estabilidade estática.

Um transformador defasador é ilustrado na Fig. 3.23. Tal como ocorre com o transformador regulador de controle de módulo de tensão, é utilizado um autotransformador em sua construção. Os enrolamentos primários são identificados pelas letras F, G e H, e os enrolamentos secundários então desenhados em paralelo com os enrolamentos primários. O secundário do enrolamento F é dividido ao meio no ponto f; o secundário do enrolamento G é dividido ao meio no ponto g, e; o secundário do enrolamento H é dividido ao meio no ponto h. Para facilitar a explicação, denominaremos os enrolamentos secundários de f', g' e h'.

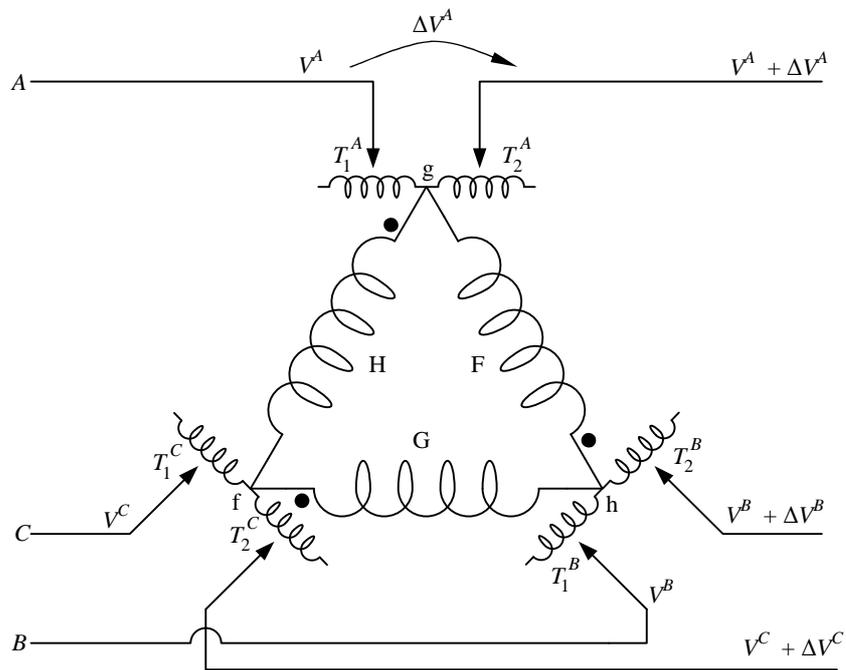


Figura 3.23 – Transformador regulador: controle de fase de tensão (ELGERD, Olle Ingemar. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica.*)

Considere a rede equilibrada, com tensões de fase $V^A = V|0^\circ$, $V^B = V|-120^\circ$ e $V^C = V|120^\circ$. Suponha que os taps T_1^A , T_1^B e T_1^C estejam posicionados exatamente sobre os pontos g, h e f, respectivamente. A tensão no enrolamento H é $V^{CA} = \sqrt{3}V|150^\circ$ e a tensão ΔV^B induzida no enrolamento h' estará em fase com a tensão V^{CA} , já que o enrolamento h' é o secundário do enrolamento H, e ambos estão enrolados na mesma coluna do núcleo do transformador. Como a tensão ΔV^B induzida no enrolamento h' tem ângulo de fase 150° e a tensão V^B tem ângulo -120° , a defasagem entre a tensão da rede e o incremento introduzido é 90° .

O controle pretendido na fase A é feito variando-se os taps T_1^A e T_2^A . Através da variação destes taps define-se se o módulo da tensão ΔV^A e se esta tensão será somada ou diminuída da tensão da rede V^A . O entendimento para as outras fases é análogo.

Para pequenos incrementos de tensão ΔV , a variação no módulo da tensão pode ser considerada desprezível. A Fig. 3.24 apresenta o diagrama fasorial decorrente da operação do transformador defasador.

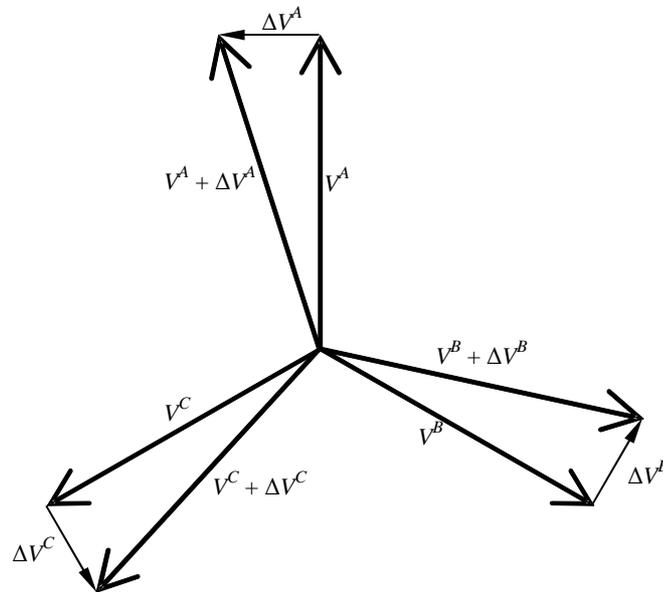


Figura 3.24 – Diagrama fasorial de tensões para o transformador defasador (ELGERD, Olle Ingemar. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica.*)

As funções de controle de módulo de tensão e de ângulo de fase podem ser conjugadas num mesmo equipamento. Um conjunto de enrolamentos providos com *taps* faz o controle do módulo da tensão, o outro conjunto de enrolamentos também providos com *taps* promove o controle da defasagem. Os efeitos de cada uma destas operações são sobrepostos e somados à tensão da rede.

3.7 Referências

Foram utilizadas as seguintes referências neste capítulo:

BLACKBURN, J. Lewis. *Symmetrical components for power systems engineering*, 1^a ed. Nova Iorque: Macel Deker Inc., 1993.

CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*. 2^a ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2001.

ELGERD, Olle Ingemar. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica*. 1^a ed. São Paulo: McGraw Hill do Brasil, 1976.

FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*. 6^a ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2003.

FLANAGAN, William M. *Handbook of transformer design and application*. 2^a ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1992.

GOTTLIEB, Irving M. *Practical transformer handbook*. 1^a ed. Oxford: Newnes, 1998.

GONZALEZ F., ISHCENKO D., Mork, B. A. *Leakage inductance model for autotransformer transient simulation*. Em: International Conference on Power Systems Transients (IPST'05). Montreal, Canada, Paper n^o IPST05 – 248.

HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*. 1^a ed. Florida: CRC Press, 2004.

KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores*. 9^a ed. São Paulo: Globo, 1993.

McDONALD, John D. *Electric Power Substation Engineering*. 1^a ed. Flórida: CRC Press, 2001.

STEVENSON Jr., Willian D., GRAINGER, John J. *Power System Analysis*. Nova Iorque: McGraw-Hill International Editions, 1994.

WILLIS, H.L. *Power system analysis – short-circuit, load flow and harmonics*. 1^a ed. Nova Iorque: Marcel Dekker Inc., 2002.

WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*. 1^a ed. Nova Iorque: CRC Press, 2002.

4 ASPECTOS CONSTRUTIVOS DOS TRANSFORMADORES

4.1 Introdução

A fase de construção e montagem do transformador é uma das mais importantes. Cada fabricante possui uma forma particular para a sua construção, mas os aspectos básicos são essencialmente os mesmos, o que nos permite definir um padrão construtivo.

Neste capítulo serão abordados temas como: núcleo, bobinas e tipos de carcaças dos transformadores, além de outros aspectos que relacionados à construção, como, por exemplo, o sistema de isolamento.

4.2 Considerações mecânicas

A primeira consideração a ser feita num projeto de transformadores é seu desempenho elétrico, que consiste em definir a sua relação de tensões, sua potência nominal, e, conseqüentemente, a quantidade de fluxo magnético necessário para satisfazer o projeto. Com estas condições satisfeitas, o custo e a operação de forma confiável são os próximos fatores a serem considerados. Existem muitas opções no momento da construção, cada uma com suas vantagens e limitações. O objetivo é executar o serviço sempre utilizando a melhor opção e com o menor custo.

4.3 Tipos de núcleo

O núcleo magnético de um transformador é fundamental em sua construção, pois é o elemento que proporciona o caminho para a passagem dos fluxos magnéticos gerados pelas correntes que percorrem os enrolamentos. O núcleo é formado por lâminas de ferro, e as duas principais características para o seu dimensionamento é o tipo de material e a sua geometria.

Os melhores materiais, porém, com uma geometria falha, não terão um desempenho satisfatório. O núcleo é projetado para que a densidade de fluxo magnético máxima esteja próxima do joelho da curva de saturação do material ferromagnético (ponto chamado de densidade de saturação econômica)²⁰, para melhor aproveitamento do material. Para transformadores de potência, a densidade de fluxo magnético está aproximadamente entre 1,3T e 1,8T, com o ponto de saturação entre 2,03T e 2,05T²¹.

Devem ser considerados, ainda, o custo do material, o método de fabricação das bobinas, a espessura das lâminas do núcleo, o tamanho, o peso, o uso do *gap*, entre outras coisas.

Construtivamente, existem alguns tipos de núcleo, sendo os do tipo envolvido e do tipo envolvente os mais comuns.

4.3.1 Núcleo do tipo envolvido

Na construção do transformador de núcleo envolvido, existe somente um caminho para a circulação do fluxo magnético, como mostrado nas Figs. 4.1(a) e (b).

²⁰ A densidade de saturação é um valor em pu da densidade de fluxo em que o núcleo começa a saturar (o fluxo magnético de base é o fluxo à tensão nominal).

²¹ T = Tesla, unidade SI para indução magnética (ou densidade de fluxo magnético).

Para aplicação monofásica, as bobinas são dispostas de tal forma que ocupem as duas pernas do núcleo do transformador. Já no transformador trifásico, as bobinas de cada uma das fases ocupam uma determinada perna do núcleo do transformador, como mostrado nas Figs. 4.2(a) e (b). A Fig. 4.3 ilustra a montagem deste tipo de núcleo.

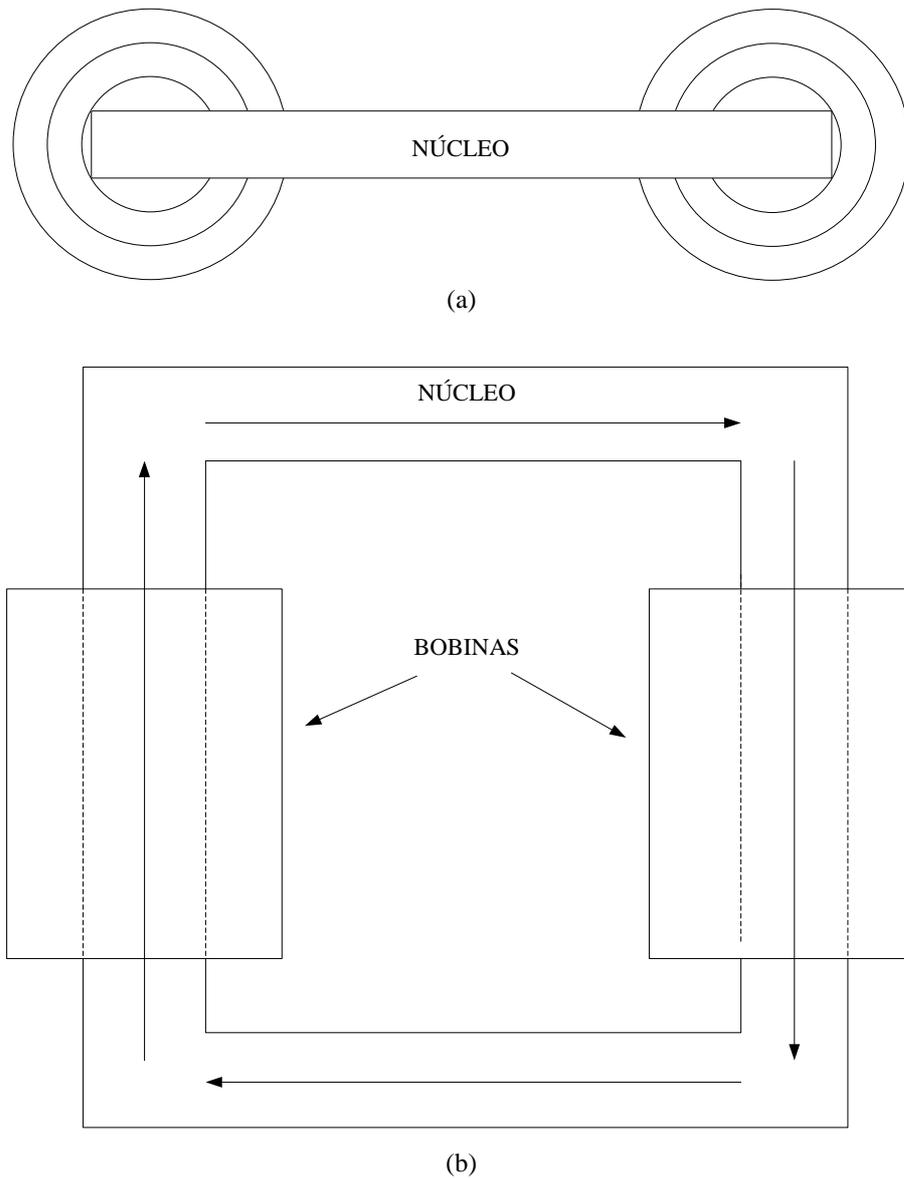


Figura 4.1 – Esquema de um transformador de núcleo envolvido monofásico: (a) visão superior; (b) visão frontal

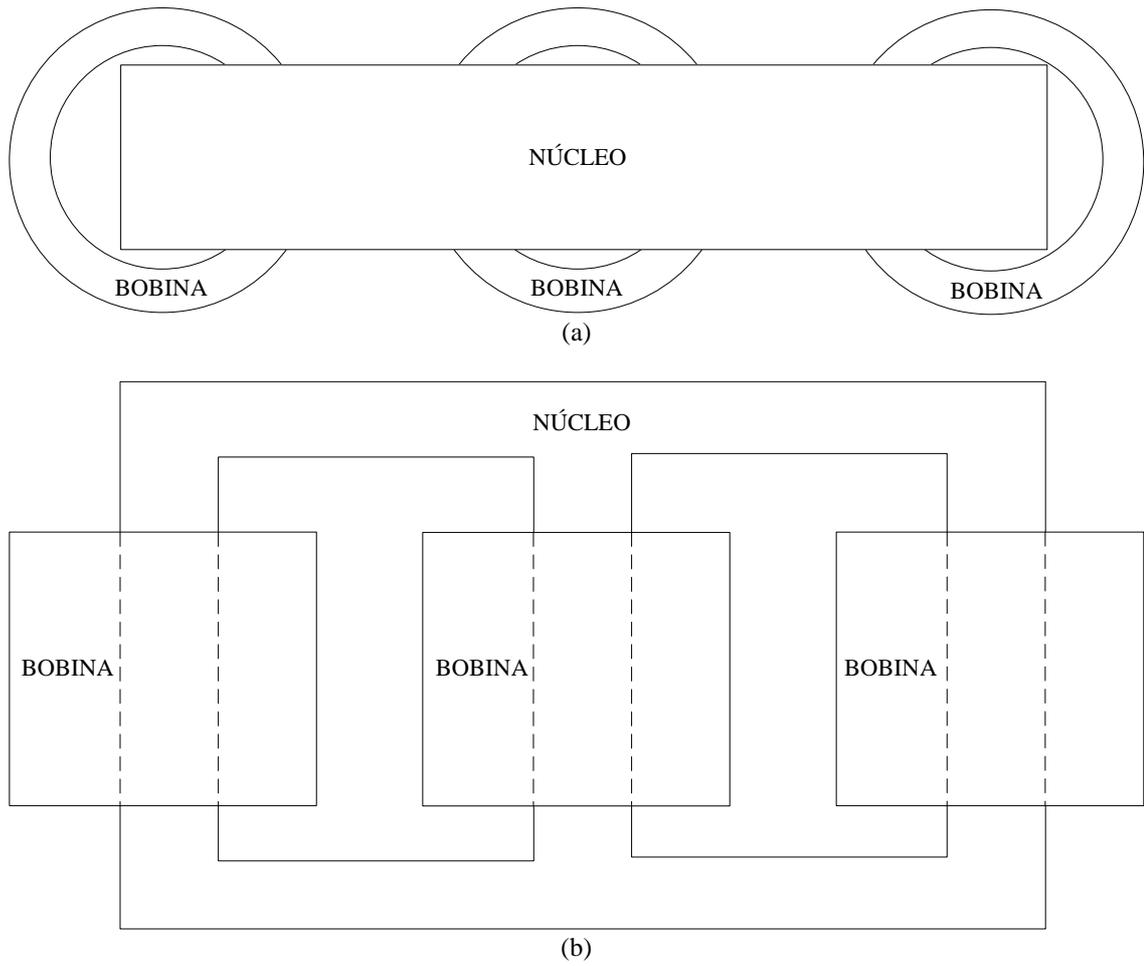


Figura 4.2 – Esquema de um transformador de núcleo envolvido trifásico: (a) visão superior; (b) visão frontal



Figura – 4.3 – Montagem de um transformador de núcleo envolvido trifásico
(www.abb.com)

4.3.2 Núcleo do tipo envolvente

O núcleo envolvente proporciona mais de um caminho para a circulação do fluxo magnético. As Figs 4.4(a) e (b) representam o esquema deste tipo de construção, que tem como vantagem uma melhor performance durante os curtos-circuitos e transitórios de tensão.

Este tipo de construção é utilizado em transformadores de potências elevadas, onde as condições de curtos-circuitos e transitórios de tensão podem ser bem mais severas. Para um transformador trifásico, o núcleo pode ser de cinco ou sete pernas dependendo do seu tamanho e da sua aplicação. A Fig. 4.5 ilustra a montagem deste tipo de transformador, e a Fig. 4.6 mostra um núcleo de cinco pernas montado.

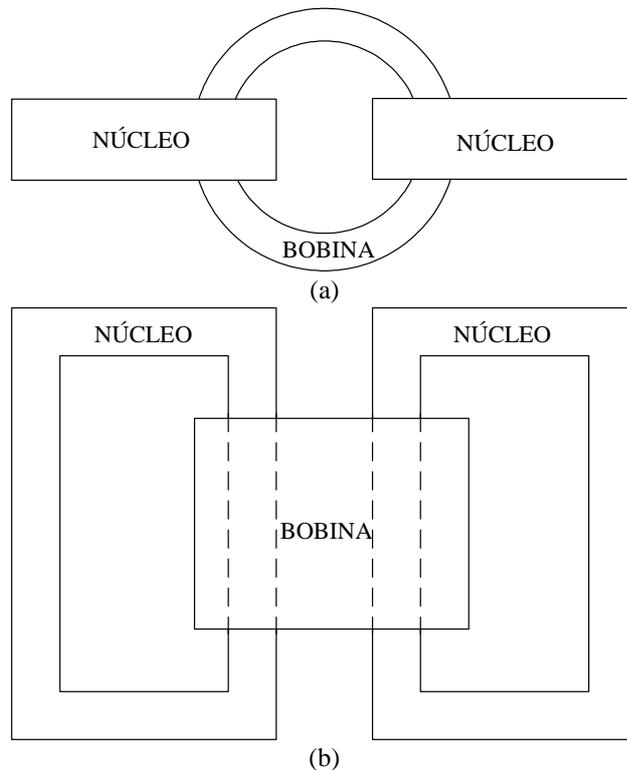


Figura 4.4 – Esquema de um transformador de núcleo envolvente monofásico: (a) visão superior; (b) visão frontal

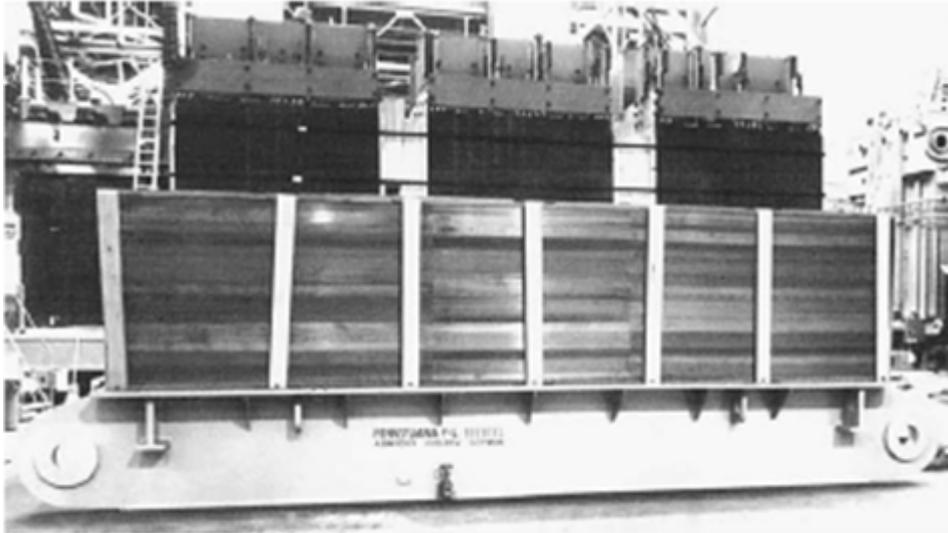


Figura 4.5 – Montagem de um transformador de núcleo envolvente trifásico (WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*)

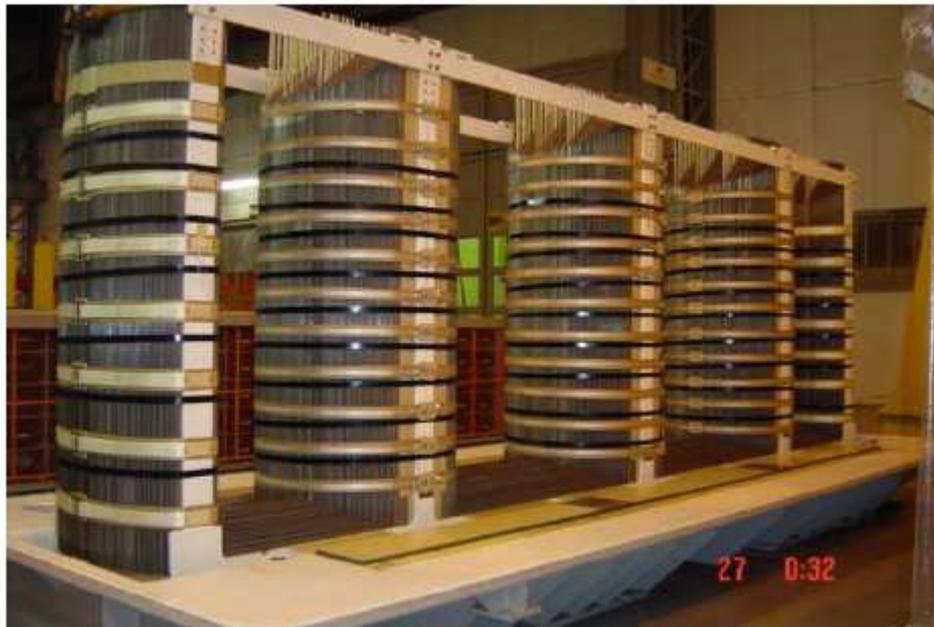


Figura 4.6 - Núcleo de cinco pernas (RIGOLI, Cristiano. *Análise de resposta em frequência em transformadores*)

4.3.3 *Wound Core* (ou núcleo enrolado)

Os transformadores *wound core* (ou de núcleo enrolado) são feitos de longas tiras de um material magnético enroladas em torno de um eixo, chamado de mandril. Estas tiras enroladas formam lâminas de aço no formato de anel, sendo o núcleo composto pela

união dessas lâminas em forma de pilha. Quanto mais fina a lâmina, menores as correntes parasitas, e conseqüentemente, menores as perdas no núcleo.

Este processo de fabricação foi adaptado para a construção do núcleo tipo retangular, conhecido como núcleo C. Hoje em dia, são fabricadas tiras que podem ter uma espessura de 0,000125 polegada (aproximadamente 0,0003175 centímetro).

Os materiais mais utilizados na confecção das tiras são:

- Aço-silício;
- Ferro-níquel;
- Ferro-cobalto, e;
- Materiais amorfos.

Os transformadores de núcleo enrolado feitos de ferrite têm um menor custo e apresentam menores perdas, porém seu nível de saturação é muito baixo. Os transformadores feitos com ferro-níquel são particularmente sensíveis a choques e vibrações. Já os núcleos feitos de aço-silício são mais resistentes a choques.

Por isso, a correta determinação da aplicação do transformador é essencial para a melhor escolha do material do núcleo.

A Fig.4.7 ilustra este tipo de núcleo.



Figura 4.7 - Núcleo *wound core*
(www.nicore.com.cn)

4.4 Lâminas para a formação do núcleo

O núcleo de ferro dos transformadores é composto por lâminas de material ferro-magnético. Estas lâminas têm a finalidade de reduzir as perdas introduzidas pelas correntes parasitas (ou correntes de Foucault, conforme definido no item 2.4.2), sendo sua superfície revestida de um material isolante (geralmente verniz) para aumentar a resistência entre as lâminas.

A montagem no núcleo consiste em dispor tais lâminas uma ao lado da outra, seguindo determinado critério, dando uma forma tridimensional ao núcleo.

As lâminas mais utilizadas para pequenos transformadores são mostradas nas Figs. 4.8(a) e (b). Grande parte das lâminas utilizadas é do tipo E e I. Elas recebem estes nomes devido a sua semelhança com estas letras.

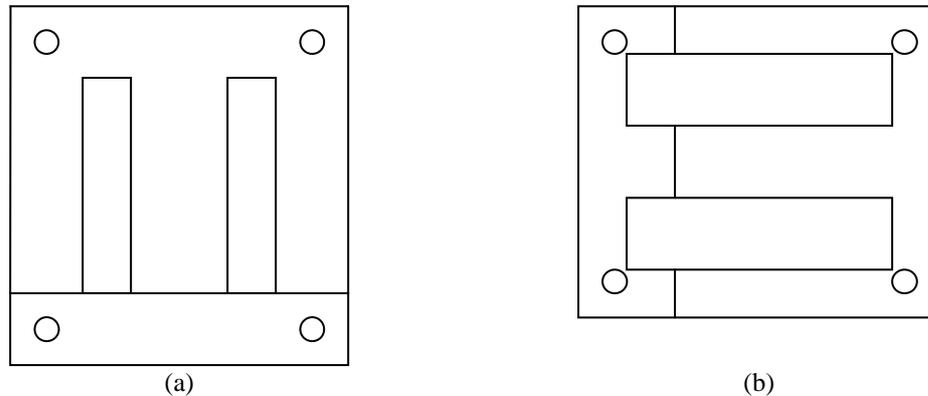


Figura 4.8 – Tipos de lâminas utilizados em transformadores de pequenas potências

Alguns transformadores têm uma configuração de lâminas não padronizadas, variando de acordo com o fabricante, e cada configuração responderá de uma forma diferente às componentes de fluxo magnético geradas pelas bobinas.

4.5 Tipos de materiais utilizados no núcleo

A escolha do material a ser utilizado na construção de um núcleo depende da aplicação para a qual o transformador será utilizado; logo, a escolha correta é fundamental para um bom projeto. A seguir, serão descritas algumas características dos materiais mais utilizados na construção do núcleo do transformador.

4.5.1 Aço-silício

O processo de fabricação do aço-silício consiste na adição de silício ao ferro, visando a melhorar a sua resistividade elétrica, reduzindo as correntes parasitas e aumentando a permeabilidade magnética do ferro. A fabricação deste material tem sido desenvolvida com o processo de orientação dos grãos do metal. O aço-silício de grão orientado tem perdas reduzidas.

A saturação do material fica em torno de 15 quilogauss, a 60 Hz, para as ligas não orientadas, e para as ligas orientadas, varia de 16 a 23 quilogauss.

A principal característica das ligas orientadas é apresentar excelentes propriedades magnéticas na direção de laminação. O aço-silício de grão orientado é aplicado, principalmente, na construção de núcleos de transformadores de força e de distribuição. O elevado nível de saturação do material permite a construção de pequenos transformadores de capacidade elevada.

Sabe-se que a corrente parasita aumenta de acordo com o aumento da frequência, e, por isso, o aço-silício é muito econômico para frequências de 50 Hz e 60 Hz.

4.5.2 Ferro-níquel

O níquel é um material com maior permeabilidade magnética e menor perda quando comparado ao aço-silício, sendo normalmente utilizado em combinação com o ferro. Quando o seu processo de fabricação combina 50% de ferro e 50% de níquel, o seu nível de saturação da liga resultante fica em torno de 15 quilogauss; já para uma combinação de 20% de níquel e 80% de ferro, o nível de saturação fica em torno de 8 quilogauss.

Para uma mesma potência nominal, um transformador de ferro-níquel será fisicamente maior do que um transformador de aço-silício, devido ao seu baixo nível de saturação; porém, para frequências mais elevadas, o transformador de ferro-níquel é preferido ao de aço-silício. O ferro-níquel, devido a sua elevada permeabilidade e perdas reduzidas, é preferido ao aço-silício em aplicações de alta fidelidade, mesmo a frequências mais baixas – em que o aço-silício seria, teoricamente, mais adequado.

4.5.3 Ligas de cobalto

As ligas de cobalto, apesar de terem um baixo valor de saturação, apresentam propriedades magnéticas importantes em alta frequência, como: resistência a fadiga e corrosão, além de baixas perdas por histerese e por correntes parasitas.

Devido ao seu alto custo, o cobalto é utilizado apenas em aplicações onde o tamanho e/ou peso são requisitos críticos. Possui uso frequente em amplificadores magnéticos, filtros ativos, transformadores ressonantes, aceleradores lineares, transdutores, sensores, ampla utilização na indústria da aviação.

4.5.4 Núcleos em pó de ferro

As ligas de ferro em pó são obtidas misturando-se o pó do metal com um aglutinante, sendo esta mistura, então, prensada para formar o núcleo. Este aglutinante é um material isolante, que proporciona a diminuição de correntes parasitas e amplia a gama de frequências úteis do ferro. As lâminas para fabricação do núcleo de ferro em pó são encontradas, geralmente, nos moldes “E”, “EI” e “U”.

4.5.5 Núcleos de liga ferrosa em pó

O processo de fabricação destas ligas é o mesmo das ligas de pó de ferro. Têm nível de saturação de 10,5 quilogauss e menores perdas do que o núcleo de ferro em pó. Elas se tornam a opção preferida ao ferro em pó para níveis de fluxo maiores.

4.5.6 Núcleos de molibdênio em pó

Estes núcleos são compostos por uma liga de 79% de níquel pulverizado, 4% molibdênio e 17% de ferro. Sua saturação é de aproximadamente 7,5 quilogauss, e têm as menores perdas de todos os núcleos em pó. Como seu custo é muito alto (devido ao níquel), a sua utilização é limitada a aplicações muito específicas.

4.5.7 Núcleos de ferro-níquel em pó

Estes núcleos são compostos por uma liga de cerca de 50% de níquel e 50% de ferro em pó. O níquel e o ferro em pó têm um nível de saturação maior do que os não em pó. O nível de saturação fica em torno de 15 quilogauss e perdas no núcleo são significativamente inferiores às perdas do núcleo de ferro em pó.

4.5.8 Materiais amorfos

Os materiais amorfos são feitos a partir de uma rápida solidificação de ligas metálicas e apresentam uma fácil magnetização devido ao fato de seus átomos se encontrarem arranjados de maneira aleatória, facilitando a orientação dos domínios magnéticos. Transformadores usando núcleo de metais amorfos exibem perdas que são 60% a 70% menores que nos transformadores convencionais.

Os materiais amorfos têm como característica poderem ser laminados em espessuras até dez vezes menores que os materiais convencionais – como o aço-silício –, o que implica na utilização de um maior número de lâminas, o que reduz as perdas por correntes parasitas. Essa menor perda no núcleo implica um custo maior para o equipamento, pois exige um número maior de lâminas. Esses materiais tendem a ter um nível de saturação 20% menor que os materiais convencionais.

Devido ao maior fator de empilhamento²², o volume de um transformador de material amorfo é maior que o núcleo fabricado com os materiais previamente citados. Outro fator que aumenta o volume deste tipo de transformador é seu baixo nível de saturação

²² Fator de empilhamento, também conhecido como fator de empacotamento, representa a relação obtida entre a seção magnética e a área resultante da justaposição das chapas devidamente isoladas. Este fator depende principalmente da espessura e uniformidade do revestimento isolante das chapas.

em relação a outros materiais. Por isso, para que ele tenha o mesmo valor de saturação, é necessário um núcleo de maior volume. Em média este tipo de transformador é 15% maior que os outros.

Por apresentarem um nível de perda menor que outros materiais, as ligas metálicas amorfas encontram sua principal aplicação na construção de núcleos de transformadores de distribuição, uma vez que as concessionárias buscam reduzir perdas e aumentar o rendimento de seus equipamentos.

4.6 Métodos construtivos das bobinas dos transformadores

4.6.1 Introdução

As bobinas consistem em condutores isolados, enrolados no núcleo do transformador, que podem ser de cobre ou de alumínio. Enquanto o alumínio é mais leve e mais barato que o cobre, a sua capacidade de condução de corrente é menor comparando com um condutor de cobre de mesma seção. Além disso, o cobre tem uma capacidade maior de resistir a esforços mecânicos que o alumínio.

Quando há a necessidade de uma grande capacidade de resistir a esforços mecânicos, causados, por exemplo, por curtos-circuitos severos, é utilizado *silver-bearing copper*, uma liga especial de prata e cobre.

Os condutores das bobinas de um transformador de baixa potência têm a característica de ter uma seção reta quadrada, uma vez que esta geometria permite uma utilização mais eficiente do espaço a um custo mais baixo. Entretanto, para condutores de seção quadrada, a capacidade de resistir a esforços mecânicos é menor em comparação aos condutores de seção reta circular. A Fig. 4.9 ilustra este tipo de arranjo.

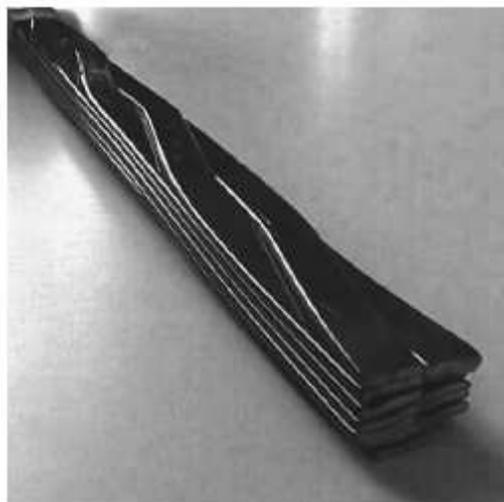


Figura 4.9 – Arranjo dos condutores do enrolamento dos transformadores
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

Os condutores são entrelaçados e unidos no final do enrolamento, e, neste caso, é necessária a transposição deste entrelaçamento em vários pontos para evitar o aparecimento de correntes circulantes entre os condutores. Essas correntes aparecem quando são induzidas diferentes tensões ao longo da bobina, e essa diferença de tensão provoca o aparecimento de uma corrente indesejável entre condutores adjacentes, o que contribui para o aquecimento do transformador. A transposição faz com que haja o cancelamento das diferenças de tensões, reduzindo a quase zero esta corrente circulante.

A concentração do campo magnético necessária para o funcionamento de um transformador exige um grande número de espiras num pequeno volume. Existem vários métodos construtivos para as bobinas e para cada uma há vantagens e limitações. Por isso, em cada aplicação, tem que ser levado em conta o desempenho juntamente com o custo do método a ser utilizado.

As bobinas de baixa e de alta tensão são enroladas nas mesmas pernas para que o fluxo magnético concatenado possa ser maior e, como consequência, haja uma menor perda por fluxo de dispersão do transformador. A Fig. 4.10 ilustra este tipo de construção.

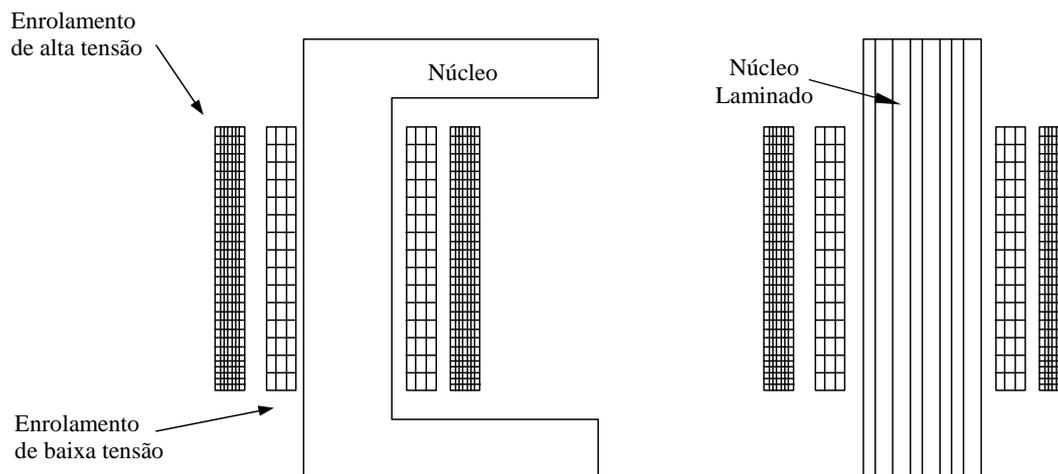


Figura 4.10 – Forma de enrolamento das bobinas de alta e baixa tensão

Além disso, a seção dos condutores das bobinas de alta e de baixa tensão é diferente, pois suas correntes são distintas. Assumindo que a potência que entra no transformador é igual à potência que sai, e sabendo que temos tensões diferentes no primário e no secundário, as correntes nessas bobinas também serão diferentes. Os condutores das bobinas de alta tensão serão mais finos, pois a corrente neste enrolamento é menor quando comparada à corrente no enrolamento de baixa tensão, que possui condutores de menor seção transversal.

4.6.2 Tipos construtivos dos enrolamentos

Nas próximas seções será feita uma descrição dos principais tipos de bobinas existentes.

4.6.2.1 Enrolamentos tipo “panqueca”

É comum referir-se a vários tipos de enrolamentos como enrolamentos do tipo “panqueca”, devido à disposição dos condutores em discos. No entanto, na maioria das

vezes, o termo se refere a uma bobina utilizada em núcleos do tipo envolvente. Os condutores são enrolados em torno de um formato retangular, com a maior face do condutor orientada horizontal ou verticalmente. A Fig. 4.11 ilustra a forma como essas bobinas são feitas.



Figura 4.11 – Enrolamentos do tipo panqueca
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

4.6.2.2 Enrolamentos em camadas

Enrolamentos em camadas estão entre os mais simples tipos de enrolamentos utilizando condutores isolados. Estes condutores são enrolados diretamente, um do lado do outro, em torno de um cilindro e de espaçadores. Várias camadas podem ser enroladas, uma em cima da outra, sendo essas camadas separadas por isolantes sólidos. Variações deste tipo de enrolamento são utilizadas para determinadas aplicações, como, por exemplo, transformadores com *taps*, os chamados *load-tap changing* (LTC), e em enrolamentos terciários utilizados, em alguns casos, para eliminar o terceiro harmônico. A Fig. 4.12 mostra uma camada do enrolamento durante sua montagem.

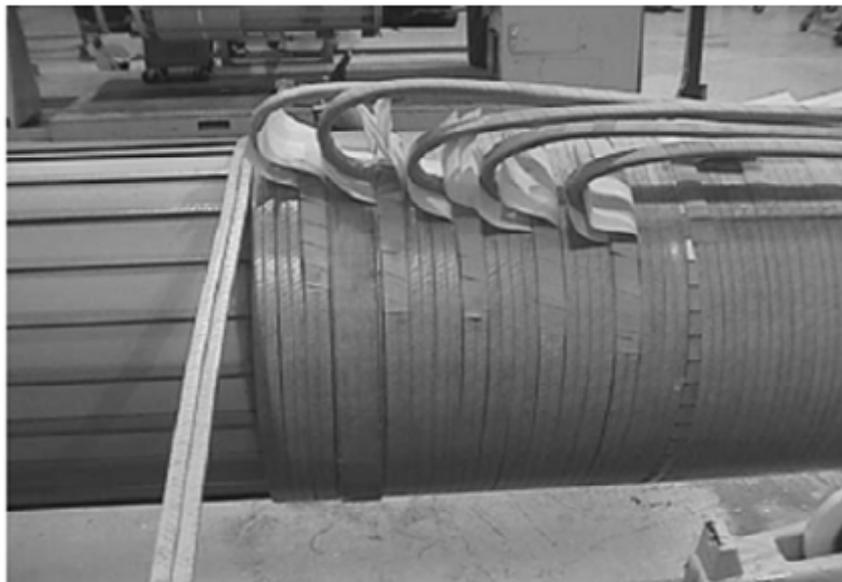


Figura 4.12 – Enrolamentos em camadas
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

4.6.2.3 Enrolamentos helicoidais

Os enrolamentos helicoidais, também referidos como parafuso ou enrolamentos em espiral, são caracterizados por uma excelente precisão na construção de suas bobinas. Um enrolamento helicoidal é constituído por um número que pode variar de algumas unidades até mais de cem isoladores colocados continuamente ao longo do comprimento do cilindro, com espaçadores inseridos entre enrolamentos adjacentes ou discos, tudo isso para minimizar as correntes que circulam entre os condutores entrelaçados em paralelo. O modo de construção é tal que a bobina assemelha-se a um saca-rolha. A Fig. 4.13 mostra um enrolamento helicoidal durante o processo de montagem. Os enrolamentos helicoidais são utilizados para aplicações com altas correntes, frequentemente encontradas nas classes de tensões mais baixas.

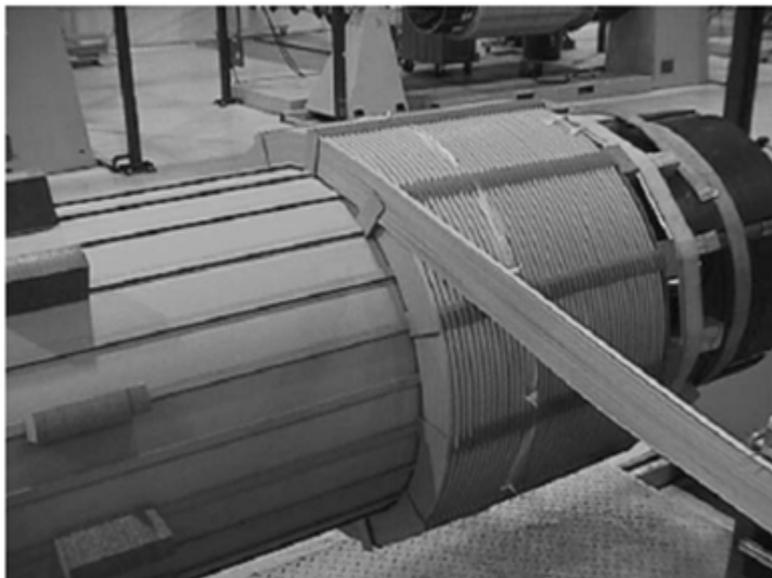


Figura 4.13 – Enrolamento do tipo helicoidal
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

4.6.2.4 Enrolamentos em disco

Enrolamentos na forma de disco podem envolver um único feixe ou vários feixes de condutores entrelaçados e isolados, em uma orientação série-paralelo de discos horizontais interligados. Cada disco contém várias voltas, uma sobre a outra, com os cruzamentos alternados entre interior e exterior. A Fig. 4.14 descreve o conceito básico, e a Fig. 4.15 mostra os típicos cruzamentos durante o processo de fabricação.

A maioria dos transformadores com este tipo de enrolamento pertence à classe de tensão de 25 kV, e geralmente são do tipo núcleo envolvido. Dadas as elevadas tensões envolvidas nos testes e em sua operação, deve-se ter uma atenção especial para evitar altos esforços mecânicos entre os discos e as terminações de todas as espiras, ao submeter o equipamento a picos de tensão transitória. Várias técnicas foram desenvolvidas para garantir uma aceitável distribuição de tensão ao longo da fabricação sob estas condições.

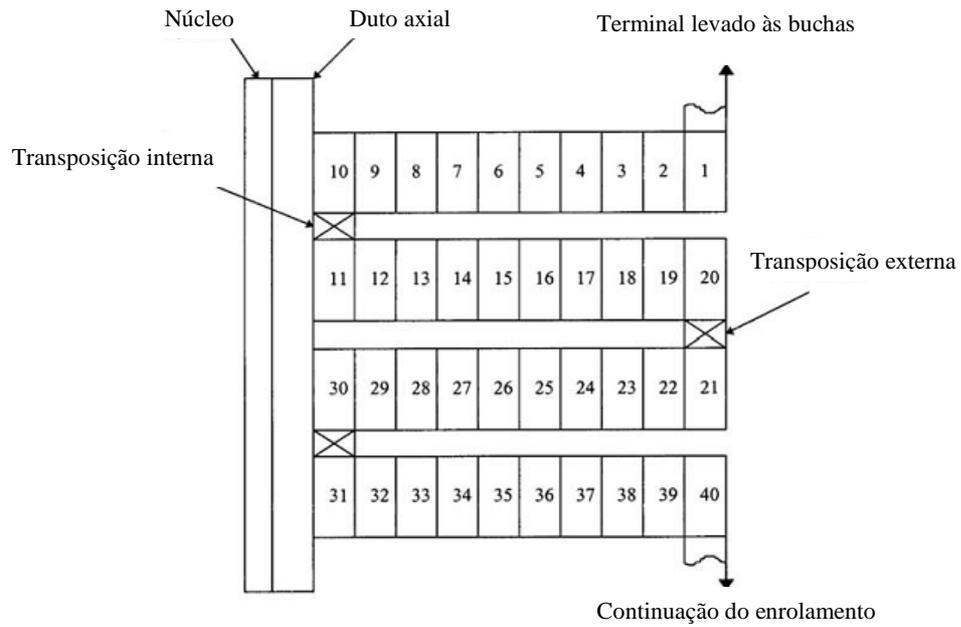


Figura 4.14 – Esquema de ligação dos enrolamentos
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

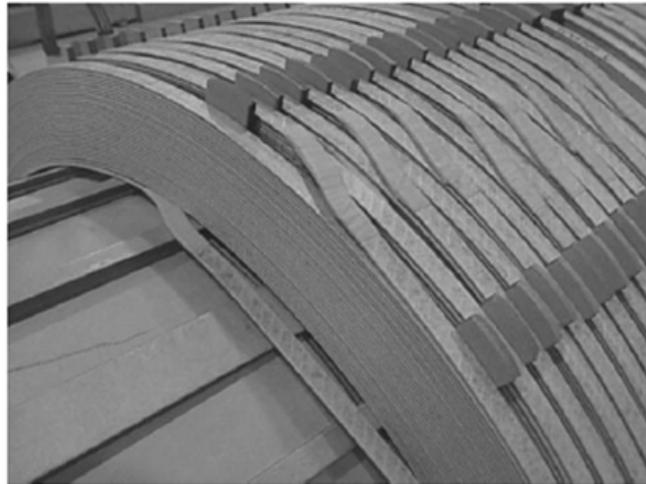


Figura 4.15 – Enrolamento do tipo disco
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

4.7 Sistema de isolamento

4.7.1 Introdução

O tempo de vida de um transformador está relacionado com o seu sistema de isolamento, o seu material de isolamento e o processo de fabricação do material.

As características do sistema de isolamento dependem da geometria do condutor, da composição do dielétrico, de gradientes de temperatura e das características de todos os materiais combinados que foram utilizados.

O sistema de isolamento de um transformador é algo impreciso, uma vez que a geometria do condutor varia, a temperatura de operação do material isolante é indeterminada e os esforços causados pelos transitórios de tensão também são indeterminados. Com isso, ao projeto do sistema de isolamento do transformador devem ser adicionados alguns fatores para que se possa garantir o isolamento do equipamento de forma eficiente.

4.7.2 Tempo de vida do material isolante sólido

O sistema de isolamento sólido possui certas propriedades necessárias para o bom funcionamento do transformador. No início, o material consegue resistir bem a esforços, mas, com o passar do tempo, o isolante se deteriora, até o momento em que ocorre uma falha do isolamento. Esses esforços são, geralmente, causados pela temperatura e por gradientes de tensão. A razão de deterioração do sistema é dada pela Eq. (4.1):

$$R = Ae^{-\frac{B}{T}}, \quad (4.1)$$

sendo:

A e B constantes;

R a razão de deterioração do sistema de isolamento para uma dada temperatura T , e;

T o valor da temperatura absoluta considerada.

Tendo a razão de deterioração do material isolante, podemos determinar o tempo de vida deste material, conforme Eq. (4.2):

$$U_2 = U_1 e^{\left[-B \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right) \right]}, \quad (4.2)$$

onde:

T_1 e T_2 são temperaturas absolutas distintas do material considerado, e;

U_1 e U_2 são os tempos de vida do isolamento para as temperaturas T_1 e T_2 , respectivamente.

Através da Eq. (4.2), se U_1 for conhecido para a temperatura T_1 , podemos, para uma dada temperatura T_2 , calcular o novo tempo de vida U_2 do isolamento. O tempo final de vida do material isolante é considerado quando ele perde metade de seu valor inicial.

4.7.3 Corona

Corona é uma descarga elétrica produzida pela ionização de um fluido nas redondezas de um condutor, efeito que ocorre quando o gradiente de tensão excede certo valor e este valor ainda é insuficiente para causar um arco elétrico.

Uma descarga de corona é formada pela emissão de elétrons por eletrodos de alta tensão, os quais se chocam com átomos do dielétrico adjacente ao eletrodo. O choque provoca a liberação de novos elétrons, formando um processo chamado de avalanche de Townsend.

Quando o gradiente do potencial elétrico é grande o suficiente em um ponto no fluido, o entorno deste ponto se torna condutivo. Se um objeto carregado tem uma superfície pontiaguda, o ar em torno deste ponto tem um gradiente muito maior que dos outros pontos, e, assim, o ar próximo ao eletrodo se tornará ionizado (parcialmente condutivo), enquanto nas regiões mais distantes não. Quando o ar próximo ao ponto torna-se condutivo, há o efeito de crescimento aparente do diâmetro do condutor.

Se a geometria e o gradiente são tais que a região ionizada continua a crescer, um circuito condutivo direto se forma, resultando em uma fagulha momentânea, ou em um arco contínuo em torno do condutor.

O efeito corona é um grande inimigo do isolamento de transformadores. Algumas falhas no isolamento são devidas ao efeito corona, que ocorre de uma forma inesperada durante o funcionamento do equipamento. Vale dizer que a Eq. (4.2) não se aplica quando o mesmo está submetido a este fenômeno. Existem alguns procedimentos que podem contribuir para a redução do efeito corona:

- Melhoria da geometria do condutor;
- Eliminação do ar ou do dielétrico ionizável, e;
- Redução da tensão aplicada.

4.7.4 Materiais utilizados no isolamento

Os materiais utilizados como meio de isolamento em transformadores de elevada potência são, em sua maioria, o papel e o óleo mineral. O papel é utilizado para recobrir os condutores visando a evitar um curto-circuito entre eles, e o óleo mineral serve para isolar os enrolamentos da carcaça do transformador e para dissipação térmica do núcleo e das bobinas.

4.7.4.1 Isolação sólida

O papel é a principal isolação sólida para transformadores de alta potência. Ele é constituído de celulose, que é um polímero originário de vegetais. Analisando quimicamente o papel, verificamos que ele é composto de aproximadamente 1000 repetições

de uma unidade molecular denominada monômero. Com o desgaste da molécula de celulose, as cadeias de polímeros se rompem, e a média de monômeros aumenta, decrescendo o número de moléculas de celulose. A diminuição do grau de polímeros da celulose tem como consequência a diminuição da sua capacidade de suportar esforços mecânicos, bem como uma mudança em sua coloração e um enrijecimento do papel. Quando o papel chega neste ponto, ele perde a capacidade de isolar um condutor do outro, chegando ao final de sua vida útil.

Um parâmetro que influencia de uma forma extraordinária a degradação do papel é o calor. Algumas reações químicas contribuem para a degradação do papel, como, por exemplo, a oxidação e a hidrólise, que são as principais reações que podem ocorrer em um transformador imerso em óleo, e cujo catalisador é o aumento da temperatura. Para cada 10°C de aumento de temperatura, a razão de crescimento das reações é dobrada. Com isso, um transformador submetido a um aumento de temperatura de 10°C terá seu tempo de vida reduzido pela metade.

Esse aumento de temperatura pode ocorrer pelo aumento da carga sendo alimentada pelo transformador, ou por um defeito, como um curto-circuito, um arco elétrico ou descargas parciais.

4.7.4.2 Líquido isolante

Outro material isolante que é extremamente utilizado e de muita importância é o óleo mineral, onde o núcleo e as bobinas ficam imersos. Podem existir materiais isolantes com propriedades dielétricas e térmicas superiores ao óleo mineral, porém, um material que combine tudo isso com uma relação custo benefício melhor que o óleo ainda não existe. Nas seções seguintes, discutiremos algumas de suas características, a saber: suas principais funções, fatores que afetam seu tempo de vida, e fontes de contaminação.

4.7.4.2.1 Função do óleo isolante

Primeiramente, sua função é promover um meio dielétrico entre os condutores energizados das bobinas; outra função é proteger a superfície interna da carcaça do equipamento contra algumas reações químicas que podem comprometer a integridade das conexões, como a oxidação. Vale dizer que o óleo isolante não é um bom lubrificante para as partes do transformador.

O óleo isolante também dissipa o alto calor gerado nas bobinas e no núcleo do transformador. Esse calor gerado é dissipado pelo óleo na forma de transferência de calor, que pode ocorrer por condução, convecção e irradiação dentro do tanque. Todos os óleos minerais são lembrados pela sua capacidade de conduzir e dissipar o calor, e, para assegurar um desempenho satisfatório em relação a sua capacidade de dissipação, algumas especificações mínimas têm que ser garantidas como a viscosidade, o *pour point*²³ e o *flash point*²⁴.

O óleo isolante também é utilizado indicar as condições de operação dos equipamentos imersos nele. O líquido isolante reflete as condições de operação elétrica dos equipamentos, da mesma forma que o sangue pode dizer muitas coisas sobre as condições de um ser humano. Um bom exemplo, é o momento de um curto-circuito, quando ocorre uma dissipação de calor grande o suficiente para causar a degradação química do material isolante, gerando o aparecimento de várias substâncias. A partir destas substâncias podem ser feitas análises em laboratórios para saber o tipo de avaria e a gravidade do defeito causado ao núcleo e às bobinas.

²³ *Pour point* é a temperatura mais baixa em que o óleo irá continuar fluindo. Esta propriedade é fundamental para óleos que têm que fluir em baixas temperaturas.

²⁴ *Flash point*, ou ponto de fulgor, é a temperatura mais baixa em que um líquido se torna inflamável, juntamente com o ar.

4.7.4.2.2 Parâmetros que influenciam sua degradação

Da mesma forma que a temperatura influencia na degradação do isolante sólido, ela afeta também os isolantes líquidos, reduzindo pela metade sua vida útil a cada aumento de 10°C.

Um fator importantíssimo que acelera sua degradação é a presença de oxigênio. Uma vez que o óleo isolante é composto por hidrocarbonetos, sua degradação na presença de oxigênio gera dióxido de carbono e água, e, com isso, o óleo vai perdendo suas propriedades. Este é um dos motivos pelos quais os tanques dos transformadores são projetados para que o óleo contido em seu interior não tenha nenhum contato com o ar.

Outros fatores que causam sua degradação são as descargas parciais e a presença de ácido no líquido isolante.

Devem-se evitar formas de contaminação do óleo isolante para que não ocorra uma perda mais rápida de suas características dielétricas. Podem ser citados dois tipos de contaminação do óleo: externa e interna.

A contaminação externa consiste em permitir a entrada de oxigênio no tanque, ou mesmo de partes sólidas que possam acarretar problemas mais severos. Para minimizar este tipo de problema, recomenda-se que o tanque seja selado.

A contaminação interna é algo que é mais difícil de ser controlado, pois é resultado de reações químicas que estão constantemente ocorrendo. Os principais fatores que causam a contaminação interna são a temperatura e o oxigênio.

As principais fontes de contaminação são:

- Partículas não metálicas oriundas do isolante sólido (papel);
- Partículas metálicas dos revestimentos mecânicos e elétricos, e;
- Degradação química do óleo isolante, resultado da oxidação.

4.8 Buchas

4.8.1 Introdução

O objetivo de uma bucha elétrica é simplesmente transmitir energia elétrica de dentro para fora (e vice-versa) de equipamentos como transformadores, disjuntores, reatores *shunt*, e condensadores elétricos. A bucha é construída de forma que um condutor esteja confinado em seu interior, fornecendo um caminho condutivo de uma extremidade à outra. Há buchas que não possuem um condutor central, mas possuem um espaço para que este possa ser posteriormente instalado.

Como potência elétrica é o produto da tensão pela corrente, o isolamento de uma bucha deve ser capaz de suportar a tensão a ela aplicada e ser capaz de conduzir a corrente nominal sem superaquecimento do isolamento adjacente. Por razões práticas, a classificação das buchas não é baseada no seu poder de transmissão de potência, mas na máxima tensão suportável e na corrente projetada.

4.8.2 Tipos de buchas

Existem muitos métodos para classificar os tipos de buchas, e alguns deles são baseados em aspectos práticos. As buchas podem ser classificadas:

- De acordo com o meio de isolamento dos terminais;
- De acordo com a construção, e;
- De acordo com o seu isolamento interno.

4.8.2.1 Classificação quanto ao meio de isolamento dos terminais

Consiste em designar os tipos de materiais de isolamento nas extremidades das buchas. Esta classificação depende principalmente de sua aplicação:

- A bucha de ar-óleo tem ar como isolamento em uma de suas extremidades e óleo na outra. Como o óleo tem uma capacidade dielétrica duas vezes maior que o ar, sua terminação é fisicamente menor em relação à terminação que tem como material isolante o ar. Este tipo de bucha é comumente utilizado entre o ar atmosférico e qualquer aparelho imerso em óleo, como, por exemplo, o transformador.
- A bucha ar-ar tem o ar como material isolante em ambas as extremidades e é normalmente utilizada em aplicações em que uma das terminações estará exposta a condições atmosféricas e a outra estará localizada em locais abrigados. A terminação localizada na parte exterior pode ter distâncias maiores, para resistir aos altos índices de poluição e para suportar tensões transitórias durante condições meteorológicas adversas, como chuvas.
- Em aplicações especiais, têm-se aplicado buchas com terminações em: ar-SF₆, normalmente utilizadas em disjuntores SF₆, e; SF₆-óleo, aplicadas em transições entre dutos de condutores em SF₆ e equipamentos imersos em óleo mineral

4.8.2.2 Classificação segundo a construção

Existem basicamente dois tipos de construção: o tipo sólido e o tipo condensador.

4.8.2.2.1 Tipo sólido

A bucha do tipo sólido, representada na Fig. 4.16, é normalmente feita com um condutor central e isoladores de porcelana ou epóxi em cada extremidade, e é utilizada principalmente em tensões abaixo de 25 kV.

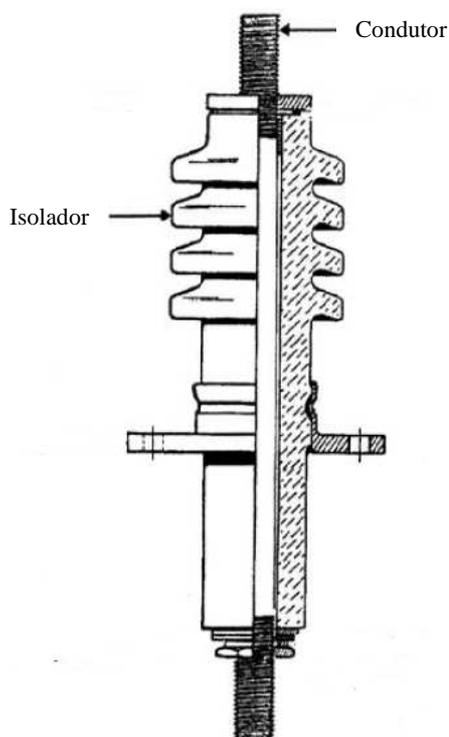


Figura 4.16 – Bucha do tipo sólido
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

Esta construção é relativamente simples comparada com o tipo condensador. As buchas do tipo sólido são comumente usadas em aplicações que vão desde pequenos transformadores de distribuição a chaves de grande geradores.

A principal limitação da bucha do tipo sólido é a sua capacidade para suportar, a 60 Hz, tensões acima de 90 kV. Assim, suas aplicações são limitadas a 25 kV, que têm tensões de ensaio de 70kV.

4.8.2.2.2 Tipo condensador

A Fig. 4.17 mostra as partes constituintes de uma bucha condensador imersa em óleo. Atualmente, esse tipo de construção é usado para quase todas as classificações de tensão acima de 25 kV. Esta construção usa camadas de condutores de forma radial em intervalos predeterminados, com papel impregnado a óleo ou outro material que possa ser colocado entre o condutor e o isolador.

Fabricantes têm utilizado uma variedade de materiais e métodos para buchas do tipo condensador, tais como: utilizar cilindros de porcelana concêntricos dotados de uma superfície metalizada; utilização de folhas condutivas, geralmente de alumínio ou de cobre, em papel impregnado em óleo, e; pintar com uma tinta semicondutora (fabricantes têm utilizado diferentes condutividades) sobre todas ou algumas tiras de papel impregnado em óleo.

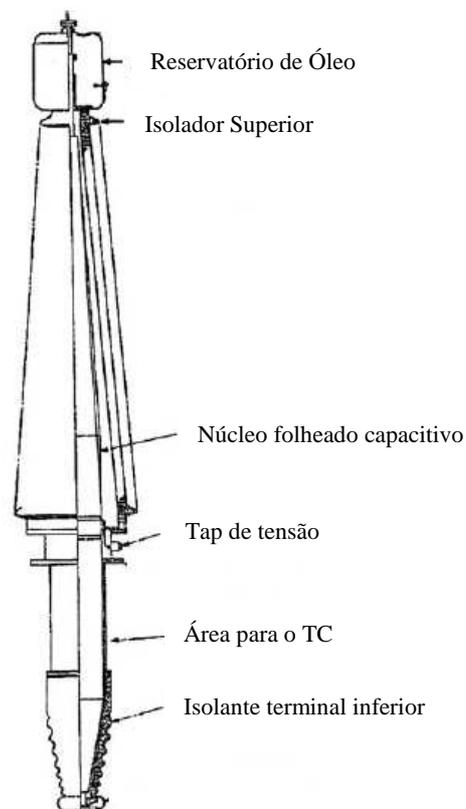


Figura – 4.17 – Bucha do tipo condensador
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

4.8.2.3 Classificação segundo o isolamento dentro bucha

Há outra classificação, que está relacionada com o material isolante utilizado dentro da bucha. Em geral, estes materiais podem ser usados tanto na construção da bucha do tipo sólido ou condensador, e dois ou mais isolantes podem ser usados em conjunto.

4.8.2.3.1 Buchas isoladas a ar

As buchas isoladas a ar geralmente são usadas apenas em equipamentos em que o ar também é o material isolante e são, em sua maioria, de construção do tipo sólida.

4.8.2.3.2 Buchas isoladas a óleo

Estas buchas, quando do tipo sólido, têm o óleo como meio isolante em seu interior. Este óleo pode estar contido dentro da bucha, ou pode ser compartilhado com os equipamentos nos quais a bucha é utilizada. Nas buchas do tipo condensador, se usa o óleo mineral para fins de impregnação do papel e transferência de calor.

4.8.2.3.3 Buchas de isolamento a papel impregnado a óleo.

As buchas de isolamento a papel impregnado a óleo possuem uma capacidade dielétrica maior, e, por isso, este material tem sido amplamente utilizado como isolamento nas buchas do tipo condensador.

4.8.2.3.4 Buchas isoladas a gás

As buchas isoladas a gás usam o gás SF₆ pressurizado para o isolamento. A bucha mostrada na Fig. 4.18 é uma das mais simples, sendo geralmente utilizada com disjuntores.

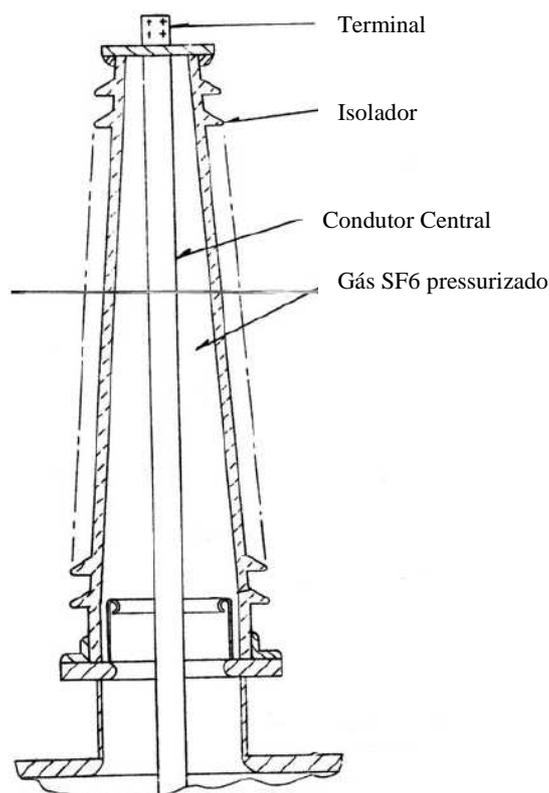


Figura 4.18 – Bucha do tipo condensador com meio isolante em SF6.
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

4.8.2.3.5 Buchas isoladas a resina

Estas buchas são construídas de um material orgânico moldado, geralmente resina, com ou sem adição de compostos inorgânicos. Podem ser do tipo sólido ou condensador, sendo o primeiro mais comum.

4.8.3 Bucha com transformador de potencial

Muitas vezes, é desejável obter um sinal de referência que reflita o valor da tensão no circuito, para alimentar voltímetros, relés, e outros dispositivos de proteção e/ou medição. Isto pode ser conseguido com a utilização de uma bucha com dispositivo de potencial (BDP), pelos *taps* fornecidos pela bucha do tipo condensador. A saída de tensão de

uma BDP comumente possui valores no intervalo de 110 V a 120 V, ou estes valores divididos por $\sqrt{3}$, e potência de saída variando entre 25 W (para buchas de 115 kV) e 200 W (para buchas de 765 kV). Um esquema simples de BDP é mostrado na Fig. 4.19.

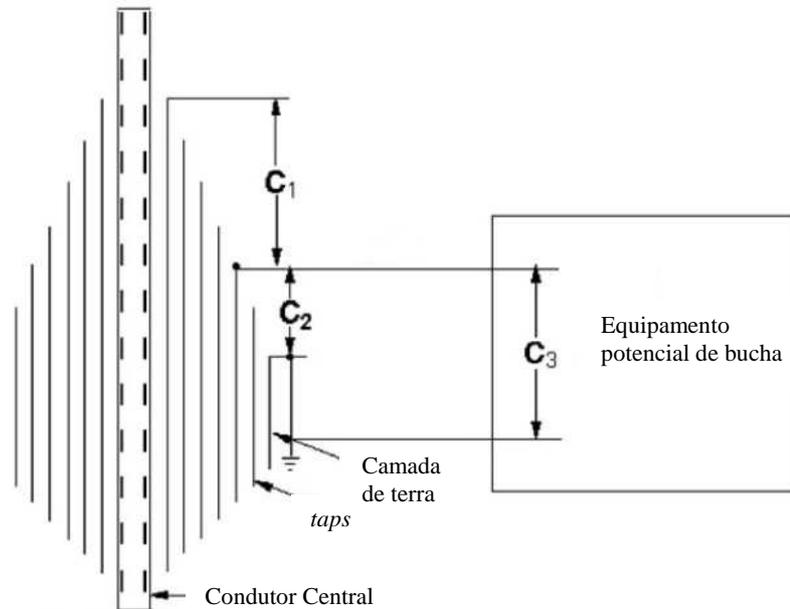


Figura 4.19 – Bucha com transformador de potencial
(HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*)

O BDP é tipicamente constituído por vários componentes: uma conexão especial blindada em sua terminação; um cabo a prova de tempo conectado em um dos *taps* da bucha; um capacitor que reduz a tensão vista pelo BDP; um transformador principal com uma reatância regulável; um capacitor utilizado para corrigir o fator de potência da carga; uma proteção contra descarga elétrica no caso do aparecimento de uma tensão transitória sobre a bucha, e; uma chave que permite o aterramento e a desenergização do dispositivo. Todos os itens, exceto o primeiro, estão alojados em um gabinete separado, normalmente montado ao lado do transformador ou disjuntor.

Se ao BDP é conectada carga além da sua capacidade, a tensão pode se elevar em demasia, causando a operação da proteção diferencial.

4.8.4 Buchas com transformador de corrente

A flange da bucha é um lugar muito conveniente para instalar transformadores de corrente de bucha (TCB's). Os TCB's têm de 500 a 5.000 espiras em seu enrolamento secundário e são instalados ao redor da flange, envolvendo o condutor. Este local é chamado de caixa do TCB, e é mostrado na Fig. 4.17. Neste caso, o condutor central forma o enrolamento primário, de uma espira, e as espiras do TCB formam o enrolamento secundário. O secundário do TCB fornecerá uma corrente em escala reduzida, proporcional à corrente do sistema, alimentando instrumentos de proteção e de medição.

4.9 Tanques

O óleo isolante de um transformador tem a finalidade, como dito anteriormente, de isolar e resfriar o núcleo e a bobina. Por isso, a contaminação do óleo é um problema sério que deve ser considerado, pois faz com que o líquido isolante perca suas propriedades dielétricas e se torne inútil para a função que tem que desempenhar. Um dos elementos mais importantes para evitar essa contaminação é o sistema de preservação de óleo, constituído, basicamente, pelos tanques principal e auxiliares dos transformadores.

4.9.1 Tanque selado

O método mais simples de preservar o óleo é o tanque selado, como mostrado na Fig. 4.20. O núcleo e as bobinas estão imersos em óleo, com uma camada de gás na superfície do líquido isolante. O volume do gás deve ser suficiente para permitir a

expansão do óleo quente dentro do tanque sem que ocorra uma despressurização do mesmo. Sob condições extremas de temperatura, como durante curtos-circuitos, a quantidade de gás gerada é muito grande, e, por isso, torna-se necessário um sistema de proteção para que o excesso de gás possa ser liberado, já que o acúmulo pode deformar o tanque, ou até mesmo causar sua explosão. A válvula de alívio de pressão é a proteção utilizada para a liberação desses gases.

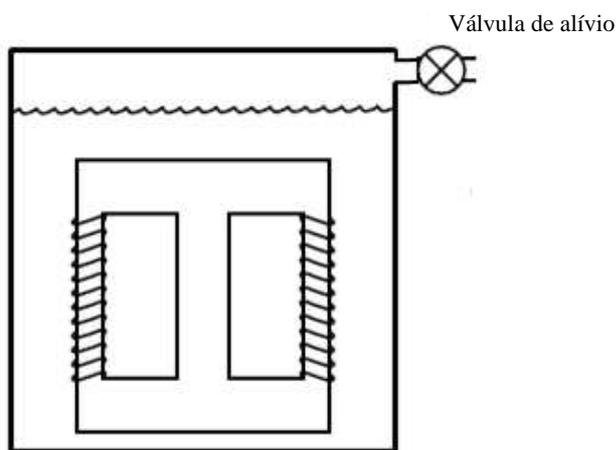


Figura 4.20 – Sistema de preservação de óleo – Tanque selado

As principais vantagens do tanque selado são a sua simplicidade de construção e o baixo custo de manutenção. Por estas razões, os transformadores de tanque selado são comuns em sistemas de distribuição.

4.9.2 Tanque com conservador de óleo

Um dos primeiros métodos alternativos de preservação de óleo foi o tanque com um conservador. Em transformadores com conservador, o reservatório principal é completamente preenchido com óleo, e um reservatório menor, com uma pequena quantidade de óleo (tanque conservador), é montado acima do tanque principal e a este ligado por um tubo chamado *gooseneck*, conforme ilustrado na Fig. 4.21.

O conservador é ventilado pelo ar, e, durante seu funcionamento normal, seu nível de óleo está aproximadamente pela metade, para permitir a expansão e contração do óleo no momento de uma operação crítica.

O objetivo do *gooseneck* é impedir o contato do óleo quente, gerado pelo núcleo e pelas bobinas do transformador com óleo resfriado do conservador – o que é parcialmente conseguido, pois sempre ocorre algum contato entre os dois óleos. O óleo no tanque principal do transformador está sob uma ligeira pressão positiva, igual à do conservador.

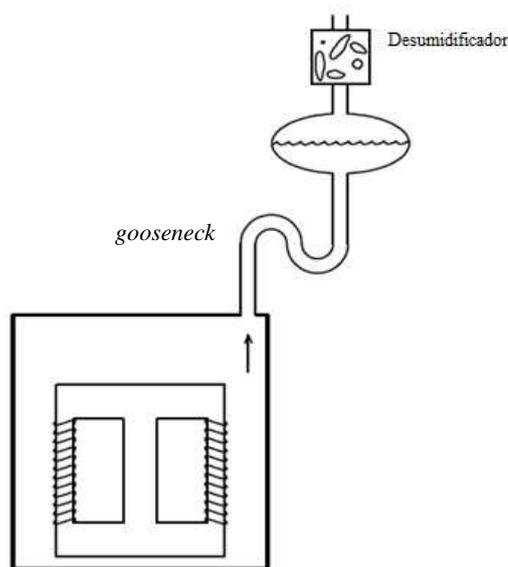


Figura 4.21 – Transformador com conservador

No conservador, pode ser instalado um desumidificador para manter o óleo livre de umidade (o que é importante para transformadores instalados ao tempo). O desumidificador exige ser substituído em intervalos regulares de tempo (uma mudança da cor rosa para o azul indica quando a substituição precisa ser feita).

Pode ser instalada, também, uma bexiga expansível entre o óleo e o ar exterior. Este projeto tem sido bem sucedido ao longo dos anos, embora a bexiga possa danificar-se ou rasgar-se.

4.9.3 Tanque com duplo conservador selado a gás e óleo

Outro sistema de preservação de óleo, que é uma variação do conservador, é chamado de *gas oil seal*, mostrado na Fig. 4.22.

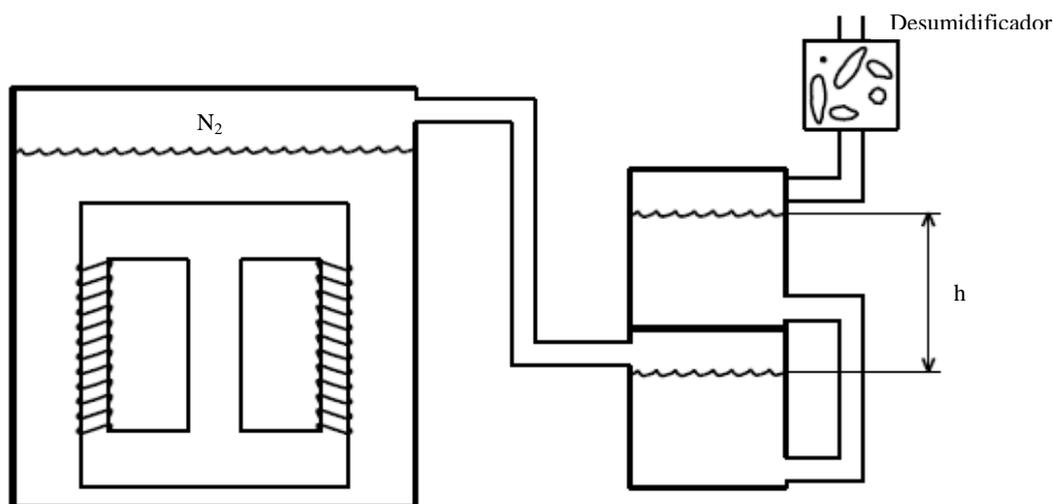


Figura 4.22 – Transformador selado a gás e a óleo

Este sistema possui uma camada de gás inerte, como o nitrogênio, na parte superior do tanque principal. Tal sistema visa a evitar o contato do oxigênio com o óleo, o que provoca sua oxidação. A oxidação do óleo tem como subprodutos água e ácidos, que contribuirão para encurtar a vida útil do transformador.

Usando uma camada de gás inerte, como o nitrogênio, haverá uma redução considerável do oxigênio dissolvido, e, como consequência, das substâncias derivadas da oxidação.

O espaço de gás no tanque principal está ligado ao espaço de gás no conservador inferior, conforme a Fig. 4.22. Já o conservador inferior fica ligado ao conservador superior através de um tubo.

Existe uma altura “h” de óleo entre os níveis dos reservatórios inferior e superior, e, para que isso se mantenha, é necessário que haja uma pressão positiva no

conservador inferior. Por isso, também deve haver uma pressão positiva no tanque principal dos transformadores.

Como o óleo do reservatório principal se expande termicamente, também ocorre um aumento da pressão do nitrogênio que recobre o tanque principal, forçando o óleo do reservatório inferior e aumentando o nível de óleo do conservador superior. Como os óleos do tanque principal e do conservador inferior são separados por uma camada de nitrogênio, não há a contaminação do óleo do tanque principal. O nitrogênio tem o papel de não deixar misturar os óleos de tanques distintos.

Em outros sistemas, um respirador de desidratação é instalado para minimizar a umidade que penetra no óleo localizado no conservador superior. A principal desvantagem deste sistema é que, se houver vazamento de gás no tanque principal, a pressão positiva não será mantida, e o óleo na parte superior do conservador será drenado para o reservatório inferior, ocorrendo uma mistura de óleos.

4.9.4 Sistema de conservação de óleo com cilindro de nitrogênio

Este sistema, ilustrado na Figura 4.23, usa um cilindro de pressurização do nitrogênio para regular e manter uma pressão positiva constante em todo tanque principal. A principal vantagem do regulador de pressão é que o dispositivo torna o transformador praticamente impermeável à contaminação do óleo, pois não permite a entrada de ar mesmo que haja pequenos vazamentos de gás. A desvantagem é que a garrafa de nitrogênio requer uma substituição periódica, de modo que sua manutenção torna-se cara. A garrafa de nitrogênio irá exigir frequente substituição se houver um excessivo aumento de temperatura ou se houver fuga de gás significativa.

Este sistema de preservação de óleo tem sido chamado por diversos nomes.

A empresa *Westinghouse Electric* o fornece sob o nome *Inertair*.

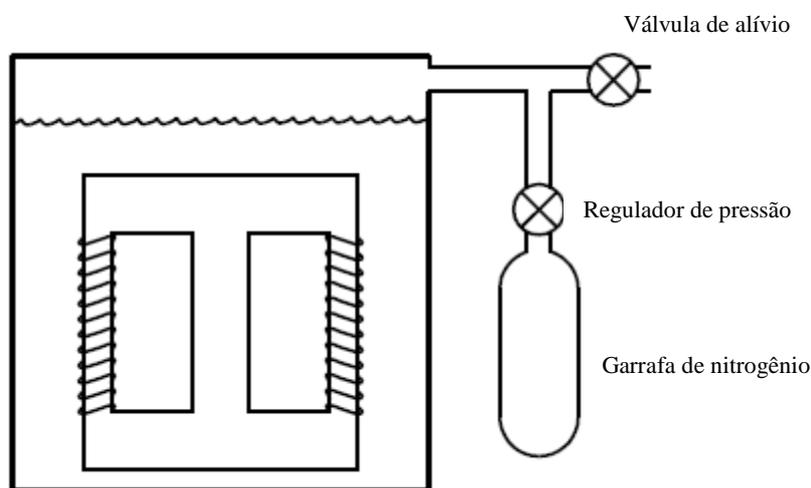


Figura 4.23 – Sistema de preservação de óleo com cilindro de gás inerte (nitrogênio)

4.10 Sistema de refrigeração do transformador

O calor oriundo do núcleo e das bobinas gera muitos prejuízos ao transformador, e, por isso, deve ser dissipado para o ambiente.

Nos transformadores a seco, a refrigeração é realizada pela simples circulação de ar ao redor da bobina e do núcleo, que pode ser por convecção natural ou por fluxo de ar forçado. Este método de refrigeração é normalmente limitado para transformadores de baixa tensão (menores que 5 kV) que ficam em ambientes cobertos e que têm potência inferior a 1500 kVA. Para tensões maiores, o óleo é necessário para o isolamento das bobinas, o que impede a utilização de ar para o arrefecimento direto do núcleo e dos enrolamentos. Em ambientes extremamente poluídos, a refrigeração a ar feita de forma direta pode introduzir sujeira e umidade nas bobinas, o que é não é aceitável.

Os transformadores podem ser classificados quanto ao tipo de refrigeração, como é definido pelas normas industriais. Nos últimos anos, tem havido tentativas para

harmonizar a nomenclatura aplicada aos transformadores fabricados nos EUA com as classes denominadas pela IEC. O Quadro 4.1 mostra ambas as nomenclaturas. Todas as denominações da IEC usam quatro letras, e, por isso, ela se torna, em alguns aspectos, mais descritiva do que a norma americana.

Em pequenos transformadores de distribuição imersos em óleo, a superfície do tanque é suficiente para que ocorra a troca de calor do óleo com o ar. Radiadores são adicionados a tanques de alguns transformadores de distribuição para aumentar a superfície do reservatório e melhorar a transferência de calor. Grandes transformadores de distribuição e transformadores de potência exigem, geralmente, bancos de radiadores para que possa ocorrer a refrigeração de forma eficiente.

Tanques e radiadores que utilizam para transferência de calor o ar e a convecção natural do óleo são classificados como ONAN. Radiadores utilizados em transformadores classificados com ONAN têm tubos finos com seção reta suficiente para que possa ocorrer o fluxo natural do óleo com a menor resistência.

O óleo aquecido devido ao calor do núcleo e das bobinas sobe para o topo do tanque, na entrada do radiador. O óleo frio, que sai por baixo do radiador, chega ao núcleo e aos enrolamentos por uma passagem inferior. Neste processo, chamado de termo-sifão, a velocidade do óleo é relativamente baixa em todo o transformador e nos radiadores, e, por esta razão, os transformadores ONAN têm um grande gradiente de temperatura entre o óleo no fundo do transformador e o óleo no topo.

Com o aumento das perdas do transformador, o número e o tamanho dos radiadores necessários para resfriar o óleo aumenta. Eventualmente, um ponto é atingido no qual o ar e a convecção natural não são suficientes para eliminar o calor, e, com isso, torna-se necessário forçar, com motores, a passagem de ar através dos radiadores. Transformadores que utilizam o ar forçado são classificados como ONAF. Os transformadores ONAF requerem

energia auxiliar para ligar os motores para a ventilação, o que é uma desvantagem em comparação com os transformadores ONAN, que não necessitam de energia para seu sistema de refrigeração.

Alguns transformadores são resfriados por convecção natural até uma temperatura T1; daí, entram num primeiro estágio de ventilação forçada, até a temperatura T2, e; em seguida entram num segundo estágio de ventilação forçada até a temperatura T3. Estes transformadores são classificados como ONAN/ONAF/ONAF. A direção do fluxo de ar forçado pode ser horizontal ou vertical para cima. O fluxo vertical para cima tem a vantagem de estar na mesma direção que o ar de convecção natural, de modo que os dois fluxos de ar irão se reforçar.

Nomenclatura Americana	Nomenclatura IEC	Descrição
OA	ONAN	Óleo natural, ar natural
FA	ONAF	Óleo natural, ar forçado
OA/FA/FOA	ONAN/ONAF/ONAF	Óleo natural, ar forçado, sendo o ar forçado com dois estágios
OA/FOA	ONAN/ODAF	Óleo natural, ar natural num primeiro estágio e com aumento de temperatura entra o óleo direcional forçado e ar forçado
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Óleo natural, ar natural no primeiro estágio e nos dois estágios seguintes é utilizado o óleo direcional forçado, ar forçado
FOA	OFAF	Óleo forçado, ar forçado
FOW	OFWF	Óleo forçado, água forçada – a refrigeração é feita pela água invés do ar
FOA	ODAF	Óleo direcional forçado, ar forçado
FOW	ODWF	Óleo direcional forçado, água forçada

Quadro 4.1 – Classificação dos transformadores em relação ao tipo de resfriamento (WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*.)

Da mesma forma que a capacidade de resfriamento é aumentada pelo uso do ar forçado, a capacidade de carregamento do transformador também é aumentada, podendo chegar a 125%, ou até mesmo 130% da potência nominal. Ao conectar mais carga ao

transformador, pode ser atingida uma situação em que a temperatura interna do equipamento seja a máxima suportável. Neste caso, desejando-se aumentar o carregamento, a solução é aumentar a velocidade do óleo, bombeando-o com bombas localizadas na parte inferior dos radiadores. Esses transformadores são classificados como ODAF.

Um direcionamento de fluxo de óleo dentro do tanque do transformador pode trazer uma maior eficiência em seu arrefecimento. A concepção do radiador OFAF pode diferir substancialmente do radiador para refrigeração ONAF. A comparação dos dois tipos é ilustrada nas Figs. 4.24(a) e (b). A Fig. 4.24(a) mostra a construção do radiador ONAF, que possui grandes tubos no radiador para minimizar a restrição do fluxo de óleo sob convecção natural. O ventilador é mostrado montado na parte inferior com fluxo de ar dirigido para cima. A Fig. 4.24(b) mostra a construção do radiador OFAF. O óleo é forçado através de tubos estreitos de cima para baixo por meio de bombas de óleo.

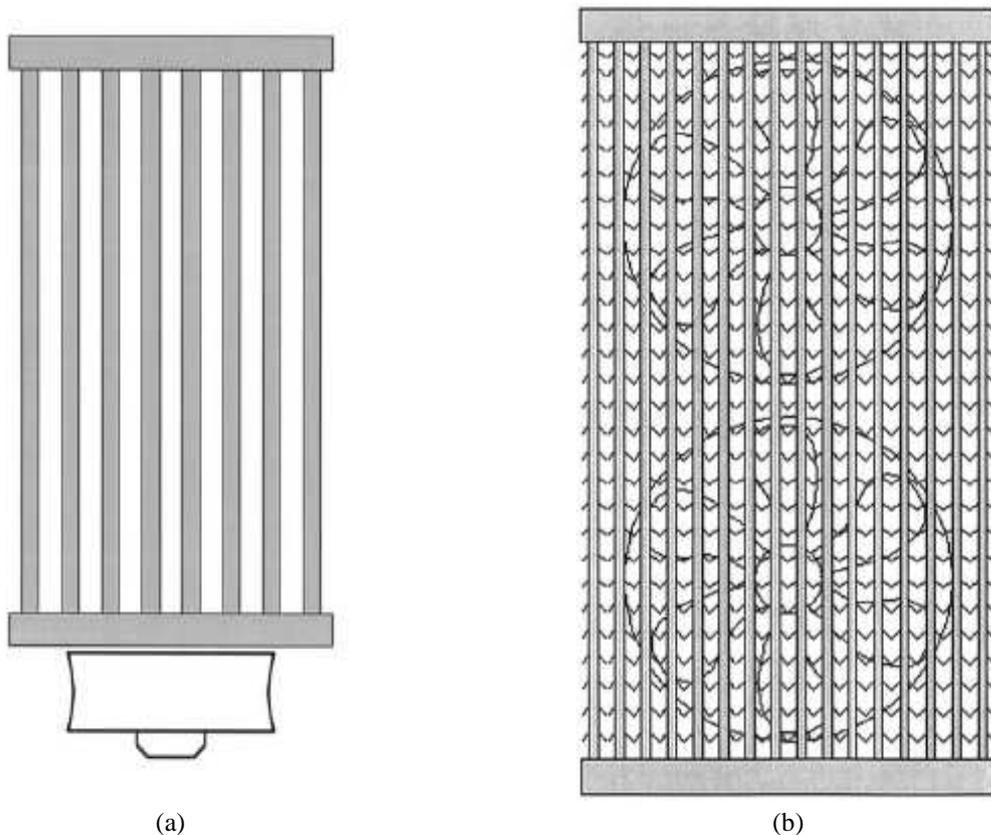


Fig. 4.24 – Sistema de refrigeração: (a) radiadores ONAN/ONAF; (b) radiadores OFAF
(WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*)

4.11 Instalação e energização dos transformadores de potência

Os anexos A e B apresentam os procedimentos básicos de instalação e energização de transformadores segundo o fabricante WEG.

4.12 Referências

Foram utilizadas as seguintes referencias neste capítulo:

FLANAGAN, William M. *Handbook of transformer design and application*. 2ª ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1992.

HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*. 1ª ed. Florida: CRC Press, 2004.

LANDGRAF, Fernando José Gomes. *Propriedades Magnéticas de aços para fins elétricos*. Em: Ivani Bott, Paulo Rios, Ronaldo Paranhos (Org.). *Aços: perspectivas para os próximos 10 anos*. 1ª ed. Rio de Janeiro, 2002, p. 109-128.

RIGOLI, Cristiano. *Análise de resposta em frequência em transformadores*. 2005.– Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUC – RS

SIEMENS. *Catálogo de Transformadores de Força* – Disponível em: <www.siemens.com.br>. Acessado em : 10 de março de 2009.

VIEIRA, Gustavo A. et al. *Materiais Amorfos*. Apresentado na disciplina “Teoria dos Materiais” do curso de Engenharia Elétrica da UFMG, 2000.

WEG. *Manual de Instalação e manutenção de transformadores*. Disponível em: <www.weg.com.br>. Acessado em: 16 de março de 2009.

WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*. 1ª ed. Nova Iorque CRC Press, 2002.

<www.nicore.com.cn>. Acessado em: 04 de abril de 2009.

5 PROTEÇÃO BÁSICA DOS TRANSFORMADORES

5.1 Introdução

Os transformadores são equipamentos de vital importância para o sistema elétrico, pois o seu não-funcionamento pode causar inúmeros prejuízos. Por isso, existem muitos equipamentos e sistemas de proteção, para que o transformador possa estar sempre funcionando de uma forma correta e segura. A proteção é conseguida através da combinação adequada da configuração elétrica do sistema (*layout* físico), e de equipamentos de proteção convenientes, e tem como objetivo:

- Proteger o transformador das falhas do sistema elétrico;
- Proteger o transformador das avarias que possam ocorrer em seu interior devido a uma falha interna, e;
- Proteger o transformador de condições físicas do ambiente que possam afetar o seu desempenho confiável.

Três elementos são necessários para detectar um curto-circuito interno e externo no transformador: o aumento da corrente de fase, o aumento da corrente diferencial e a formação de gás proveniente da vaporização do líquido isolante do transformador. Normalmente, para combater estes elementos e para a detecção de curtos-circuitos, aplicam-se as seguintes proteções:

- Proteção de sobrecorrente de fase;
- Proteção diferencial, e;
- Acumulador de gás ou proteção contra aumento de pressão interna (abordado no capítulo 6).

A proteção é feita por relés, que são sensores que verificam, ou por tensão ou por corrente, se há alguma falha no sistema a ser protegido.

5.2 Relés de proteção dos transformadores

Os relés podem ser classificados quanto ao tipo de acionamento, quanto ao tipo de temporização, quanto à função de proteção e quanto à tecnologia.

5.2.1 Classificação quanto ao tipo de acionamento

Ação direta: são aqueles instalados diretamente no circuito protegido;

Ação indireta: são aqueles que recebem sinais de tensão e corrente provenientes de transformadores de potencial e de transformadores de corrente (TC), respectivamente. Atualmente os relés disponíveis no mercado são de ação indireta.

5.2.2 Classificação quanto ao tipo de temporização

Instantâneos: correspondem àqueles que são acionados sem intenção de retardo (“instantaneamente”), quando uma determinada grandeza monitorada pelo relé ultrapassa um valor de referência ajustado no equipamento;

Temporizados: correspondem àqueles que, quando a grandeza monitorada ultrapassa o valor ajustado no equipamento, são acionados após um tempo determinado.

5.2.3 Classificação quanto à função de proteção

Os relés têm as suas funções de proteção identificadas por números, de acordo com a ANSI. A numeração vai de 1 a 99 ²⁵, e, em alguns casos, após o número da proteção, existe uma ou duas letras representando uma característica adicional do relé. As proteções comumente aplicadas e associadas a transformadores são:

- 50 – Sobrecorrente instantânea de fase;
- 51 – Sobrecorrente temporizada de fase;
- 50N – Sobrecorrente instantânea de neutro (terra);
- 51N – Sobrecorrente temporizada de neutro (terra);
- 50GS – Sobrecorrente instantânea de terra de alta sensibilidade;
- 51GS – Sobrecorrente temporizada de terra de alta sensibilidade;
- 86 – Relé de Bloqueio, e;
- 50BF – Falha de disjuntor.

5.2.4 Classificação quanto à tecnologia

Eletromecânicos: são relés mais antigos, constituídos por uma estrutura de ferro, uma bobina de operação, um disco de alumínio, um eixo, um contato fixo e um contato móvel. Quando a bobina de operação é energizada, ocorre o movimento do disco de alumínio até o ponto em que o contato móvel, preso ao eixo, alcança o contato fixo, provocando a operação do relé;

²⁵ Para tabela completa, consultar Anexo C.

Estáticos: são relés cuja unidade de controle é constituída por circuitos eletrônicos analógicos, compostos por resistores, capacitores e diodos. São relés mais precisos, mais rápidos e menores, quando comparados aos eletromecânicos. Suas características, como tempo e corrente, podem ser ajustadas no equipamento através de potenciômetros ou micro chaves;

Digitais: são os relés mais modernos e avançados tecnologicamente, e dispõem de várias funções de proteção, medição e controle em uma única unidade. O relé digital é composto por duas partes: hardware e software.

5.3 Proteção diferencial do transformador

A proteção diferencial utilizada em subestações tem por objetivo principal proteger o transformador de potência contra faltas internas, como curto-circuito entre espiras e descargas parciais entre enrolamentos ou entre enrolamentos e carcaça.

A proteção diferencial não é sensibilizada pelas correntes de defeito resultantes de faltas ocorridas fora da zona protegida, porém, é sensível à corrente de energização do transformador, de modo que o ajuste do relé diferencial deve ser tal que não opere para esta condição.

A zona protegida pode abranger somente o transformador de potência (área compreendida entre os TC's instalados nos lados de alta tensão e de baixa tensão dos transformadores), ou estender-se além dos limites do equipamento, como, por exemplo, englobando parte dos circuitos primários e secundários do transformador de potência. Qualquer falta dentro deste trecho deve ser eliminada pela atuação instantânea do relé diferencial.

A lógica diferencial tem como base a comparação entre as correntes que entram e que saem do equipamento, conforme ilustra a Fig. 5.1. Essa função de proteção está baseada na lei de Kirchhoff ²⁶, aplicada ao equipamento. Os TC's enviam os sinais de corrente coletados para o relé, que tomará a decisão de disparar ou não a proteção. A Fig 5.1 mostra o esquema de conexão dos transformadores de corrente acoplados em série ao ramo primário e secundário. Neste, $N_1 : N_2$ é a relação de transformação entre o primário e o secundário do transformador protegido.

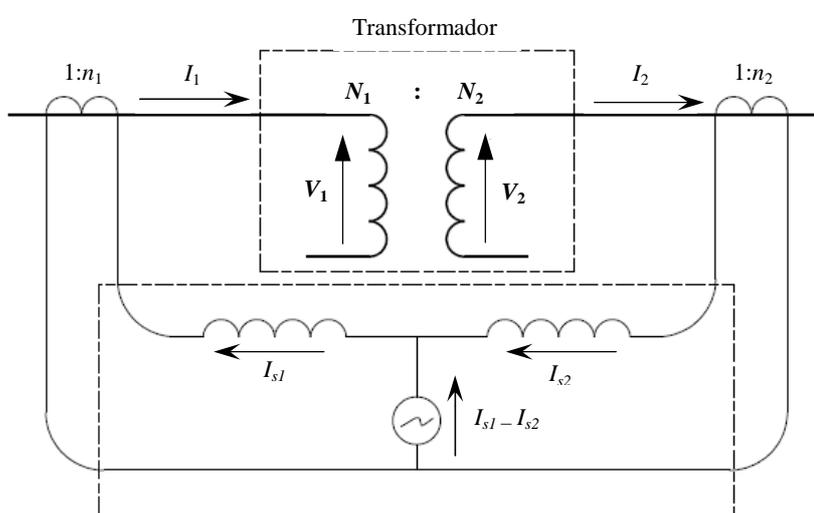


Figura 5.1 – Esquema básico de uma proteção de um transformador monofásico (KINDERMANN, Geraldo. *Proteções de sistema elétricos de potência.*)

Encontramos na literatura a existência de dois tipos de relé diferencial:

- Relé diferencial comum
- Relé diferencial percentual

5.3.1 Relé diferencial comum

Esta proteção funciona em conjunto com os relés de sobrecorrente instantâneo e de sobrecorrente temporizado, e seu esquema básico é semelhante ao da

²⁶ Formuladas em 1845, estas leis são baseadas no Princípio da Conservação da Energia, o somatório das correntes que entram em dado nó é igual ao somatório das correntes que saem.

Fig. 5.1. No momento de um curto-circuito fora da área de proteção, a corrente que alimenta a falta passa pelo lado primário e pelo lado secundário do transformador de potência. Consequentemente, a corrente nos secundários dos TC's serão as mesmas, a corrente diferencial será zero, e o relé diferencial não atuará.

Já para um curto-circuito dentro da área de proteção do relé, como, por exemplo, entre o TC primário e os terminais primários do transformador de potência, o TC secundário perceberá a corrente de falta, e a corrente no secundário do TC primário será zero (devido ao curto-circuito). Com isso a corrente $I_1 - I_2$, que passará na bobina diferencial, será diferente de zero, e a proteção irá atuar.

5.3.2 Relé diferencial percentual

De modo a evitar interrupções intempestivas do transformador de potência, deve-se empregar certa restrição aos relés diferenciais quanto a faltas externas, permitindo um ajuste mais sensível e maior rapidez na operação para as faltas dentro da zona protegida. A Fig. 5.2 ilustra a configuração de um relé diferencial percentual instalado em um transformador Δ -Y.

O valor da restrição imposta ao relé é estabelecido como uma percentagem da corrente solicitada pela bobina de operação para vencer o conjugado resistente ou de restrição, que é denominado, normalmente, de inclinação característica, cujo valor pode variar entre 10 e 40 %. A inclinação aumenta quando o relé se aproxima do limite de operação, devido ao efeito cumulativo de restrição da mola e da restrição elétrica.

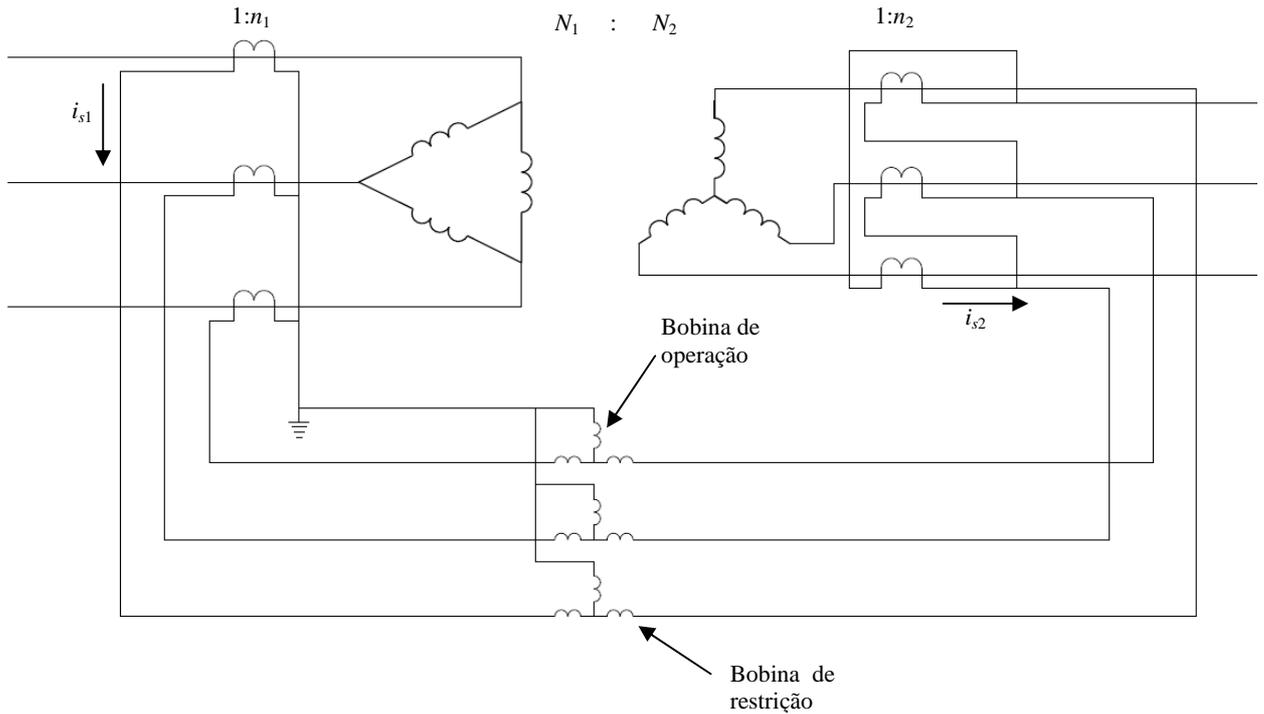


Figura 5.2: Esquema da proteção diferencial percentual em transformadores trifásico. (KINDERMANN, Geraldo. *Proteções de sistema elétricos de potência*.)

Durante a operação normal do transformador, e em caso de faltas externas,

as correntes secundárias dos TC's (i_{s1} e i_{s2}) são praticamente iguais, desde que $\frac{N_1}{N_2} = \frac{n_1}{n_2}$ (onde

$1:n_1$ é a relação de transformação do transformador de corrente conectado ao lado primário, e $1:n_2$ é a relação do transformador de corrente conectado ao secundário)²⁷. Todavia, no caso de ocorrência de faltas internas, a diferença entre as correntes será expressiva, provocando a sensibilização do relé. Neste caso, a corrente diferencial fornece uma medida confiável da corrente de falta, e pode ser definida como:

$$i_d = i_{s1} - i_{s2}, \quad (5.1)$$

sendo ,

i_d a corrente diferencial;

i_{s1} a corrente no secundário do TC do lado primário do transformador a ser protegido, e;

i_{s2} a corrente no secundário do TC do lado secundário do transformador a ser protegido.

²⁷ As relações de transformação $1:n_1$ e $1:n_2$ são relações de transformação de tensão. Estes TC's transformam corrente na relação $n_1:1$ e $n_2:1$, respectivamente. Os TC's de bucha não possuem enrolamento primário, sendo o papel de primário desempenhado pelo próprio condutor interno da bucha, representando 1 espira.

No entanto, associadas à configuração do sistema de proteção, têm-se várias e prováveis fontes de erros, como os erros das relações de transformação dos TC's, o erro de medição e o erro das mudanças de *taps* (quando disponíveis). Tais imprecisões podem comprometer o funcionamento do sistema de proteção, favorecendo uma atuação errônea deste, já que pequenas correntes diferenciais podem surgir em condições normais de operação. Para combater este problema, fixa-se uma margem de segurança a partir da qual o relé deverá atuar. Os parâmetros da margem de segurança são dados pelas Eqs. (5.2) e (5.3):

$$i_d \geq K \quad (5.2)$$

$$i_d \geq K'' \frac{i_{s1} + i_{s2}}{2}, \quad (5.3)$$

onde K é a corrente mínima de operação e K'' é a inclinação percentual diferencial. Essa inclinação (percentagem) tem como valores típicos 10%, 20% e 40%.

Um relé ajustado para uma inclinação de 10% é muito mais sensível do que um relé ajustado para uma inclinação de 40%. A Fig. 5.3 ilustra uma curva característica do relé diferencial, incluindo as suas zonas de operação e de restrição. Alguns ajustes de restrição K também são apresentados com o objetivo de acomodar possíveis correntes diferenciais provocadas pelos erros anteriormente citados.

A proteção diferencial percentual tem como finalidade fornecer um ajuste fino, considerando os principais erros proporcionados pela medição.

Em relação à corrente inicial mínima K (chamada de corrente de *pickup*), mostrada na Fig.5.3, é necessário um pequeno ajuste no relé para evitar a operação indevida da proteção devido à imprecisão dos TC's.

Para os casos em que $\frac{N_1}{N_2} \neq \frac{n_1}{n_2}$ o relé diferencial terá *taps* múltiplos para a

medição das correntes do primário e do secundário. Esses *taps* corrigirão as diferenças esperadas entre as correntes secundárias dos TC's.

O relé diferencial percentual não é sensibilizado por certas correntes diferenciais, já que suas bobinas de retenção ou de restrição são percorridas pela média das correntes passantes, conforme a Eq. (5.4):

$$i_r = \frac{i_{s1} + i_{s2}}{2}. \quad (5.4)$$

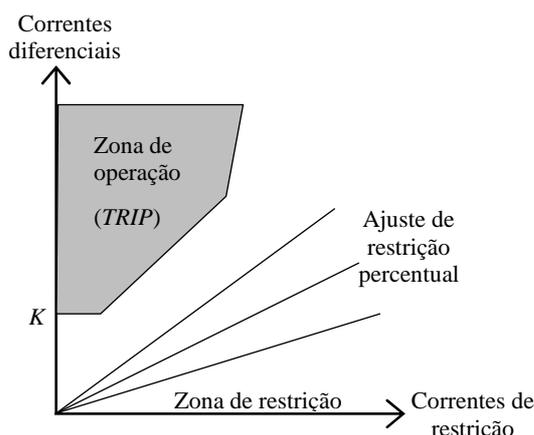


Figura 5.3 - Curva característica da proteção diferencial (KINDERMANN, Geraldo. *Proteções de sistema elétricos de potência.*)

Falsas correntes diferenciais são causadas por alguns tipos de manobras realizadas no transformador e por situações de faltas próximas a este. Tais circunstâncias podem promover elevadas correntes diferenciais, suficientes para provocar uma atuação indevida da proteção diferencial. As principais causas para o surgimento dessas correntes são:

- Corrente de *inrush*;
- Sobre-excitação do transformador, e;
- Saturação dos TC's.

5.3.2.1 Corrente de *inrush*, sobre-excitação e saturação do TC

As condições de corrente de *inrush* e sobre-excitação produzem uma falsa corrente diferencial que pode causar uma operação indevida do relé. Ambas as condições produzem uma corrente distorcida que tem como consequência a saturação do ferro do TC de

proteção. A forma de onda distorcida, provocada pela corrente de *inrush* e pela sobre-exitação podem ajudar a diferenciar se o fenômeno ocorrido foi um dos citados, ou se foi, de fato, uma falta interna.

5.3.2.1.1 Corrente de *inrush*

A corrente de *inrush* tem origem no momento em que a polaridade e a magnitude do fluxo magnético residual não equivalem à polaridade e à magnitude do fluxo gerado pela alimentação conectada aos terminais do transformador. A energização de um transformador é um caso clássico de aparecimento destas correntes. Provocam a corrente de *inrush*: tensão de restabelecimento, e energização de um transformador em paralelo, quando o outro já está em serviço.

São características da corrente de *inrush*:

- Contém, geralmente, uma componente DC e harmônicos pares e ímpares;
- A constante de tempo é, geralmente, muito maior que o decaimento exponencial da componente DC de uma corrente de curto-circuito.

A corrente de *inrush*, que pode ser confundida com uma falta interna, pode ter picos da ordem de 8 a 30 vezes a corrente nominal.

Os fatores que controlam a duração e a magnitude desta corrente são:

- O tamanho do transformador (ou banco de transformadores);
- O tamanho do sistema de potência conectado ao transformador;
- O tipo de ferro usado no núcleo do transformador, assim como a densidade de saturação;
- O fluxo residual do ferro, e;
- O tipo de energização do transformador.

Quando a excitação do transformador é removida, a corrente de magnetização vai para zero. O fluxo, seguindo o laço de histerese, tende a cair para um valor residual de fluxo φ_R conforme a Fig. 5.4. Se o transformador for reenergizado no instante em que a forma de onda da tensão corresponder à densidade magnética residual no núcleo, existirá uma continuação suave da operação anterior, e não haverá o aparecimento de transitório magnético e nem da corrente de *inrush*. Na prática, no instante do fechamento do disjuntor, não é possível efetuar o casamento da forma de onda da tensão com a densidade de magnetização, e o transitório de magnetização é inevitável.

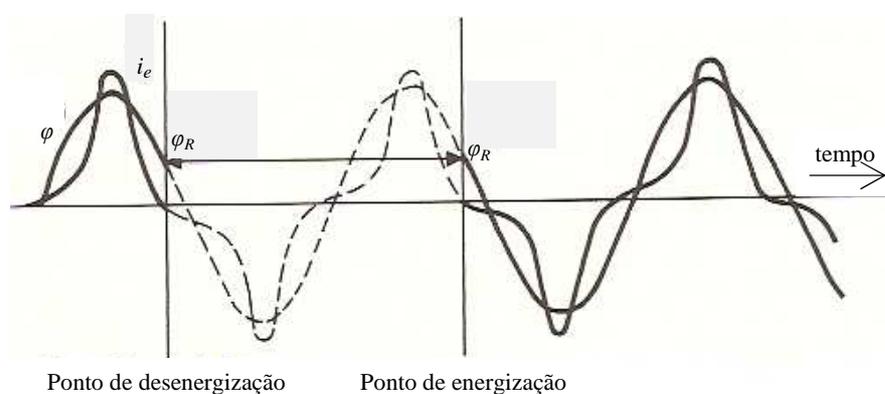


Figura 5.4 – Desenergização e energização do transformador
(LI, H. J. *Applied protective relaying*.)

Na Fig 5.5 é assumido que o circuito é energizado no instante em que o fluxo assumiria seu máximo valor negativo ($-\varphi_{\max}$). Neste instante, o fluxo residual é positivo, e, como o fluxo magnético não pode ser criado e nem destruído instantaneamente, no momento da energização, o fluxo crescerá a partir do fluxo residual existente.

A curva φ_t tem uma aparência de senoide, independentemente das características de não-lineares do circuito. A crista da onda φ_t é produzida pela superposição dos circuitos magnéticos, e o resultado é um valor muito alto de corrente de magnetização.

Como já dito, depois de a tensão de alimentação ser levada a zero, ainda existe uma circulação de corrente momentânea, mas que irá decaindo ao longo do laço de histerese até o valor φ_R . Como, em um sistema trifásico, os fluxos magnéticos estão defasado de 120° entre si, um fluxo residual será positivo enquanto os outros dois serão negativos – ou

vice-versa. Como consequência o fluxo residual será adicionado e subtraído do fluxo total, aumentando ou diminuindo a corrente de *inrush*.

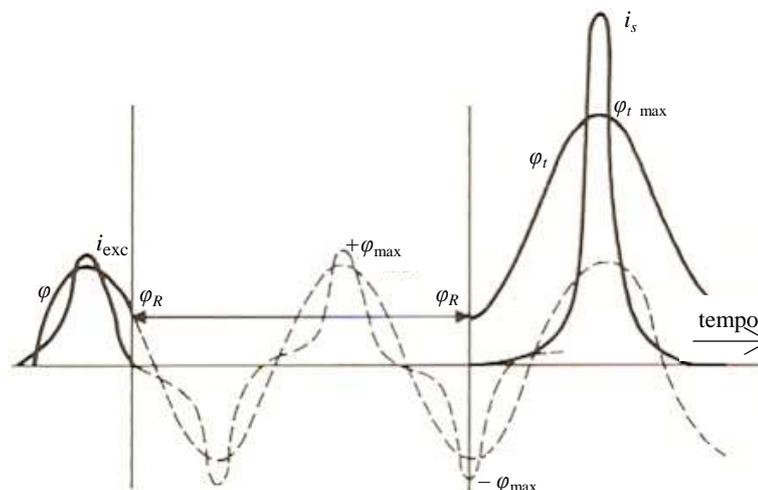


Figura 5.5 – Formação da corrente de *inrush*.
(LI, H. J. *Applied protective relaying*.)

A constante de tempo do circuito (L/R) é responsável pelo o decaimento da corrente de *inrush*. Nos circuitos com transformadores, este fator não é, de fato, uma constante, pois o valor da indutância L é função da saturação do transformador. A Fig. 5.6 apresenta uma típica forma da corrente de *inrush*. Para os primeiros ciclos, a corrente de *inrush* decai rapidamente, porém, para amplitudes menores, ela decai mais lentamente, podendo levar alguns segundos para decair completamente se a resistência do circuito for muito baixa.

Transformadores instalados perto de geradores terão correntes de *inrush* maiores devido à baixa resistência existente entre estes equipamentos; já para subestações longínquas, a resistência a elas conectada é muito maior, e, por isso, a corrente de *inrush* não é tão severa, sendo rapidamente amortecida.

Quando temos um transformador formado por unidades monofásicas ligadas em delta, a corrente de *inrush* terá a influência do acoplamento das bobinas de diferentes tensões. Dependendo da construção dos transformadores trifásicos, estes também estarão submetidos a esses acoplamentos entre fases que afetam a corrente de *inrush*.

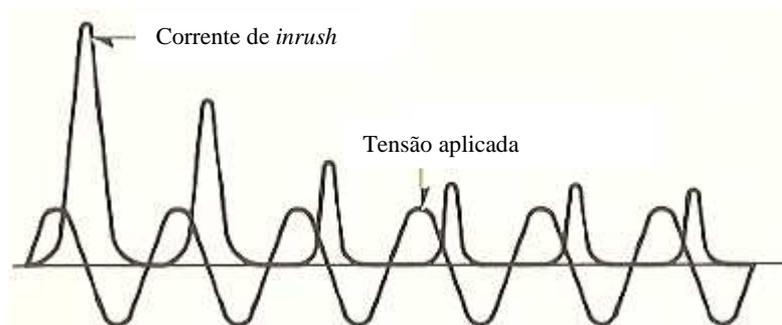


Figura 5.6 –Típica forma da corrente de *inrush*, mostrando seu decaimento (LI, H. J. *Applied protective relaying*.)

A forma de onda encontrada quando energizamos um transformador ligado em Y ou em Δ , ou um autotransformador, é similar.

A máxima corrente de *inrush* não ocorrerá em toda a energização. A probabilidade de que no momento da energização do transformador seja a condição mais favorável para a corrente de *inrush* máxima é muito pequena.

A máxima corrente de *inrush* de um banco de transformadores pode ser calculada pela curva de excitação. O quadro 5.1 mostra um cálculo típico para a corrente de *inrush*.

Para esses valores calculados pode-se verificar que:

- Um baixo valor de densidade de saturação ϕ_s provoca um alto pico de corrente de *inrush*,
- Num banco de transformadores, o pico da corrente de *inrush* de uma fase ocorre no momento em que o ângulo é zero no fechamento da fase (tensão zero), e;
- Num banco de transformadores, a corrente fase-fase de *inrush* (pico) ocorre em 30° em relação ao fechamento da fase.

φ_s	Ângulo do fechamento	I^A	I^B	I^C	$I^A - I^B$	$I^B - I^C$	$I^C - I^A$
1.40	0^0	5.60	-3.73	-3.73	8.33	-3.73	-8.33
1.40	30^0	5.10	-1.87	-5.10	5.96	5.10	-9.20
1.15	0^0	6.53	-4.67	-4.67	10.20	-4.67	-10.20
1.15	30^0	6.03	-2.80	-6.03	7.83	6.03	-11.06

Quadro 5.1- Valores de pico da corrente de *inrush*, em pu
(LI, H. J. *Applied protective relaying*.)

Deve ser considerada a corrente de *inrush* máxima no momento do ajuste da corrente do relé diferencial.

As principais componentes harmônicas presentes na corrente de *inrush* são relacionadas no Quadro 5.2:

Corrente de <i>inrush</i>	
Harmônicas	% em relação a fundamental
2° Harmônica	63%
3° Harmônica	26,8%
4° Harmônica	5,1%
5° Harmônica	4,1%
6° Harmônica	3,7%
7° Harmônica	2,4%

Quadro 5.2 – Níveis das correntes harmônicas em relação a fundamental
(LI, H. J. *Applied protective relaying*.)

5.3.2.1.2 Corrente de restabelecimento de *inrush*

A corrente de *inrush* pode aparecer quando ocorre um curto-circuito externo ao banco de transformadores e, logo em seguida, ocorre o restabelecimento da tensão de alimentação do transformador. Como o transformador está parcialmente energizado, a corrente de restabelecimento de *inrush* é sempre menor que a corrente de *inrush* inicial.

5.3.2.1.3 *Sympathetic inrush*

Quando um banco de transformadores é colocado em paralelo com outro já energizado, pode ocorrer a chamada *sympathetic inrush*. A componente DC da corrente de *inrush* do banco em energização encontrará uma rota de fuga para o outro banco, já energizado. Esta componente DC deverá saturar o núcleo, criando uma aparente corrente de *inrush*. A magnitude desta corrente depende do valor da impedância relativa do transformador perante o resto do sistema. A *sympathetic inrush* será sempre menor que a corrente de *inrush* inicial.

Levando em consideração o descrito nas seções anteriores, faz-se, então, necessário prover à proteção diferencial a habilidade de distinção entre uma condição de energização e a de falta propriamente dita. Um dos métodos utilizados é baseado na restrição por componentes harmônicas. É sabido que a corrente de magnetização é rica em 12 componentes harmônicas, sendo mais expressiva a de 2ª ordem. Desta forma, conclui-se que a corrente diferencial no instante da energização também será rica em componentes de 2º harmônico. Esta característica deve ser levada em conta no ato de ajuste dos relés, impedindo que estes disparem a proteção em situações de magnetização do transformador.

Devido ao grande problema que representa a corrente de *inrush*, alguns métodos são necessários para distingui-la de faltas internas. Esses métodos incluem:

- Um relé diferencial com sensibilidade reduzida para a forma de onda da corrente de *inrush*;
- Uma restrição de harmônicas, ou uma unidade supervisora, usada em conjunto com o relé diferencial, e;
- Tirar de operação o relé diferencial durante a energização do transformador.

5.3.2.1.4 Sobre-excitação do transformador

O fluxo magnético no interior do transformador é diretamente proporcional à tensão aplicada, e inversamente proporcional à frequência do sistema. Uma sobretensão e/ou uma subfrequência podem produzir níveis de fluxo magnético que podem levar à saturação do ferro do transformador, como pode ser constatado pela Eq. (2.6).

Durante rejeição de carga e outras condições de operação, o transformador pode estar sujeito a sobretensões em regime permanente. Nestas condições, é observado um alto conteúdo de harmônicas ímpares, destacando-se as de 3^a e 5^a ordem. Isto gera o aparecimento de correntes diferenciais indesejadas, que podem provocar uma atuação equivocada da proteção diferencial.

Para evitar este problema, podemos utilizar uma proteção contra a sobre-excitação: no momento em que esta atua, a proteção diferencial não atua. Uma alternativa é o relé V/f (razão da tensão pela frequência) em conjunto com o relé diferencial. O uso deste relé justifica-se por, no momento da sobre-excitação, a relação V/f ser diferente da relação observada em regime permanente. Ocorrendo a sobre-excitação, o relé V/f inibe a atuação da proteção diferencial.

A sobre-excitação do transformador pode causar aquecimento, aumento da corrente de excitação, ruído e vibração. A Fig. 5.7, mostra a forma de onda da corrente de excitação de um transformador sobre-excitado.

5.3.2.1.5 Saturação dos transformadores de corrente

Em algumas situações de faltas externas próximas aos TC's, as correntes registradas podem ser elevadas. Dado este fato, o TC alocado junto à ocorrência será levado à

condição de saturação, criando, mais uma vez, uma falsa corrente diferencial que poderá ser mal interpretada pela filosofia de proteção adotada. A saturação dos TC's também pode ser causada pela componente assimétrica da corrente de falta, de forma que, mesmo para baixas correntes de curto-circuito, sejam geradas correntes diferenciais indesejadas causando uma operação equivocada do relé.

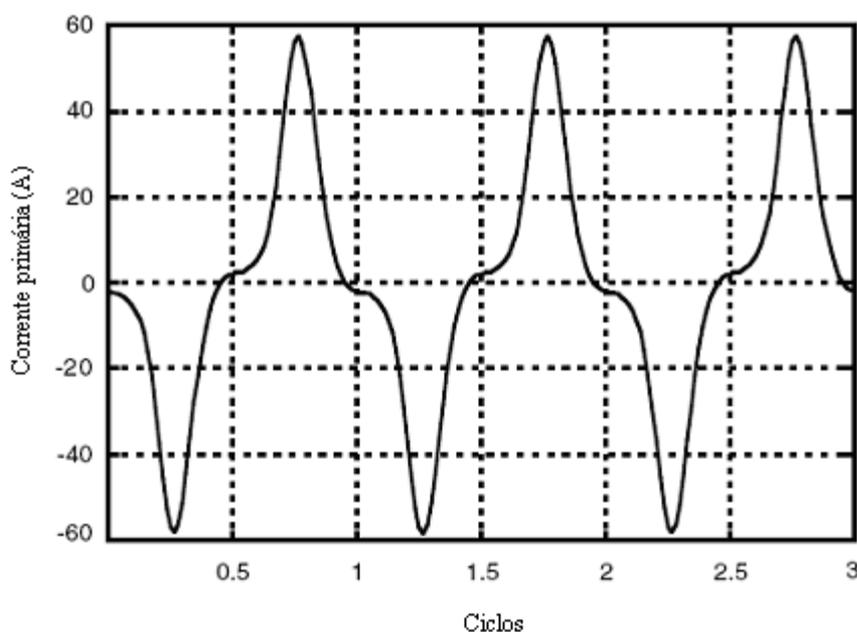


Figura 5.7 – Forma da corrente de sobre-excitação do transformador
(LI, H. J. *Applied protective relaying.*)

5.3.3 Relés diferenciais percentual com restrição de harmônica

Uma solução para todos os problemas que as componentes harmônicas podem causar é a utilização de relés percentuais com restrição de harmônica. Este tipo de relé bloqueia a atuação da proteção diferencial contra determinadas componentes harmônicas presentes no sistema (como na situação de energização ou de sobre-excitação).

São dotados de um determinado número de derivações para o ajuste do balanceamento da corrente e da inclinação curva característica, para valores entre 15% e 50%.

A utilização desses relés, apesar do custo ser superior ao dos demais relés, é justificada pelas seguintes razões:

- Evita a possibilidade de *trip* para o disjuntor durante a energização do transformador, ou mesmo durante o seu período de funcionamento normal;
- Tempo de operação cerca de cinco vezes mais rápido do que o dos relés sem restrição, e;
- Apresenta uma corrente de operação cerca de 2,5 vezes menor do que os relés sem restrição.

A corrente de magnetização dos transformadores é rica em componentes harmônicas, parâmetro de que se utilizam os relés com restrição por harmônicas. A restrição da 2ª harmônica inibe a atuação do relé durante a energização do transformador de potência. Já a restrição da 3ª e da 5ª harmônicas é utilizada para inibir o disparo do relé durante um processo de sobre-excitação do transformador, como, por exemplo, quando ele está submetido a uma carga capacitiva.

5.4 Proteção de sobrecorrente de fase e de neutro

Uma das principais formas de se manter a segurança do transformador é a utilização do relé de sobrecorrente. Este relé atua no momento em que a corrente que passa através de seus terminais é maior que a corrente ajustada. O relé de sobrecorrente pode atuar de uma forma instantânea ou temporizada.

5.4.1 Sobrecorrente temporizada e instantânea de fase

A função de sobrecorrente de fase consiste em avaliar se a corrente passante no circuito monitorado pelo relé ultrapassa um valor de referência, dentro de uma característica de tempo específica. Caso esta condição ocorra, o relé enviará, através de um contato seco, uma ordem de abertura para os disjuntores correspondentes.

Os ajustes da proteção de sobrecorrente são subdivididos em elementos, e em cada um deles são ajustados: a corrente de atuação, o tipo de curva característica e o dial de tempo. As curvas características são padronizadas de acordo com a norma IEC 255-3 em: normal inversa, muito inversa, extremamente inversa, tempo longo inverso e moderadamente inversa. As mais utilizadas são as curvas IEC normal inversa, muito inversa e extremamente inversa.

Para a proteção instantânea, utiliza-se uma unidade de sobrecorrente com característica de atuação a tempo definido, ficando a cargo do projetista dar um pequeno retardo (geralmente entre 50 e 100 ms), ou ajustar o tempo igual a zero.

A equação padrão para as curvas normal inversa, muito inversa, extremamente inversa, de acordo com IEC 255-3, é:

$$t_{op}(I) = \frac{K}{\left(\frac{I}{I_{at}}\right)^{\gamma} - 1} \times \frac{T}{\beta}, \quad (5.5)$$

sendo:

$t_{op}(I)$ o tempo de operação do relé em função da corrente passante, em segundos;

I a corrente passante pelo circuito primário, em ampères;

I_{at} a corrente de atuação do relé em valor primário, em ampères;

T o tempo de operação do relé para uma corrente igual a $10 I_{at}$, em segundos, e;

K , γ , β constantes que variam de acordo com o tipo de curva, conforme IEC 255-3, cujos valores são apresentados no Quadro 5.3.

Tipo de curva	K	γ	β
Normal inversa	0,14	0,02	2,97
Muito inversa	13,5	1	1,5
Extremamente Inversa	80	2	0,808

Quadro 5.3 – Constantes que variam de acordo com o tipo de curva, conforme IEC (PARADELO Jr., Romildo de Campos. *Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística.*)

A relação entre os parâmetros T e β define o multiplicador ou dial de tempo da curva de atuação ajustada. Para as unidades de tempo definido, o ajuste do dial corresponde ao atraso na operação do relé após o momento em que a corrente passante pelo circuito atingir o respectivo valor de atuação programado.

5.4.2 Sobrecorrente temporizada e instantânea de neutro

A função de sobrecorrente de neutro segue o mesmo princípio da proteção de fase. Quando o valor da corrente de neutro ultrapassar o valor de atuação, dentro de uma determinada característica de tempo em função da corrente, o relé será disparado, abrindo o disjuntor. Os parâmetros ajustados e os tipos de curvas disponíveis são iguais aos apresentados para a proteção de fase.

A ligação da unidade de neutro é feita de tal forma que a soma das correntes no ponto comum de conexão do TC^A , do TC^B e do TC^C resulta em uma corrente residual. A Fig. 5.8 elucida o esquema de ligação da unidade de neutro.

5.4.3 Sobrecorrente temporizada e instantânea de terra de alta sensibilidade

Esta função utiliza um transformador de corrente toroidal que envolve os três condutores de fase, sendo que um sinal resultante da somatória destas correntes é enviado diretamente para a unidade de terra. O esquema de conexão típico para esta função é ilustrado na Fig. 5.9.

Os ajustes são os mesmos executados na unidade de fase. A vantagem desta função está na sensibilidade, onde o relé é capaz de perceber “pequenas” correntes de defeito para a terra.

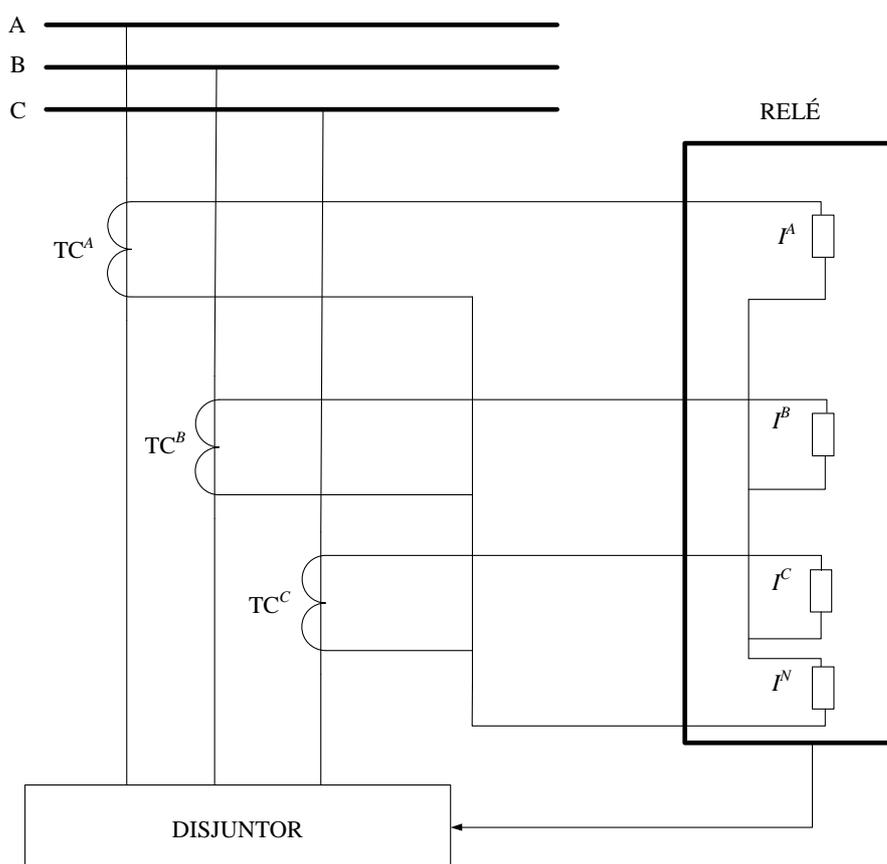


Figura 5.8 – Esquema de ligação de um relé de neutro
(PARADELO Jr., Romildo de Campos. *Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística.*)

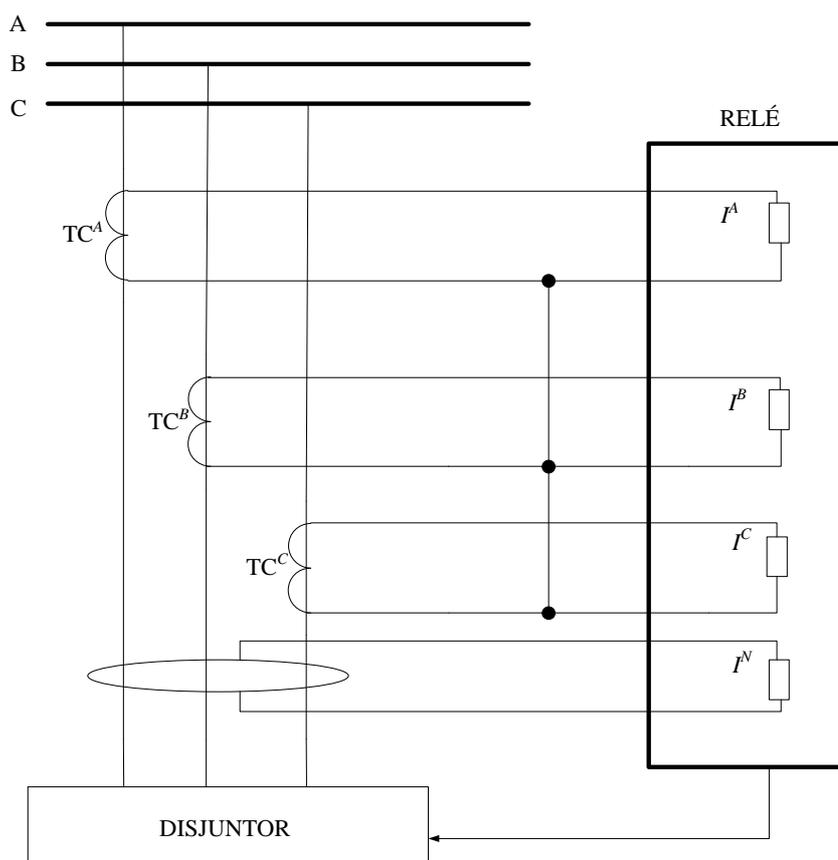


Figura 5.9 - Esquema de ligação de um relé de terra de alta sensibilidade (PARADELO Jr., Romildo de Campos. *Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística.*)

5.5 Outros equipamentos de proteção para transformadores

5.5.1 Proteção contra falha de disjuntor

No caso da ocorrência de um defeito, os relés de sobrecorrente serão sensibilizados, enviando um sinal de disparo para o disjuntor a ele associado.

Porém, caso ocorra uma falha de operação do disjuntor e o mesmo não execute o comando de abertura, a função de falha de disjuntor entra em ação, enviando um sinal de disparo para os disjuntores adjacentes situados à montante. Com isto, no caso de uma falha do disjuntor situado mais próximo do ponto de defeito, o sinal de disparo enviado aos

disjuntores de retaguarda provocará a abertura dos mesmos, eliminando, assim, o defeito no alimentador.

5.5.2 Proteção de carcaça do transformador

Para que haja a proteção de todo o circuito elétrico, este deve estar adequadamente isolado da carcaça do transformador. Na conexão da carcaça do transformador para a terra, deve ser instalado um TC conectado a um relé de sobrecorrente. Assim, no momento de um defeito interno envolvendo a sua carcaça, a corrente total ou parcial do defeito flui para a terra, conforme ilustrado na Fig. 5.10. O relé de sobrecorrente, neste caso, faz o papel do relé de relé de proteção de terra.

Uma falha monofásica que não envolver a carcaça do transformador não provocará a atuação deste relé.

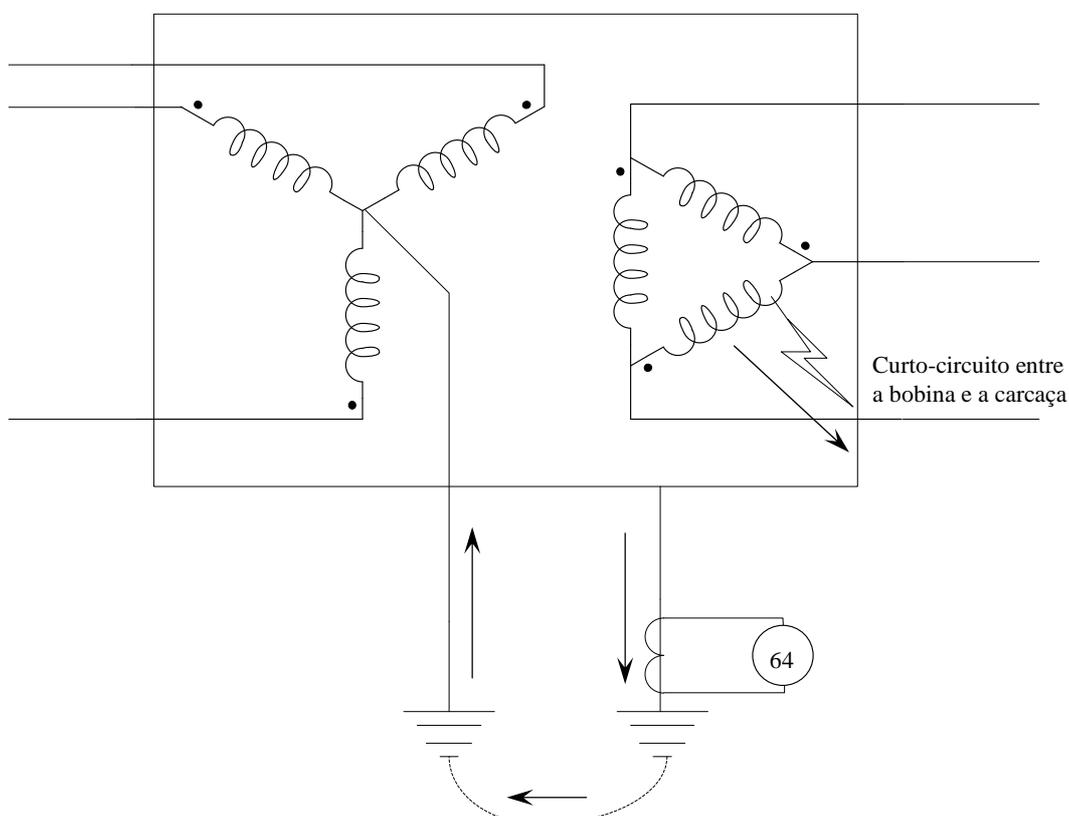


Figura 5.10 – Esquema de um curto-circuito da bobina para a carcaça (KINDERMANN, Geraldo. *Proteções de sistema elétricos de potência.*)

5.5.3 Proteção contra sobretensão

Os transformadores não devem estar sujeitos a sobretensão prolongada, caso contrário o isolamento de seus enrolamentos poderá ser degradado, uma vez que estes são dimensionados para um determinado nível de tensão. A proteção contra sobretensões raramente é aplicada diretamente, mas está incluída na regulação e controle.

5.5.4 Relé de bloqueio

Este relé tem por finalidade bloquear o fechamento do disjuntor quando o mesmo recebe um sinal de disparo do relé de proteção correspondente. Para que ocorra o fechamento do disjuntor, será necessária a ida do operador a campo onde se encontra o disjuntor instalado para realizar o fechamento manual.

5.6 Referências

Foram utilizadas as seguintes referências neste capítulo:

BERNARDES, Alexandre Paciencia. *Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

KINDERMANN, Geraldo. *Proteções de sistema elétricos de potência*. 1^a ed. Florianópolis: Ed. do autor, 1999. v.1.

_____. *Proteções de sistema elétricos de potência*. 1^a ed. Florianópolis: Ed. do autor, 2006. v.2.

LI, H. J. *Applied protective relaying*. 2^a ed. Nova Iorque: Westinghouse Electric Corporation, 1979, cap. 8.

PARADELO Jr., Romildo de Campos. *Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

6 OUTRAS PROTEÇÕES DOS TRANSFORMADORES

Neste capítulo serão abordados os seguintes dispositivos de proteção mecânica: relé de temperatura, válvula de alívio de pressão, relé de Buchholz e o *Transformer Protector*.

6.1 Relés de temperatura

Os relés de temperatura monitoram a temperatura interna em alguns pontos do transformador, acionando alarmes e operando a abertura de disjuntores associados aos transformadores.

Os mais utilizados são o relé de temperatura do óleo e o relé de temperatura dos enrolamentos. Ainda podem ser utilizados relés de temperatura para monitorar o aquecimento no núcleo do transformador.

O relé de temperatura do óleo é composto, em geral, por uma sonda térmica imersa no óleo isolante e localizada no topo do transformador, e um indicador de temperatura.

Devido à dificuldade de mensurar a temperatura dos enrolamentos diretamente, esta é apenas avaliada, utilizando, como bases, a temperatura do óleo medida diretamente e o gradiente de temperatura do mesmo. O procedimento utiliza transformadores de corrente situados nas fases do transformador de potência. Estes transformadores de corrente, então, injetam uma corrente proporcional à corrente de carga em um circuito basicamente resistivo, especialmente projetado para emular a temperatura do óleo entre a sonda e o enrolamento (ou seja, o gradiente de temperatura do óleo). A

temperatura final percebida pelo relé é, então, função da temperatura do óleo – medida diretamente através da sonda – e da corrente de carga do transformador. Este método é conhecido como **método da imagem térmica**.

Estes sensores são utilizados, também, para o acionamento da ventilação forçada (caso haja).

6.2 Válvula de alívio de pressão

Este dispositivo é instalado no tanque principal de transformadores e sua função é eliminar a sobrepressão interna causada pela própria operação do transformador. Dependendo das dimensões do transformador, podem ser instaladas várias válvulas de alívio de pressão para assegurar a integridade do tanque. Uma imagem em corte deste dispositivo é apresentada na Fig. 6.1.



Fig. 6.1 – Válvula de alívio de pressão: corte
(www.celectra.com.br)

6.3 Relé Buchholz

O relé detector de gases – ou relé Buchholz–, ilustrado em corte na Fig. 6.2, é um relé detector de gases utilizado em transformadores de potência (e também reatores) equipados com o tanque conservador de óleo, sendo instalado na tubulação que liga o tanque principal ao tanque do conservador.

Sua função é detectar anormalidades no transformador através da monitoração de acúmulo de gases e da avaliação do fluxo de óleo entre o conservador e o tanque principal. Em situações normais de operação, o relé Buchholz está completamente preenchido por óleo, atuando quando detecta acúmulo de gases ou surtos de escoamento de líquido isolante.

Para transformadores de menores dimensões podem ser utilizados relés Buchholz providos de apenas uma boia, que opera o desligamento do transformador do sistema. Em transformadores maiores, recomenda-se o uso do relé com duas boias.



Fig. 6.2 – Relé Buchholz: corte
(www.paradoxecorporation.com)

Quando operando em sobrecarga, por exemplo, o óleo se aquece e pode ocorrer a sua decomposição em gases no interior do tanque principal. Estes gases se acumulam no topo do conservador de óleo, pressionando todo o óleo presente no conservador para baixo. Estas condições provocam o acúmulo de gases na câmara do relé, fazendo-o atuar e disparar alarmes que soam na sala de controle, alertando operadores quanto a uma possível sobrecarga ou a problemas de excesso de pressão.

O outro modo de operação monitora fluxos repentinos de óleo causados por um súbito aumento da pressão interna. Durante a formação de um arco elétrico no interior do transformador²⁸ uma grande quantidade de óleo é vaporizada em frações de segundo, aumentando a pressão interna a valores críticos, muitas vezes não suportados pela estrutura do tanque, rompendo-o. Nestas condições, a boia/defletor do relé Buchholz operará a abertura dos disjuntores associado ao transformador de potência, evitando danos mais severos.

Em caso de baixo nível de óleo, a maioria dos relés faz soar o alarme, ao mesmo tempo em que operam o desligamento do transformador.

²⁸ Arcos elétricos internos são, em geral, causados por descargas parciais. Em determinada situação pode haver a formação de gás no óleo isolante. A constante dielétrica da bolha é menor que a constante do material isolante que envolve a bolha e, então, podem aparecer pequenas centelhas que formam um caminho condutor entre a bolha e um eletrodo qualquer. Com o tempo, as descargas parciais deterioram as características dielétricas do óleo, prejudicando sua ação isolante, podendo levar à formação de arco entre as fases ou entre uma fase e a carcaça do equipamento.

6.4 *Transformer Protector*

6.4.1 Introdução

O armazenamento de óleo e a contenção de vazamentos em subestações são matérias que merecem atenção em qualquer instalação elétrica que utilize equipamentos preenchidos com óleo isolante.

Considerando o impacto ambiental relacionado a vazamentos de óleo e os gastos relativos à sua limpeza, as normas ambientais vêm sofrendo diversas modificações, tornando-se mais rígidas, no sentido de fazer com que as empresas invistam mais no projeto de equipamentos mais seguros e no desenvolvimento de novas técnicas antivazamento e antiexplosão.

De fato, a probabilidade de ocorrer sinistros com explosão e vazamento de óleo em subestações é relativamente baixa. Entretanto, as consequências de um possível vazamento em algumas plantas podem ser potencializadas devido à quantidade de óleo presente na planta, à proximidade da planta de rios e canais, à topografia da região, ao tipo de solo, entre outros.

Além dos tanques e caixas de contenção de óleo, considerando os equipamentos utilizados em subestações e a quantidade de óleo contida em seus interiores, os maiores riscos de vazamentos e/ou explosões estão nos transformadores de potência, nos comutadores e nos reatores a óleo e, em menor escala, nos disjuntores que utilizam óleo como meio isolante.

Cada transformador de potência, comutador ou reator pode conter de 100 a 100.000 litros ou mais de óleo em seu interior (sendo típicos valores em torno de 7.500 a

40.000 litros), e cada planta pode ter, tipicamente, de 1 a 4 transformadores, ou mais. Devido à grande quantidade de óleo em contato com partes vivas, transformadores e reatores são considerados pelos gestores de risco e seguradoras como o ponto mais crítico de risco de explosão e vazamento nas subestações elétricas.

O risco inerente a estes equipamentos é agravado quando se percebe que o parque de reatores e transformadores está envelhecendo à medida que o sistema se expande e, por conseguinte, a potência demandada a estes equipamentos também aumenta. Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ²⁹ mostram que a demanda por energia elétrica no Brasil cresce à taxa aproximada de 5% ao ano.

A redução de investimentos devido à privatização da energia elétrica e o mercado cada vez mais competitivo demandam equipamentos com maior vida útil e de custo reduzido, o que também resulta, dentro de um horizonte de tempo, em equipamentos obsoletos e sobrecarregados.

6.4.2 Estudos sobre falhas

Dentre os principais motivos que causam a redução da vida útil de um transformador podemos citar:

- Erro de aplicação / mau dimensionamento do equipamento;
- Vibrações;
- Operação em altas temperaturas;
- Surtos e descargas atmosféricas;
- Sobrecarga;

²⁹ www.epe.gov.br

- Falta de limpeza;
- Deterioração do isolamento;
- Manutenção inadequada, e;
- Operação negligente.

Surtos e descargas atmosféricas são considerados os principais motivos de falhas em transformadores, seguidos por deterioração do isolamento e manutenção inadequada. Em todos os casos, o risco iminente de uma explosão é alto, pois ocorre o sobreaquecimento do transformador, resultando em produção de gases inflamáveis que aumentam a pressão interna do equipamento.

Há casos em que as válvulas de alívio de pressão não são capazes de reagir a tempo a certas variações muito bruscas e elevadas de pressão produzidas por arcos elétricos. Estudos concluíram que quase a totalidade dos transformadores e reatores que sofreram uma falha e explodiram possuía meios adequados de alívio de pressão e proteção contra incêndio. Além disso, o tempo total de abertura de um disjuntor (detecção – abertura – extinção do arco) é, algumas vezes, superior ao tempo que a estrutura do transformador é capaz de suportar o gradiente de pressão oriundo de determinadas faltas, e, por isso, o equipamento pode se danificar, ocorrendo uma explosão antes mesmo da eliminação da falta.

Por isso, há a necessidade de um sistema capaz de detectar e eliminar súbitos aumentos de pressão no equipamento tão rápido quanto possível, de forma a não comprometer a sua estrutura. Um sistema que é cada vez mais utilizado é o *Transformer Protector*, que, além de depressurizar o tanque principal do equipamento em poucos milissegundos, é capaz de eliminar os gases inflamáveis produzidos de forma segura,

evitando a danificação ou a explosão da estrutura do transformador e o derramamento de óleo.

O *Transformer Protector (TP)* é um sistema de proteção aplicável a transformadores, reatores e comutadores sob carga, podendo ser instalado em equipamentos de 1 MVA até 1.000 MVA ou mais.

6.4.3 Funcionamento do *Transformer Protector*

6.4.3.1 Visão geral

A atuação do *TP* consiste em:

- Despressurizar o tanque principal do equipamento em poucos milissegundos;
- Evitar o contato dos gases inflamáveis em altas temperaturas com o ar (oxigênio), minimizando o risco de explosão e o efeito bazuca;
- Separar estes gases do óleo;
- Evacuar os gases infláveis gerados no interior do equipamento (hidrogênio, acetileno, etc.) até uma área remota e interromper a geração destes gases por meio da injeção de um gás inerte (nitrogênio) no interior do equipamento associado;
- Canalizar o óleo excedente para um reservatório, evitando riscos de derramamento e de alastramento do fogo;
- Preservar a integridade física do equipamento;

- Rapidamente colocar o equipamento em condições seguras para reparo.

6.4.3.2 Princípios de funcionamento do *TP*

A Fig. 6.3 apresenta o esquema geral de instalação do *TP* em um transformador dotado de um comutador sob carga e os principais componentes do sistema, numerados de 1 a 7.

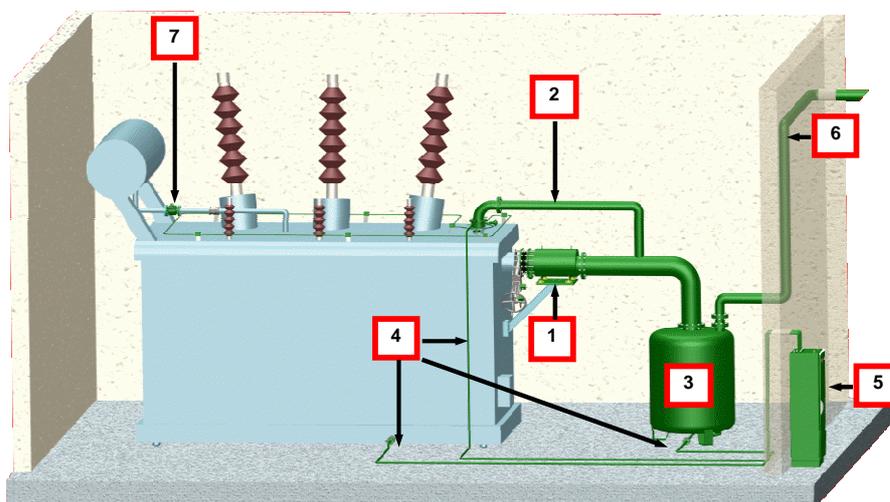


Fig. 6.3 – Esquema geral do *Transformer Protector* (SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

1. Conjunto de despressurização;
2. Conjunto de despressurização para o comutador;
3. Válvula unidirecional e tanque de separação de óleo e gases;
4. Tubulação de injeção de nitrogênio;
5. Armário contendo cilindros de nitrogênio;
6. Tubulação de evacuação de gases explosivos;
7. Válvula *shutter* do conservador.

As Figs. 6.4(a), (b) e (c) mostram as etapas de funcionamento do sistema, onde os acontecimentos são numerados de 1 a 9. Abaixo, o passo a passo da atuação *TP*, onde as remissões aos acontecimentos das Figs. 6.4(a), (b) e (c) são feitos entre parêntesis:

- Etapa inicial – Fig. 6.4(a): durante uma falha, a pressão interna do equipamento se eleva rapidamente, devido à elevada e súbita produção de gases em seu interior. Esta elevação de pressão (chamada pressão dinâmica) destrói o disco de ruptura (1), ativando o conjunto de despressurização (2) e evacuando a mistura óleo-gás para o tanque de separação de óleo e gases. Em seguida, a válvula *shutter* (3) do conservador de óleo se fecha, evitando que o tanque principal do equipamento receba mais óleo durante a falta (vide Figs. 6.5 (a), (b), (c) e (d)). A válvula unidirecional (4) permanece fechada, evitando que o oxigênio presente no ar entre em contato com os gases inflamáveis presentes no tanque separador de óleo e gases;
- Etapa intermediária – Fig. 6.4(b): o aumento de pressão causado pelos gases explosivos no interior do tanque separador abre a válvula unidirecional (5), canalizando os gases para uma área remota e segura. A injeção manual ou automática de nitrogênio (6) força os gases explosivos através da tubulação para uma área remota (7);
- Fase final – Fig. 6.4(c): todos os espaços (8) são preenchidos por uma atmosfera inerte e segura de nitrogênio. A injeção do gás nitrogênio (9) continua por cerca de 45 minutos, para assegurar o resfriamento das partes internas do equipamento e evitar a produção de mais gases inflamáveis.

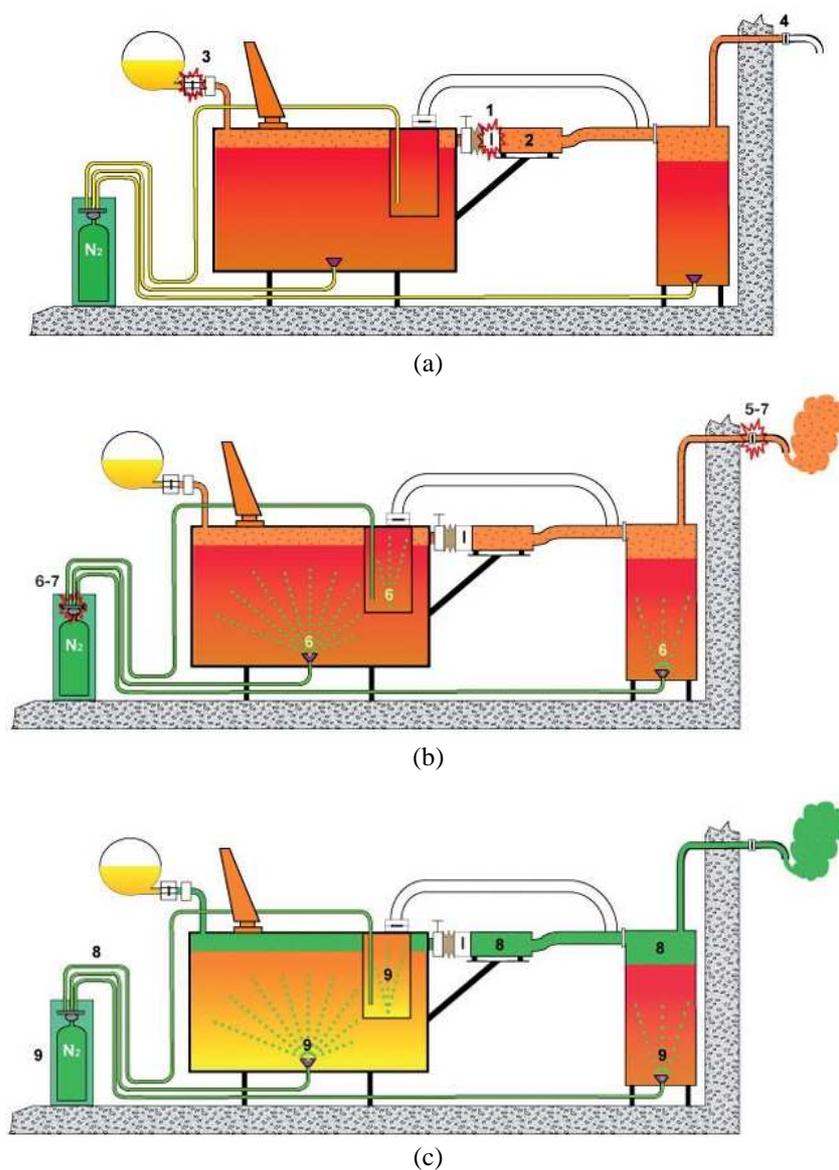


Fig. 6.4 – Etapas de funcionamento do TP: (a) aumento de pressão e depressurização;
 (b) evacuação de óleo e gases; (c) injeção de nitrogênio.
 (SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

A Fig. 6.5 demonstra a importância da válvula *shutter* (3). Após uma explosão, a estrutura física do equipamento é comprometida e, inevitavelmente, ocorre vazamento do óleo contido em seu interior. O óleo contido no conservador (1) será todo drenado para o equipamento comprometido, aumentando a quantidade de óleo derramada. Se este óleo estiver inflamado, o fogo se propagará para todo o entorno do equipamento, e até para equipamentos adjacentes. O relé de detecção de gases ou relé Buchholz (2), não é

projetado para conter a drenagem de óleo, apenas detectando variações anormais de fluxo e enviando um comando de abertura para o disjuntor associado ou um sinal de alarme para a sala de controle.

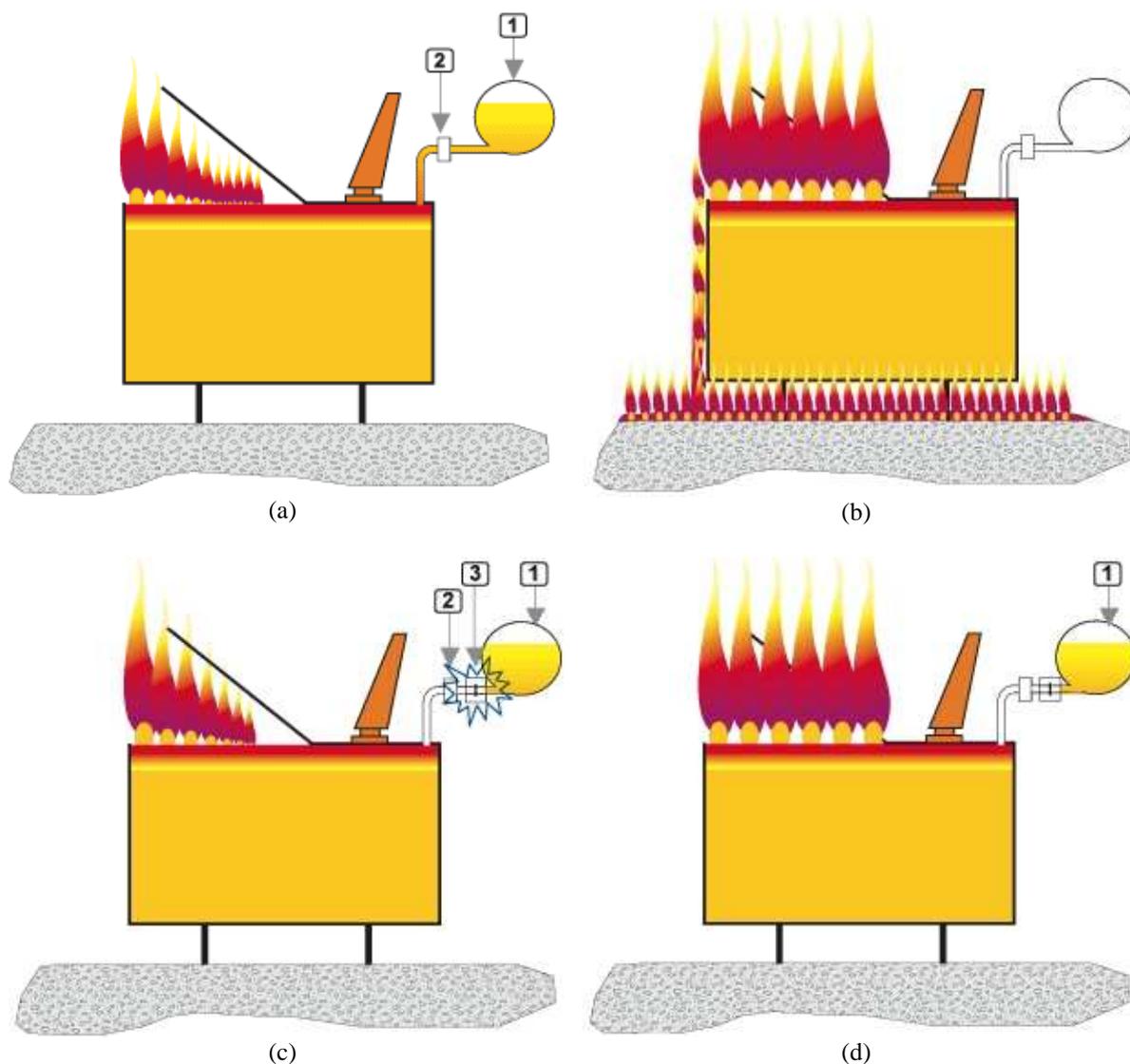


Fig. 6.5 – Explosão do transformador: (a) rompimento da estrutura do transformador; (b) drenagem de óleo do conservador e propagação do fogo; (c) atuação da válvula *shutter*; (d) confinamento do incêndio (SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

A válvula *shutter* (3) do conservador é projetada para detectar bruscas variações de escoamento e de pressão. Quando acionada, ela cessa o fluxo de óleo para o tanque principal, reduzindo ou prevenindo o derramamento de óleo e a propagação do fogo.

6.4.3.3 Fenômenos físicos internos e funcionamento do *TP*

Sobrecargas e algumas faltas mais brandas causam um aquecimento gradual do óleo, e a produção de gases é lenta o suficiente para que a pressão interna do equipamento aumente de forma isotrópica. A não eliminação da sobrecarga ou da falta fará com que o volume de gás no interior do transformador aumente gradativamente, e, se estes gases não forem evacuados, ocorrerá uma deformação plástica no tanque principal, ou mesmo a sua explosão.

No caso de faltas internas mais severas, uma grande quantidade de óleo é vaporizada em milissegundos, e uma bolha de óleo vaporizado é formada, expandindo-se, causando um elevado gradiente de pressão e criando um pico de pressão que se propaga dentro do equipamento a cerca de 1.200 m/s (para óleo sem impurezas)³⁰. Esta onda de pressão percorre todo o interior do equipamento, interagindo com a estrutura mecânica do mesmo e causando a explosão do tanque principal.

Caso o tanque não exploda imediatamente, após reflexões dentro do equipamento, a onda de choque, que antes era uma pressão dinâmica, torna-se uma pressão estática e isotrópica, cujo valor é superior à suportabilidade da estrutura do equipamento, e a explosão do equipamento é, da mesma forma, inevitável.

A Fig. 6.6 mostra a variação do volume da bolha de óleo vaporizado em função do tempo. O ensaio foi realizado no CEPTEL, aplicando-se um arco de 2.500 A na região do óleo mineral do equipamento em $t = 0$ ms. A formação da bolha ocorre em $t = 3,33$ ms, e o primeiro pico de pressão dinâmica ocorre em $t = 6,33$ ms.

³⁰ De acordo com o fabricante do dispositivo, a velocidade de propagação foi obtida após repetidos testes no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL.

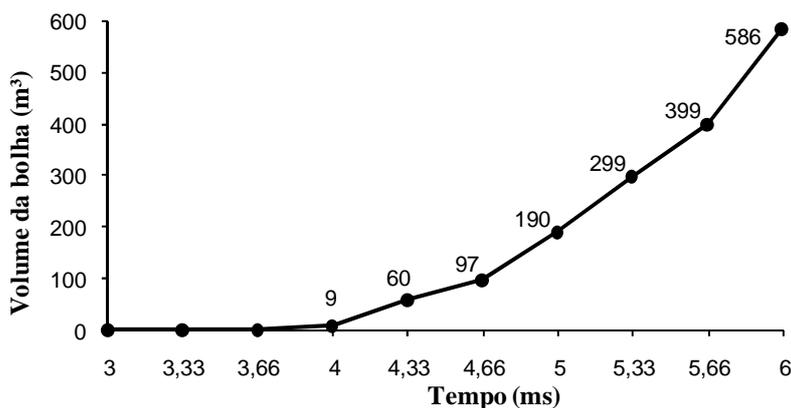


Fig. 6.6 – Variação do volume da bolha de gás em função do tempo (SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

A maior produção de gás e o aumento de pressão ocorrem nos momentos iniciais da falta. Durante ensaios, observou-se que, para um arco de 100 MJ de energia, o primeiro megajoule é responsável pela formação de uma bolha cujo volume é, em média, de 2,3 m³, e o restante da energia (99 MJ) produz apenas 2 m³ de gás. Além do elevado gradiente de pressão (que pode variar entre 100 bar/s e 5.000 bar/s)³¹, esta súbita produção de gás produz um pico de pressão (entre 8 e 10 bar) que se propaga no interior do equipamento a uma velocidade de 1.200 m/s. Os gráficos das Fig. 6.7 e 6.8 apresentam o volume de gás formado em função da energia do arco e a variação da pressão em função do tempo, respectivamente.

Dados dos fabricantes³² informam que a pressão estática máxima suportável pela estrutura da maioria dos transformadores é de, aproximadamente, 1,2 bar e o tempo máximo de exposição suportado pela estrutura (inércia de ruptura) para picos de pressão de 14 bar com gradientes de pressão de até 5.000 bar/s é de 60 ms.

Durante um surto de pressão causado por uma falta interna severa, a pressão dinâmica no interior do equipamento pode chegar a 10 bar, estabilizando-se

³¹ 1 bar = 0,987 atm.

³² Informações prestadas pelo fabricante do TP.

(tornando-se pressão estática) em torno 7 bar antes de 80 ms. A não atuação de um dispositivo capaz de aliviar esta pressão rapidamente resultará na explosão mecânica do tanque do transformador e no derramamento de óleo. Além disso, o contato dos gases inflamáveis superaquecidos presentes no interior do equipamento com o oxigênio atmosférico provocará explosão e incêndio.

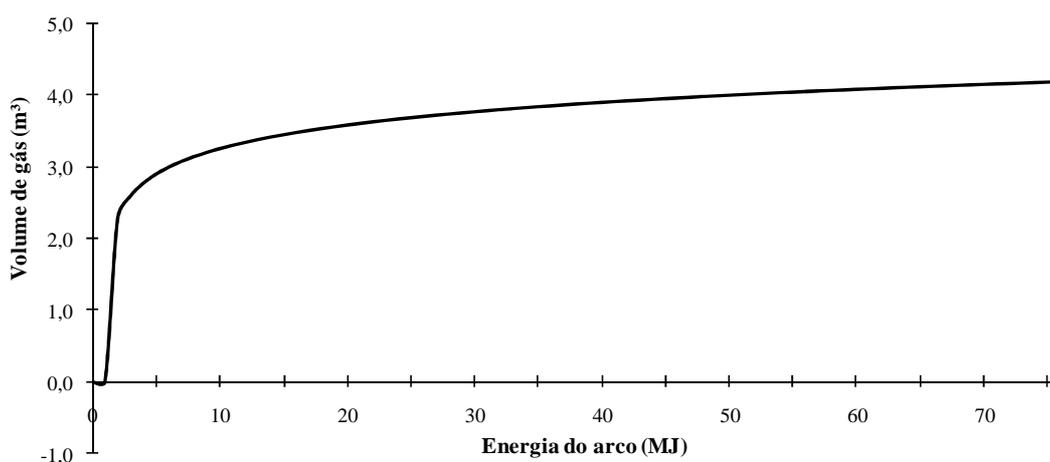


Fig. 6.7 – Volume de gás formado em função da energia do arco.
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

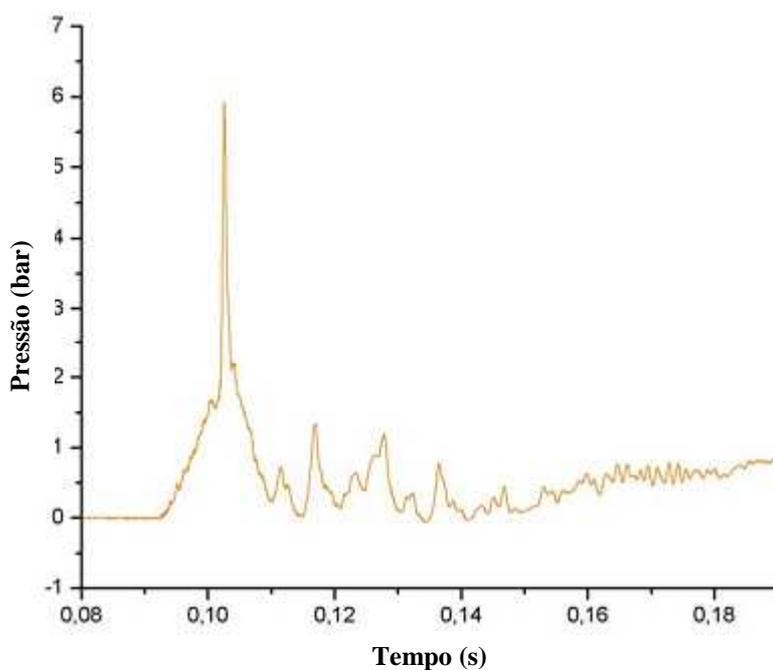


Fig. 6.8 – Variação de pressão em função do tempo no interior de um transformador de 20MVA. Aplicação de arco de 14 kA por 83ms.
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

O gráfico da Fig. 6.9 apresenta as curvas de variação de pressão ao longo do tempo para ensaios realizados no CEPEL em um transformador de 20 MVA. Neste ensaio foi aplicado arco (34,5 kA, 460 kJ, durante 83 ms) em uma das laterais do transformador, estando o *TP* instalado na lateral oposta. Os pontos A, B, C, e D são as arestas superiores do transformador, sendo A e D as arestas superiores situadas na mesma lateral onde foi aplicado o arco, e B e C as arestas superiores situadas no lado oposto ao arco aplicado (próximas à localização do *TP*).

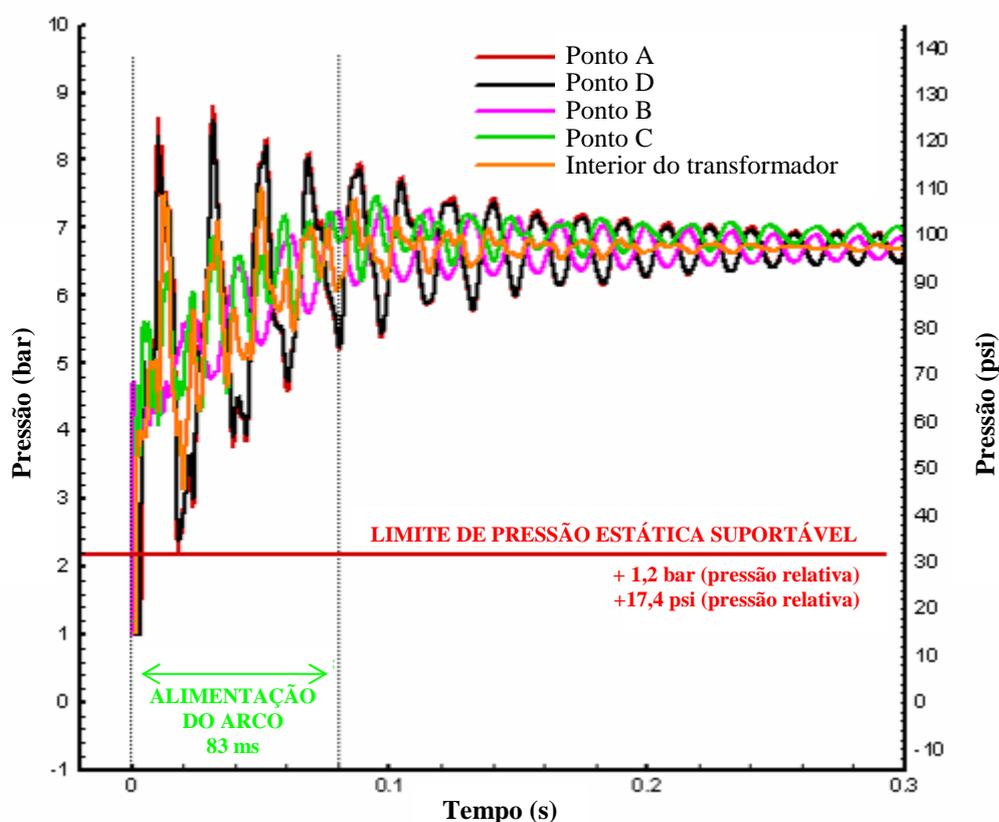


Fig. 6.9 – Medições de pressão vs. tempo em 4 pontos diferentes do transformador (A, B, C, D) durante ensaio: aplicação de arco de 34,5 kA, 460 kJ, durante 83 ms.
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

Durante ensaios, constatou-se que a inércia do disco de ruptura do *TP* é inferior a 2ms. Por ser um dispositivo de acionamento puramente mecânico, projetado para não sofrer deformações plásticas ou elásticas (dentro da sua faixa de calibração), o disco de ruptura é destruído mesmo à presença da pressão dinâmica, sofrendo pouco ou nenhuma

deformação elástica. Isto não ocorre com a estrutura do tanque, pois este possui uma inércia para que ocorra a ruptura de suas paredes, parafusos e soldas. Além disso, os picos de pressão movem-se muito rápido no interior do transformador, reduzindo o tempo pelo qual a estrutura do equipamento é submetida a esforços.

Dado que a inércia de ruptura do tranque é de 60 ms, o *TP* deve atuar antes deste tempo, de forma a garantir a integridade do equipamento. Considerando que a onda de pressão (que é responsável por acionar o *TP*, através do disco de ruptura) se propaga a velocidade de 1.200 m/s dentro do transformador (para óleo sem impurezas), em 60 ms a onda seria capaz de se propagar por cerca de 70 m. Esta distância é muito maior que a largura de qualquer transformador já construído, logo, o disco se rompe antes que a inércia do tanque seja extrapolada, despressurizando o tanque principal e evitando a explosão do equipamento.

Baseado nos dados do ensaio do transformador de 20 MVA, foi possível elaborar um modelo e simular os efeitos do mesmo ensaio aplicado a um transformador de 750 MVA. As simulações permitiram verificar que o tempo de resposta para uma falta em um transformador de 750 MVA foi de 18 ms, estando o equipamento totalmente despressurizado e seguro em 60 ms. Este tempo depende da qualidade do óleo (que influencia na velocidade da onda de pressão dentro do transformador), do volume do equipamento e da distância entre o ponto de falta e a localização do *TP*. Para uma despressurização total (pressão relativa final inferior a 0,7 bar no interior do equipamento) o tempo médio obtido em ensaios fica em torno de 120 ms.

Desta forma, conclui-se que o *TP* é um sistema de proteção contra efeitos de pressão dinâmicos, ou transitórios, que podem não ser percebidos por dispositivos

convencionais – como a válvula de alívio de pressão – e que podem colocar em xeque a integridade do equipamento.

O Quadro 6.1 compara algumas das características da pressão estática e da pressão dinâmica.

COMPORTAMENTO ESTÁTICO	COMPOSTAMENTO DINÂMICO
VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO	TRANSFORMER PROTECTOR
Fenômeno muito lento, gradientes de pressão inferiores a 25 bar/s	Fenômeno transiente e rápido, gradientes de pressão de 25 a 5.000 bar/s
Pressão uniforme no espaço	Pressão não-uniforme no espaço
Sobrepresão estática baixa (menor que 1 bar)	Sobrepresão dinâmica local muito alta (entre 10 e 14 bar)
Esforços mecânicos uniformes	Esforços mecânicos locais e em movimento
Fortes forças são aplicadas nas paredes do tanque, provocando sua ruptura	Movimento de forças muito rápidos que o tanque pode suportar durante determinado tempo devido à sua inércia de ruptura

Quadro 6.1 – Características e diferenças das pressões estática e dinâmica do interior do transformador (SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

Testes realizados no CEPTEL demonstraram que não há correlação entre a energia do arco, a potência do transformador e o pico de pressão produzido. Logo, estes não são os fatores predominantes a serem considerados para a proteção do equipamento. A chave para se evitar a explosão do equipamento é o tempo pelo qual a estrutura deste é submetido ao pico de pressão produzido pelo arco elétrico em seu interior. Este tempo é determinado pelas **dimensões do transformador**, pois, o quanto maior for o equipamento, mais tempo a onda de pressão precisará se propagar até atingir o disco de ruptura e acionar o sistema de descompressão do *TP*.

6.4.4 Componentes do TP

A Fig. 6.3 ilustra os principais componentes do TP, como o conjunto de despressurização, o tanque de separação de óleo e gases, as tubulações e as válvulas principais. Para um maior entendimento, nesta seção será apresentado o detalhamento de cada um destes componentes.

6.4.4.1 Conjunto de despressurização horizontal para transformadores

A Fig. 6.10 apresenta os componentes do conjunto de despressurização horizontal. Estes conjuntos incluem um disco de ruptura para o alívio de sobrepressões e uma câmara de descompressão para uma rápida despressurização. Seu diâmetro é calculado individualmente para cada tipo de transformador.

Este conjunto é instalado no tanque principal do equipamento, e é responsável pelo acionamento de todo o sistema (por meio da destruição do disco de ruptura (4)) e pela evacuação da mistura óleo-gás até o tanque de separação. Seus componentes são:

1. Flange da válvula de isolamento;
2. Válvula de isolamento;
3. Junta de expansão;
4. Disco de ruptura;
5. Câmara de descompressão;
6. Suporte;
7. Absorvedor.

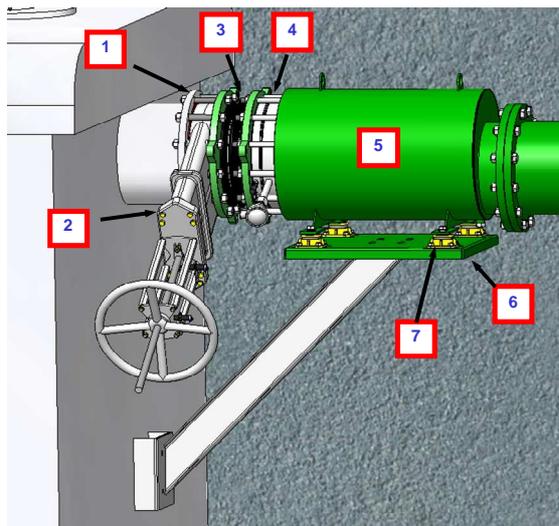


Figura 6.10 – Conjunto de despressurização horizontal
(SERGI – Société Générale d’Etudes et de Réalisations Industrielles)

6.4.4.2 Conjunto de despressuriza o vertical para transformadores

Dependendo do modelo do transformador, não   possível instalar o conjunto de despressuriza o em sua lateral. Nestes casos, deve-se instalar o conjunto na parte superior do equipamento, conforme a Fig. 6.11. A posi o de instala o não altera o funcionamento do sistema.

1. Interface do transformador;
2. “T” para adapta o;
3. Válvula de alívio de pressão;
4. Válvula de isolamento;
5. Junta de Expansão;
6. Disco de ruptura;
7. Absorvedor;
8. Câmara de descompressão;
9. Exaustão de gases;

10. Drenagem do óleo.

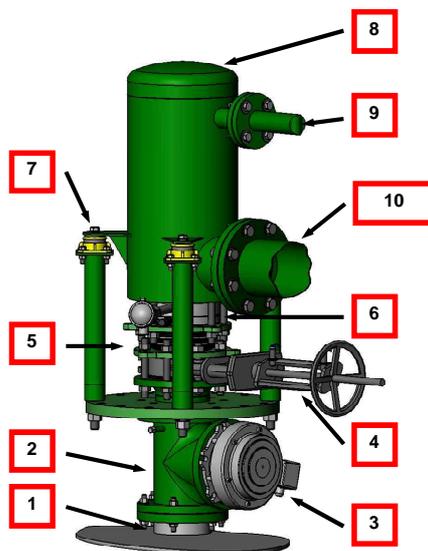


Figura 6.11 – Conjunto de despressurização vertical
(SERGI – Société Générale d’Etudes et de Réalisations Industrielles)

6.4.4.3 Conjunto de despressuriza o para comutadores sob carga

A Fig. 6.4 ilustra o funcionamento do *TP* em um transformador com comutador sob carga. Nas ilustra es   possível identificar três tanques recebendo inje o de nitrogênio: o tanque de separa o de óleo e gases, o tanque principal do equipamento e um tanque menor, dentro do tanque principal.

Este tanque menor   o tanque do comutador sob carga, que também   imerso em óleo isolante. Devido ao constante faiscamento, causado pelas comuta es, o comutador deve ser confinado em um reservatório próprio totalmente separado do tanque principal, pois os gases produzidos nessas comuta es podem distorcer a análise do óleo contido no tanque principal. A análise do óleo   um recurso comum e muito importante

para o estudo do comportamento do transformador. A Fig. 6.12 ilustra o detalhe de um comutador e seus componentes e a Fig. 6.13(b) apresenta um exemplo de instalação:

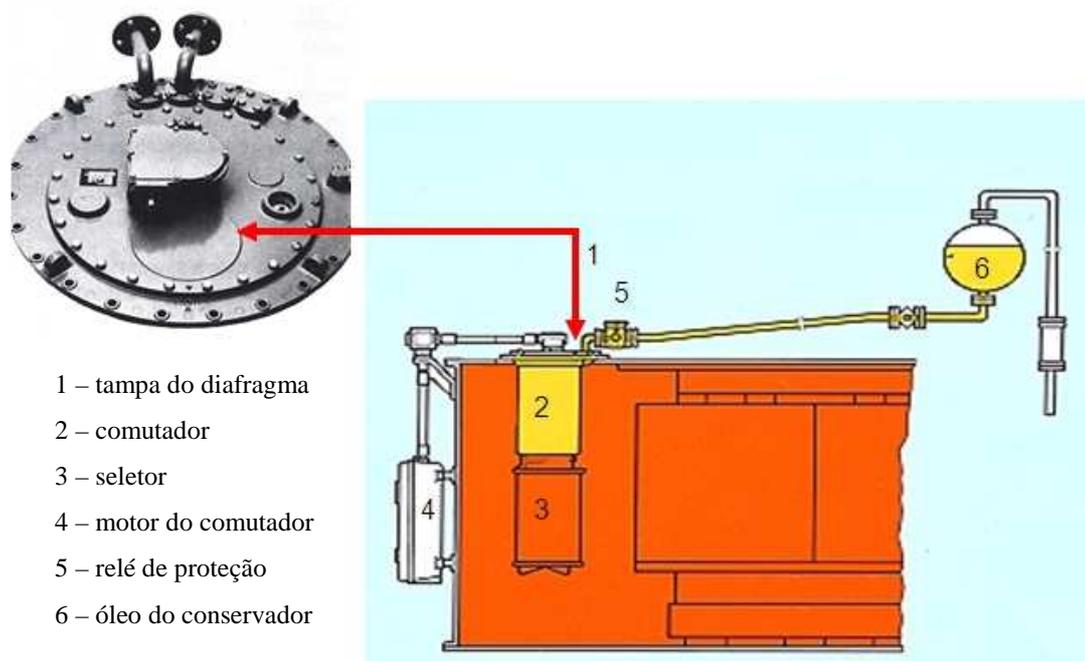
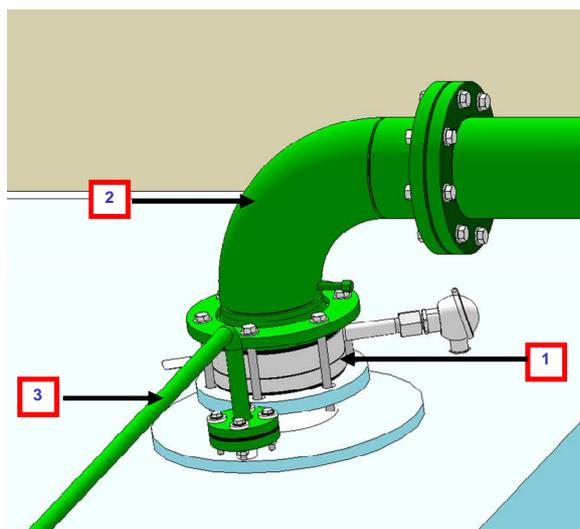


Figura 6.12 – Transformador comutador sob carga: detalhe
 (SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

Os elementos constituintes deste conjunto de despressurização para comutadores em carga são ilustrado na figura 6.13(a):

1. Disco de ruptura com detector de abertura integrado;
2. Câmara de descompressão / cotovelo;
3. Tubulação de injeção de nitrogênio.



(a)



(b)

Figura 6.13 – Conjunto de despressurização para comutadores sob carga:
 (a) partes constituintes; (b) exemplo de instalação.
 (SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

6.4.4.4 Tanque de separação de óleo e gases

O tanque de separação de óleo e gases, ilustrado na Fig. 6.14, tem a finalidade principal de receber e armazenar o óleo despressurizado e os gases evacuados do tanque principal devido ao aumento da pressão interna do tanque do equipamento. Numa segunda etapa, o tanque promove a separação do óleo e dos gases para que estes sejam

evacuados para uma região remota e segura. Um mesmo tanque pode ser utilizado para vários equipamentos instalados próximos uns dos outros.

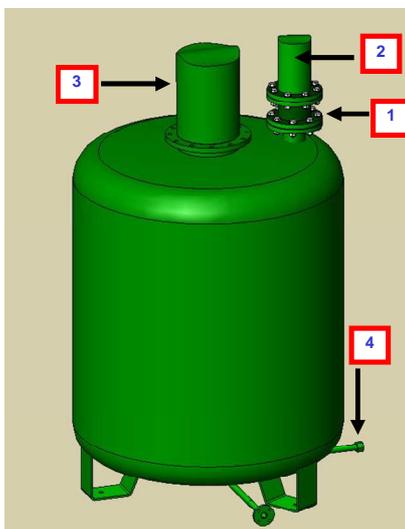


Figura 6.14 – Tanque de separação de óleo e gases.
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

A válvula unidirecional (1) é responsável por permitir o fluxo de gases em apenas uma direção. Ela evita o contato dos gases inflamáveis com o oxigênio presente no ar, minimizando o risco de explosões.

Os componentes principais do tanque de separação são:

1. Válvula unidirecional;
2. Tubulação de evacuação de gases pra áreas remotas;
3. Tubulação de drenagem do óleo;
4. Tubulação para injeção de nitrogênio no tanque separador.

6.4.4.5 Conjunto de eliminação de gases explosivos

A finalidade deste componente, ilustrado na Fig. 6.15, é injetar uma grande quantidade de nitrogênio dentro do equipamento, de forma contínua, criando um

ambiente seguro dentro do transformador e do comutador, eliminando gases explosivos de seu interior e promovendo o arrefecimento do óleo e dos componentes internos do equipamento.

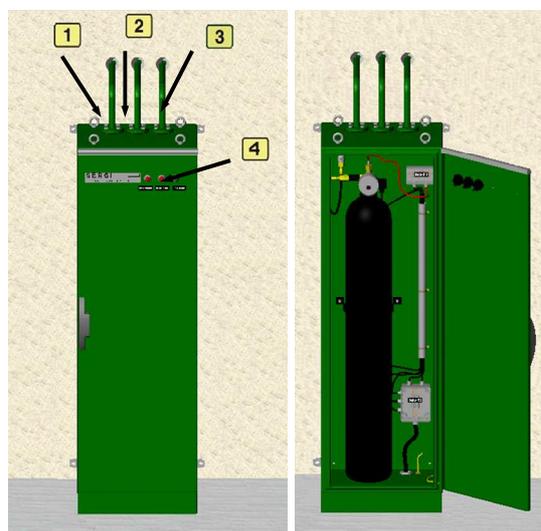


Figura 6.15 – Conjunto de eliminação de gases explosivos.
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

O conjunto de eliminação de gases explosivos pode ter várias saídas e propiciar fluxos de nitrogênio distintos para cada seção do equipamento protegido.

Partes constituintes:

1. Saída para o tanque do transformador;
2. Saída para o comutador sob carga;
3. Saída para o tanque de separação de óleo e gases;
4. LED para a indicação de serviço.

6.4.4.6 Válvula *shutter* do conservador

Conforme ilustrado nas Figs. 6.5(a) e (b), com o rompimento do tanque do transformador, ocorre um fluxo de óleo do conservador para o transformador. Sem a

válvula *shutter* do conservador, todo o óleo do conservador possivelmente será derramado, alimentado e alastrando o incêndio.

A válvula *shutter* do conservador é projetada para fechar quando ocorrer um fluxo anormal de óleo, evitando a drenagem do tanque do conservador (Figs. 6.6(c) e (d)).

A Fig. 6.16 apresenta uma ilustração de uma válvula *shutter*.

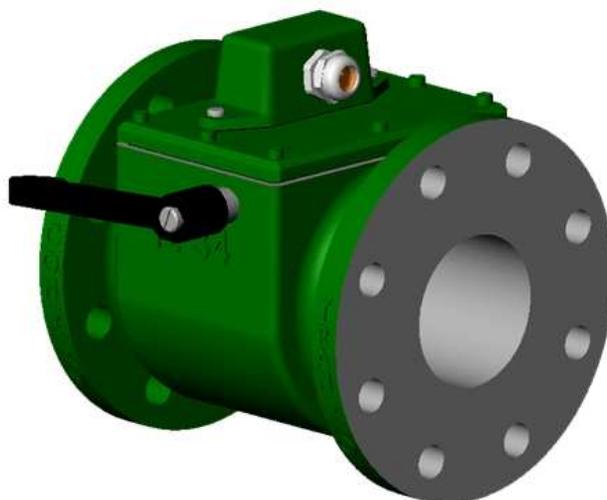


Figura 6.16 – Válvula *shutter* do conservador
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

6.4.4.7 Painel de controle

O painel de controle, ilustrado na Fig. 6.17, é instalado na sala de controle da subestação e está conectado às proteções do transformador, detectores de incêndio, válvula de isolamento, válvula *shutter* do conservador, disco de ruptura e armário do cilindro de nitrogênio.

A tubulação para injeção de nitrogênio pode ser instalada nas válvulas existentes para coleta de amostra de óleo ou drenagem, como ilustrado na Fig. 6.19.



Figura 6.19 – Válvulas para coleta de amostra e drenagem de óleo
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

6.4.6 Considerações finais sobre o TP

Apesar de sua eficiência, o TP não deve ser utilizado como único sistema de proteção para o transformador, sendo essencial a manutenção dos sistemas convencionais, como o sistema de proteção (extinção) contra incêndio e os sistemas passivos de retenção de óleo (bacias e caixa de contenção).

A utilização do sistema mostra-se importante num cenário de constante aumento de potência demandada aos equipamentos e aumento do rigor das autoridades ambientais em relação a sinistros envolvendo derramamento de óleo.

O Anexo D apresenta um exemplo de instalação do *Transformer Protector* na subestação de Assis, nos estado de São Paulo.

6.5 Referências

Foram utilizadas as seguintes referências neste capítulo:

- BARTLEY, William H. *An Analysis of Transformer Failures, Part 1*. Sergi, 1998.
- BARTLEY, William H. *An Analysis of Transformer Failures, Part 2 – Causes, Prevention and Maximum Service Life*. Sergi, 1998.
- HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*. 1^a ed. Florida: CRC Press, 2004.
- KINDERMANN, Geraldo. *Proteções de sistema elétricos de potência*. 1^a ed. Florianópolis: Ed. do autor, 2006. v.1.
- _____. *Proteções de sistema elétricos de potência*. 1^a ed. Florianópolis: Ed. do autor, 2006. v.2.
- SERGI. *Transformer explosion and fire prevention - Live Tests on Large Transformers: Analysis and Simulations*. Sergi, 2005.
- SERGI. *Transformer protector*. 2004. CD-ROM.
- WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*. 1^a ed. Nova Iorque: CRC Press, 2002.
- <www.celectra.com.br>. Acessado em: 26 de março de 2009.
- <www.epe.gov.br>. Acessado em: 18 de março de 2009.
- < www.paradoxecorporation.com>. Acessado em: 26 de março de 2009.

7 CONCLUSÃO

A crescente demanda de energia, a necessidade de redução de custos e a garantia de uma maior confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e do sistema como um todo são os principais fatores que justificam a interconexão de subsistemas elétricos.

Em países como o Brasil, onde os centros consumidores, em geral, são localizados a centenas de quilômetro das usinas geradoras, é imprescindível a transmissão da energia elétrica em alta tensão e extra-alta tensão, visando à redução de perdas e ao aumento da eficiência do sistema.

Devido a limitações impostas pelo isolamento dos enrolamentos dos geradores das usinas, a tensão de geração é, em geral, limitada a 13,8 kV, já que uma tensão mais elevada aumentaria demasiadamente a espessura do isolamento, tornando sua fabricação questionável do ponto de vista financeiro.

As tensões de transmissão em corrente alternada no Brasil variam de 69 kV até 750 kV, tensões que são obtidas utilizando-se transformadores de potência instalados em subestações elevadoras e abaixadoras. Estas subestações também promovem a transformação da tensão para níveis de subtransmissão (acima de 13,8 kV até 69 kV) e de distribuição (abaixo de 13,8 kV).

Feitas estas considerações, conclui-se ser patente a importância dos transformadores de potência em qualquer sistema elétrico, pois, além de serem essenciais para a correta transmissão e distribuição de energia, estes equipamentos desempenham outras importantes funções, como prover o sistema com ponto de aterramento, melhoria da

confiabilidade do sistema, controle do fluxo de potência ativa e reativa, isolamento elétrico entre duas partes de um mesmo sistema, entre outras abordadas neste trabalho.

Este trabalho apresentou, de forma extensiva e consolidada, tópicos essenciais sobre os transformadores de potência, abordando temas como: princípios de funcionamento, aplicações e suas particularidades, características construtivas e sistemas de proteção elétrica e mecânica dos transformadores.

ANEXO A – INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA – PADRÃO WEG

Os transformadores de força, a partir da potência de 3.000 kVA, são transportados parcialmente desmontados. Devem ser seguidas algumas orientações específicas, que estão detalhadas abaixo.

Não deve ocorrer a montagem do transformador com umidade relativa do ar acima de 70%. Além das orientações a seguir, deve ser seguida a norma NBR-7036, quando se tratar de transformadores de distribuição, ou a NBR-7037, quando de força:

- a) Quando a instalação é em base, verificar o adequado nivelamento e a resistência das fundações sobre as quais serão instalados os transformadores. Quando aplicável, verificar a confirmação da compatibilidade entre distância entre rodas do transformador e o respectivo trilho fixado na base;
- b) Deve haver um espaçamento mínimo de 0,5m entre transformadores e entre estes e paredes ou muros, proporcionando facilidade de acesso para inspeção e ventilação, dependendo, entretanto, das dimensões de projeto e tensão. Os transformadores a serem instalados em poste devem ter seu sistema de fixação e montagem em conformidade com a norma ABNT;
- c) No caso de instalações abrigadas, o recinto no qual será colocado o transformador deve ser bem ventilado, de maneira que o ar aquecido possa sair livremente, sendo substituído por ar fresco. Igualmente, devem ser evitados obstáculos de qualquer natureza ao fluxo de ar dentro da cabine. Para tanto, as aberturas de entrada de ar devem estar próximas do piso e distribuídas de maneira eficiente. As aberturas de saída deverão estar tão altas quanto permita a construção; o número e tamanho das saídas dependem de suas distâncias acima do transformador, do rendimento e do ciclo de carga. Em geral, recomenda-se uso de aberturas de entrada e saída de ar de 5,50m² por 1.000 kVA de capacidade instalada;

- d) Realizar inspeção visual principalmente nas buchas, conectores e acessórios, para constatar a ausência de eventuais danos ou vazamentos que poderiam ocorrer devido ao manuseio e transporte do transformador;
- e) Confirmar que os dados de placa estão compatíveis com a especificação técnica do equipamento;
- f) Verificar se os dados constantes na placa de identificação estão coerentes com o sistema em que o transformador será instalado e a correta posição do comutador (ou ligação do painel de derivações) em relação ao diagrama de ligações;
- g) Para transformadores religáveis, verificar se a tensão/ligação na qual o transformador se encontra atende ao especificado;
- h) Verificar as conexões de aterramento do transformador;
- i) Atentar para as ligações do primário e secundário, e;
- j) Para o içamento do transformador, os cabos utilizados devem ser fixados nas alças, ganchos ou olhais existentes para essa finalidade.

ANEXO B – ENERGIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA – PADRÃO WEG

Existe um procedimento de energização do transformador de potência que deve ser seguido, de forma evitar uma operação indevida. Abaixo estão relacionadas algumas práticas adotadas para a energização:

- a) Antes de sua energização, é recomendada uma nova desaeração das buchas, relé de gás, radiadores e janelas de inspeção;
- b) Inspeccionar todos os dispositivos de proteção e sinalização do transformador;
- c) É importante observar que o transformador deve ser energizado somente depois de decorridas pelo menos 24 horas da conclusão do seu enchimento com óleo;
- d) Ajustar e travar a posição do comutador manual conforme recomendado pela operação do sistema;
- e) O transformador deve ser energizado inicialmente em vazio;
- f) Recomenda-se efetuar análise cromatográfica do óleo isolante:
 - Antes da energização (referência);
 - 24 a 36 horas após a energização;
 - 10 e 30 dias após a energização para detecção de defeitos incipientes (utilizar o diagnóstico conforme NBR-7274).

ANEXO C – NUMERAÇÃO UTILIZADA PARA OS RELÉS DE PROTEÇÃO
(Retirado do sítio da SEL - Schweitzer Engineering Laboratories)

Tabela ANSI

Nº	Denominação
1	elemento principal
2	função de partida/ fechamento temporizado
3	função de verificação ou interbloqueio
4	contator principal
5	dispositivo de interrupção
6	disjuntor de partida
7	disjuntor de anodo
8	dispositivo de desconexão da energia de controle
9	dispositivo de reversão
10	chave de sequência das unidades
11	reservada para futura aplicação
12	dispositivo de sobrevelocidade
13	dispositivo de rotação síncrona
14	dispositivo de subvelocidade
15	dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	reservado para futura aplicação
17	chave de derivação ou descarga
18	dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	contator de transição partida-marcha
20	válvula operada eletricamente
21	relé de distância
22	disjuntor equalizador
23	dispositivo de controle de temperatura
24	relé de sobre-excitação ou Volts por Hertz
25	relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	dispositivo térmico do equipamento
27	relé de subtensão
28	reservado para futura aplicação
29	contator de isolamento
30	relé anunciador
31	dispositivo de excitação
32	relé direcional de potência
33	chave de posicionamento
34	chave de sequência operada por motor
35	dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	dispositivo de polaridade
37	relé de subcorrente ou subpotência
38	dispositivo de proteção de mancal

Nº	Denominação
39	reservado para futura aplicação
40	relé de perda de excitação
41	disjuntor ou chave de campo
42	disjuntor/ chave de operação normal
43	dispositivo de transferência manual
44	relé de sequência de partida
45	reservado para futura aplicação
46	relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	relé de sequência de fase de tensão
48	relé de sequência incompleta/ partida longa
49	relé térmico
50	relé de sobrecorrente instantâneo
51	relé de sobrecorrente temporizado
52	disjuntor de corrente alternada
53	relé para excitatriz ou gerador CC
54	disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	relé de fator de potência
56	relé de aplicação de campo
57	dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	relé de falha de retificação
59	relé de sobretensão
60	relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	relé de balanço de corrente
62	relé temporizador
63	relé de pressão de gás (Buchholz)
64	relé de proteção de terra
65	regulador
66	relé de supervisão do número de partidas
67	relé direcional de sobrecorrente
68	relé de bloqueio por oscilação de potência
69	dispositivo de controle permissivo
70	reostato eletricamente operado
71	dispositivo de detecção de nível
72	disjuntor de corrente contínua
73	contator de resistência de carga
74	função de alarme
75	mecanismo de mudança de posição
76	relé de sobrecorrente CC
77	transmissor de impulsos
78	relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	relé de religamento
80	reservado para futura aplicação
81	relé de sub/ sobrefrequência
82	relé de religamento CC
83	relé de seleção/ transferência automática
84	mecanismo de operação

Nº	Denominação
85	relé receptor de sinal de telecomunicação
86	relé auxiliar de bloqueio
87	relé de proteção diferencial
88	motor auxiliar ou motor gerador
89	chave seccionadora
90	dispositivo de regulação
91	relé direcional de tensão
92	relé direcional de tensão e potência
93	contator de variação de campo
94	relé de desligamento
95 à 99	usado para aplicações específicas

Complementação da tabela ANSI:

- 50 N - sobrecorrente instantâneo de neutro;
- 51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas);
- 50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS);
- 51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas);
- 50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF);
- 51Q - relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido ou curvas inversas;
- 51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão;
- 51C - relé de sobrecorrente com controle de torque;
- 59Q - relé de sobretensão de sequência negativa;
- 59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G);
- 64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão:

Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G.

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA;

- 67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado);
- 67 G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado);
- 67Q - relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa, e;
- 87 - Proteção Diferencial:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos);

87G - diferencial de geradores;

87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador;

87 B - diferencial de barras. Pode ser de alta, de média ou de baixa impedância;

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente. Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras, e;

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado. O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor. O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma a obter o somatório das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.

ANEXO D – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO TP

As Figs. A1 a A6 ilustram um exemplo de aplicação do *Transformer Protector* na Subestação de Assis, localizada no estado de São Paulo.



Figura A1 – Vista geral das instalações
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)



Figura A2 – Tanque de separação de óleo e gases
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)



Figura A3 – Tubulações coletoras de óleo e de evacuação de gases
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)



Figura A4 – Conjunto de despressurização e tubulações instalados em um comutador sob carga.
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)



Figura A5 – Conjunto de despressurização do tanque principal do transformador
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)



Figura A6 – Armário contendo cilindros de nitrogênio.
(SERGI – *Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles*)

BIBLIOGRAFIA

BARTLEY, William H. *An Analysis of Transformer Failures, Part 1*. Sergi, 1998.

BARTLEY, William H. *An Analysis of Transformer Failures, Part 2 – Causes, Prevention and Maximum Service Life*. Sergi, 1998.

BERNARDES, Alexandre Paciencia. *Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

BLACKBURN, J. Lewis. *Symmetrical components for power systems engineering.*, 1^a ed. Nova Iorque: Macel Dekker Inc., 1993.

CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*. 2^a ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2001.

D`AJUZ, Ary et al. *Equipamentos elétricos – Especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. 1^a ed. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

ELGERD, Olle Ingemar. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica*. 1^a ed. São Paulo: McGraw Hill do Brasil, 1976.

FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*. 6^a ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2003.

FLANAGAN, William M. *Handbook of transformer design and application*. 2^a ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1992.

GOTTLIEB, Irving M. *Practical transformer handbook*. 1^a ed. Oxford: Newnes, 1998.

GONZALEZ F., ISHCENKO D., Mork, B. A. *Leakage inductance model for autotransformer transient simulation*. Em: International Conference on Power Systems Transients (IPST'05). Montreal, Canada, Paper n° IPST05 – 248.

HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*. 1^a ed. Florida: CRC Press, 2004.

KINDERMANN, Geraldo. *Proteções de sistema elétricos de potência*. 1ª ed. Florianópolis: Ed. do autor, 1999. v.1.

_____. *Proteções de sistema elétricos de potência*. 1ª ed. Florianópolis: Ed. do autor, 2006. v.2.

KOSOW, Irwin L. *Máquinas Elétricas e transformadores*. 9ª ed. São Paulo: Globo, 1993.

LANDGRAF, Fernando José Gomes. *Propriedades Magnéticas de aços para fins elétricos*. Em: Ivani Bott, Paulo Rios, Ronaldo Paranhos (Org.). *Aços: perspectivas para os próximos 10 anos*. 1ª ed. Rio de Janeiro, 2002, p. 109-128.

LI, H. J. *Applied protective relaying*. 2ª ed. Nova Iorque: Westinghouse Electric Corporation, 1979, cap. 8.

McDONALD, John D. *Electric Power Substation Engineering*. 1ª ed. Flórida: CRC Press, 2001.

PARADELO Jr., Romildo de Campos. *Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

RIGOLI, Cristiano. *Análise de resposta em frequência em transformadores*. 2005.– Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUC - RS

SERGI. *Transformer protector*. 2004. CD-ROM.

SIEMENS. *Catálogo de Transformadores de Força* – Disponível em: <www.siemens.com.br>. Acessado em : 10 de março de 2009.

STEVENSON Jr., Willian D., GRAINGER, John J. *Power System Analysis*. Nova Iorque: McGraw-Hill International Editions, 1994.

SERGI. *Transformer explosion and fire prevention - Live Tests on Large Transformers: Analysis and Simulations*. Sergi, 2005.

VIEIRA, Gustavo A. et al. *Materiais Amorfos*. Apresentado na disciplina “Teoria dos Materiais” do curso de Engenharia Elétrica da UFMG, 2000.

WEG. *Manual de Instalação e manutenção de transformadores*. Disponível em: <www.weg.com.br>. Acessado em: 16 de março de 2009.

WILLIS, H.L. *Power system analysis – short-circuit, load flow and harmonics*. 1^a ed. Nova Iorque: Marcel Dekker Inc., 2002.

WINDERS Jr, John J. *Power Transformers Principles and Applications*. 1^a ed. Nova Iorque: CRC Press, 2002.

<www.celectra.com.br>. Acessado em: 26 de março de 2009.

<www.epe.gov.br>. Acessado em: 18 de março de 2009.

<www.nicore.com.cn>. Acessado em: 04 de abril de 2009.

< www.paradoxecorporation.com>. Acessado em: 26 de março de 2009.

<www.selinc.com.br>. Acessado em: 15 março de 2009.