

**ESTUDO DOS REQUISITOS ESSENCIAIS A ESPECIFICAÇÃO DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM CONDIÇÕES NORMAIS DE  
OPERAÇÃO**

**RODRIGO DA SILVA DELGADO**

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.

(Examinadora)

---

Prof. Sebastião Ércules Melo Oliveira, D.Sc.

(Examinador)

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2010

## **Agradecimentos**

Primeiramente, agradeço a Deus, pois sem o consentimento dele não teria conseguido dar mais esse passo na minha vida.

Agradeço aos meus pais, Wilson e Ana Maria, que sempre acreditaram em minha capacidade e me apoiaram na escolha por estudar, e apesar das adversidades proporcionaram meus estudos.

Agradeço a minha irmã, Fernanda, por sempre me apoiar em todas as etapas de minha vida e me dar forças para estudar na UFRJ, me orientando nas dificuldades das matérias e incentivando sempre a estudar com a inesquecível frase “tem que estudar até cuspir sangue”.

Agradeço a minha namorada, Dayane, que durante toda a faculdade escutou minhas dificuldades e compreendeu quando não podia dar plena atenção por precisar estudar.

Agradeço a todos meus amigos e familiares que de qualquer forma me apoiaram e incentivaram a concluir a faculdade.

Muito obrigado.

## **Resumo**

Os transformadores de potência são equipamentos de grande importância para o sistema elétrico e de elevado custo. Devido a isto, faz-se necessário o estudo de sua aplicação em sistemas elétricos, das suas configurações e especificação a fim de obter um emprego eficiente.

Para este fim, este estudo analisa os itens essenciais a aplicação dos transformadores de potência, apresentando o princípio de funcionamento dos transformadores, os principais tipos de ligações existentes para sistemas trifásicos e os requisitos essenciais a especificação.

## Sumário

<b>Agradecimentos</b> .....	<i>i</i>
<b>Resumo</b> .....	<i>ii</i>
<b>1 Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivação .....	2
1.2 Organização .....	2
<b>2 Princípio de Funcionamento</b> .....	<b>3</b>
2.1 Definição.....	3
2.2 Transformador Ideal .....	4
2.3 Transformador Real.....	12
2.3.1 Relação de Transformação .....	12
2.3.2 Corrente de Excitação .....	14
2.3.3 Polaridade.....	16
2.3.4 Circuito Equivalente .....	17
2.4 Ensaio de Curto-Circuito e Circuito Aberto.....	20
2.5 Regulação .....	24
2.6 Rendimento .....	25
<b>3 Principais Tipos de Ligações de Transformadores de Potência</b> .....	<b>27</b>
3.1 Transformadores Trifásicos .....	27
3.1.1 Ligação estrela-estrela (Y-Y) .....	30
3.1.2 Ligação delta-delta ( $\Delta$ - $\Delta$ ) .....	34
3.1.3 Ligação estrela-delta (Y- $\Delta$ ) .....	37
3.1.4 Ligação delta-estrela ( $\Delta$ -Y) .....	39
3.1.5 Ligação delta-zigzag ( $\Delta$ -Z).....	40
3.1.6 Transformador de aterramento .....	42
3.2 Transformadores Monofásicos Ligados em Banco.....	43

3.3	Sistemas Trifásicos a Partir de Dois Transformadores Monofásicos.....	45
3.3.1	Ligação delta aberto (V-V) .....	45
3.3.2	Ligação estrela aberto-delta aberto.....	47
3.4	Transformadores de Múltiplos Enrolamentos.....	48
3.5	Autotransformadores .....	53
<b>4</b>	<b>Requisitos Técnicos Aplicáveis .....</b>	<b>58</b>
4.1	Transformadores com Derivações.....	58
4.2	Níveis de Isolamento .....	59
4.3	Aquecimento e Arrefecimento de Transformadores de Potência .....	66
4.4	Níveis Máximos de Rádio Interferência e Ruído Audível .....	71
4.5	Requisitos de Curto-Circuito .....	72
4.6	Normas Técnicas Aplicáveis .....	76
4.7	Operação de Transformadores em Paralelo .....	78
<b>5</b>	<b>Especificação Elétrica de Transformadores de Potência .....</b>	<b>82</b>
5.1	Análise do Tipo de Ligação de Transformadores de Potência em Sistemas Trifásicos. ....	83
5.2	Especificação Elétrica de Transformadores de Potência.....	88
5.3	Estudos de Casos.....	93
5.3.1	Transformador para 13,8/138 kV – 75 MVA.....	93
5.3.2	Transformador para 230/69 kV – 45 MVA.....	96
5.3.3	Transformador para 345/230 kV – 150 MVA.....	98
<b>6</b>	<b>Conclusão e Resultados .....</b>	<b>102</b>
6.1	Trabalhos Futuros.....	106
<b>7</b>	<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>107</b>
	<b>Anexo A – Componentes de seqüência .....</b>	<b>109</b>
	<b>Anexo B – Tabelas de sobretensões de nível de isolamento .....</b>	<b>111</b>
	<b>Anexo C – Tabelas de valores normalizados de ruído audível. ....</b>	<b>114</b>

# 1 Introdução

A produção de energia elétrica brasileira em grande escala é realizada em corrente alternada por intermédio de geradores trifásicos. Por motivos técnicos e econômicos, entre a geração da energia elétrica e a sua utilização final, esta energia é transferida em vários níveis de tensões, sendo a geração dada entre uma faixa de tensão de 6,6 kV a 13,8 kV, atualmente padronizada em 13,8 kV. Após a geração, essa energia é transmitida até aos grandes centros consumidores, numa faixa de tensão de 66 kV a 750 kV, sendo considerado de 130 kV a 750 kV como transmissão e de 66 kV a 88 kV como subtransmissão. Ao chegar às proximidades dos grandes centros consumidores é distribuída numa faixa de tensão de 3,4 kV a 34 kV e, finalmente, a energia chega até o consumidor final onde é utilizada numa faixa de 110 V a 440 V [6].

A adoção por um sistema elétrico interligado que abrangem as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte do Brasil (Sistema Interligado Nacional – SIN), possibilitando a troca de energia elétrica através de 900 linhas de transmissão nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV (também chamada rede básica) [7], é feita através de subestações que interligam diferentes sistemas e possibilitam manobras e a transmissão de energia, na qual os transformadores de potência assumem papel fundamental na interligação.

Para cada etapa da transmissão, desde a geração até ao consumo, é necessário pelo menos uma unidade transformadora que passe de um para outro nível de tensão, bem como para realizar as interligações dos diferentes sistemas. Para estas finalidades, existem diversas configurações de transformadores que atendem as peculiaridades de cada parte do sistema.

Devido à grande importância dos transformadores de potência no processo de transmissão e de distribuição de energia elétrica e a peculiaridades de cada sistema, este estudo visa apresentar as principais configurações de um transformador de potência e suas respectivas aplicações e especificações.

## **1.1 Motivação**

A principal motivação para realização deste trabalho se deve à ampla aplicação de transformadores de potência nos sistemas de transmissão e distribuição e à necessidade de saber os critérios usados para a especificação elétrica que levam a aplicação de um transformador em uma determinada configuração em um sistema elétrico.

## **1.2 Organização**

O presente trabalho se encontra dividido em seis capítulos, sendo a introdução já apresentada neste primeiro capítulo. Os assuntos abordados em cada um deles estão descritos abaixo.

Capítulo 2: Este capítulo introduz resumidamente o princípio de funcionamento de um transformador, sendo para isto considerado um caso de transformador monofásico a fim de facilitar a análise.

Capítulo 3: Este capítulo destina-se a mostrar as características dos principais tipos de ligações de transformadores de potência aplicados em sistemas de transmissão e distribuição, mostrando as possibilidades de aplicação com seus benefícios e limitações.

Capítulo 4: Este capítulo tem por objetivo mostrar os requisitos técnicos adicionais essenciais para a aplicação e especificação de transformadores de potência e distribuição e os requisitos necessários para sua operação em paralelo.

Capítulo 5: Este capítulo destina-se ao estudo qualitativo da aplicação de transformadores de potência e nele são apresentados os principais fatores que conduzem à aplicação de um determinado tipo de ligação, as principais informações necessárias para a especificação de um transformador de potência e, ainda, alguns exemplos de especificação.

Capítulo 6: Este capítulo se destina à conclusão do trabalho. Nele também são apresentados os resultados das especificações e idéias para trabalhos futuros.

## 2 Princípio de Funcionamento

### 2.1 Definição

O transformador é um dispositivo utilizado para transferir energia elétrica ou potência elétrica de um circuito para outro circuito isolado eletricamente, com exceção do autotransformador que possui um trecho do enrolamento comum a ambos os lados. O transformador realiza a mudança dos níveis de tensões e correntes alternadas para outros níveis, mantendo a mesma frequência, através da ação de um campo magnético seguindo os princípios eletromagnéticos da Lei de Faraday<sup>1</sup> e da Lei de Lenz<sup>2</sup> [2] e [3].

Basicamente, um transformador é constituído de dois ou mais enrolamentos que são fios ou cabos condutores enrolados, acoplados por meios de um fluxo magnético comum aos mesmos. No caso mais comum, o transformador de dois enrolamentos, chamado de monofásico, ao conectar-se um desses enrolamentos a uma fonte de tensão alternada, este por convenção chamado de primário, induzirá uma tensão alternada no outro enrolamento, também por convenção chamado de secundário. O valor da tensão induzida dependerá do número de voltas dos enrolamentos, chamado de número de espiras. O acoplamento magnético pode ser pelo ar. No entanto, são usados núcleos de materiais ferromagnéticos que são envolvidos pelos condutores dos enrolamentos a fim de aumentar a eficiência do mesmo e reduzir a corrente de excitação.

Os transformadores de potência são destinados primariamente à transformação da tensão e das correntes operando em determinadas faixas de potência, de forma a elevar o valor da tensão e, conseqüentemente, reduzir o valor da corrente ou vice e versa. Este procedimento é utilizado principalmente para reduzir as perdas por efeito Joule e a queda de tensão na transmissão pois, ao se reduzir os valores das correntes, reduzem-se

---

<sup>1</sup> De acordo com a Lei de Faraday, a variação do fluxo magnético próximo a um condutor cria uma diferença de potencial induzida nesse mesmo condutor, tal a gerar uma corrente, denominada corrente induzida, que cria um fluxo magnético oposto à variação do fluxo inicial.

<sup>2</sup> De acordo com a Lei de Lenz uma corrente induzida surgirá numa espira fechada com sentido oposto a variação do campo magnético que lhe deu origem.

automaticamente as perdas nos condutores na transmissão e diminui-se a queda de tensão no terminal da linha, obtendo-se uma melhor regulação.

Para facilitar o estudo deste capítulo, todas as análises serão feitas baseadas em um transformador monofásico. Partindo do princípio que o sistema elétrico está balanceado, ele pode ser substituído por um equivalente monofásico. Sendo assim, os fenômenos ocorridos na fase analisada são semelhantes aos das outras fases, com defasagem de  $120^\circ$  entre as mesmas.

## 2.2 Transformador Ideal

Para facilitar o entendimento do princípio de funcionamento de um transformador, será analisado primeiramente um transformador ideal, considerando nulos todos os tipos de perdas implícitas e que todo o fluxo magnético produzido está confinado no núcleo e enlaçando os enrolamentos, partindo-se primeiramente para a análise do caso de um transformador, com o primário alimentado por uma fonte de tensão alternada e com o secundário aberto. O segundo caso a ser analisado considera o primário alimentado por uma fonte de tensão alternada mas, agora, o secundário será conectado a um determinado circuito de carga.

A figura 2.2.1 mostra o esquema de um transformador com o primário alimentado por uma tensão alternada  $v_1$ , com uma frequência  $f$ , em Hertz (Hz), e o secundário em aberto. Estando o secundário em aberto, não há passagem de corrente pelo mesmo e com todas as perdas do sistema desprezadas, o enrolamento primário comporta-se como um circuito puramente indutivo. Desta forma, a corrente que circula pelo primário corresponde à corrente de excitação ( $i_\phi$ ), defasada de  $90^\circ$  em atraso com relação à tensão aplicada  $v_1$ . Esta tensão estabelecerá um fluxo alternado no circuito magnético de acordo com a Lei de Faraday [2] e [4] onde, “a força eletromotriz (fem) induzida numa espira condutora é igual ao negativo da taxa em que o fluxo magnético através da espira está variando com o tempo”. O sinal negativo se refere ao sentido da fem indicada no diagrama da Figura 2.2.1 [5] e conforme indicado na equação 2.2.1.

$$e_1 = -\frac{d\lambda_1}{dt} = -N_1 \frac{d\varphi}{dt} \quad \text{equação 2.2.1}$$

onde

$e_1$  = força eletromotriz induzida na espira

$\lambda_1$  = fluxo concatenado do enrolamento primário

$\varphi$  = fluxo no núcleo enlaçando ambos os enrolamentos

$N_1$  = número de espiras do enrolamento primário

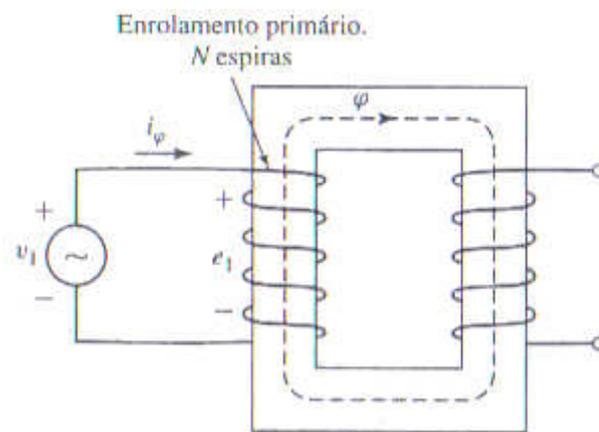


Figura 2.2.1 – Transformador com secundário aberto.

(FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*)

Como foram desprezadas as perdas do sistema, a resistência do primário também foi desprezada, podendo-se, desta forma, igualar a fem induzida ( $e_1$ ) à tensão de alimentação ( $v_1$ ). O fluxo magnético, por sua vez, é um fluxo alternado que varia com a mesma fase da corrente  $i_\varphi$  que o produz. Assim, se o fluxo instantâneo for dado por:

$$\varphi = \varphi_{\max} \text{ sen } \omega t \quad \text{equação 2.2.2,}$$

então, a tensão induzida será expressa por:

$$e_1 = N_1 \frac{d\varphi}{dt} = \omega N_1 \varphi_{\max} \text{ cos } \omega t \quad \text{equação 2.2.3,}$$

onde  $\varphi_{\max}$  é o valor máximo do fluxo e  $\omega = 2\pi f$  é a frequência angular, em radianos por segundo. Esta fem é defasada de  $90^\circ$  em atraso com respeito ao fluxo, conforme mostra o diagrama da figura 2.2.2. O valor eficaz da fem induzida  $E_1$  é:

$$E_1 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} f N_1 \varphi_{\max} = \sqrt{2} \pi f N_1 \varphi_{\max} \quad \text{equação 2.2.4}$$

Como a resistência do enrolamento foi desprezada na análise preliminar, quando uma tensão senoidal é aplicada a um enrolamento, um fluxo senoidal deve se estabelecer no núcleo com um valor máximo  $\varphi_{\max}$  e satisfazendo a condição de que  $E_1$  seja igual ao valor eficaz  $v_1$  da tensão aplicada [1]. Então, temos:

$$\varphi_{\max} = \frac{v_1}{\sqrt{2} \pi f N_1} \quad \text{equação 2.2.5}$$

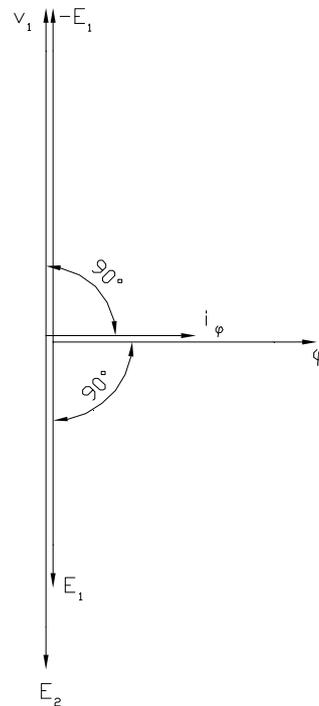


Figura 2.2.2 – Diagrama fasorial sem carga.  
(MARTIGNONI, ALFONSO., *Transformadores*)

Da mesma forma que no enrolamento primário, o fluxo magnético induz no secundário uma fem, cujo valor máximo eficaz será expresso por:

$$E_2 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} f N_2 \varphi_{\max} = \sqrt{2} \pi f N_2 \varphi_{\max} \quad \text{equação 2.2.6,}$$

onde  $N_2$  é o número de espiras no enrolamento secundário.

Esta fem é mostrada no diagrama da figura 2.2.2 pelo vetor  $E_2$  com  $90^\circ$  em atraso com relação ao fluxo magnético e em fase com  $E_1$ . A figura também mostra as fem's  $E_1$  e  $E_2$ , induzidas nos enrolamentos em oposição à fase da tensão aplicada no enrolamento primário. Assim, a fem  $E_1$  interage com a tensão aplicada  $v_1$  como uma força contra-eletromotriz (fcem). Então, podemos dizer que em um transformador operando com o enrolamento secundário aberto, a tensão  $v_1$  aplicada no primário produz um fluxo magnético que, por sua vez, gera no primário a fcem  $E_1$ , igual e contrária à tensão aplicada, de acordo com a Lei de Lenz [3].

No caso do transformador ideal, também podemos assumir que a fem  $E_2$  é igual à tensão que se manifesta nos terminais do enrolamento do secundário  $v_2$ , com o enrolamento secundário em aberto. Dividindo-se a fem  $E_1$  pela fem  $E_2$ , obtemos a relação direta entre os números de espiras dos enrolamentos referidos que pode ser representada em função das tensões  $v_1$  e  $v_2$ , mostradas na equação 2.2.7 abaixo.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{v_1}{v_2} \quad \text{equação 2.2.7}$$

Isto quer dizer que podemos construir qualquer relação de transformação, na qual a fem induzida no secundário depende das características da tensão aplicada ao primário, como amplitude, freqüência e número de espiras dos dois enrolamentos. A razão entre o número de espiras do primário e do secundário será denominada “ $\alpha$ ”.

A figura 2.2.3 mostra o esquema de um transformador ideal com carga conectada ao secundário. Deste modo, circulará uma corrente  $i_2$  no enrolamento secundário, esta corrente produzindo sobre o núcleo uma força magnetomotriz (FMM), dada por:

$$\mathfrak{F}_2 = N_2 i_2 \quad \text{equação 2.2.8}$$

Esta FMM tenderá a alterar o fluxo produzido pela FMM da corrente de excitação  $i_\phi$  que, por sua vez, alterará as fem's induzidas nos dois enrolamentos, produzindo no enrolamento primário um desequilíbrio entre a tensão aplicada  $v_1$  e a fem  $E_1$ . A fim de restabelecer o equilíbrio entre  $v_1$  e  $E_1$ , o enrolamento primário absorverá uma corrente mais elevada denominada  $i$ . Esta corrente é constituída por uma parcela da corrente  $i_\phi$  e mais uma parcela  $i_1$ . Esta corrente  $i_1$ , por sua vez, produzirá uma FMM no enrolamento primário que se contrapõe a FMM do enrolamento secundário, mantendo-se a corrente de excitação  $i_\phi$  e o fluxo no núcleo do transformador em seus valores iniciais. Desta forma, a FMM resultante no núcleo deve corresponder à equação 2.2.9 [2].

$$\mathfrak{F}_{\text{result.}} = N_1 i_1 - N_2 i_2 = \mathfrak{R} \phi \quad \text{equação 2.2.9}$$

onde,

$\mathfrak{F}_{\text{result.}}$  = força magnetomotriz resultante

$\mathfrak{R}$  = relutância do núcleo do transformador

$$\mathfrak{R} = \frac{l}{\mu A} \quad \text{equação 2.2.10}$$

$l$  = comprimento do núcleo do transformador

$\mu$  = permeabilidade magnética do material do núcleo

$A$  = área da seção reta do núcleo do transformador

Para idealizar o transformador, considera-se a permeabilidade magnética<sup>3</sup> do núcleo muito elevada, reduzindo a equação 2.2.9 à equação 2.2.11.

$$N_1 i_1 - N_2 i_2 = 0 \quad \text{equação 2.2.11}$$

Mudando a posição do termo relativo ao secundário, temos:

$$N_1 i_1 = N_2 i_2 \quad \text{equação 2.2.12}$$

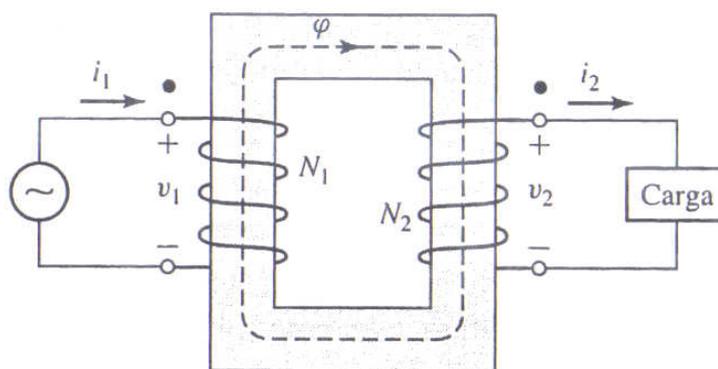


Figura 2.2.3 – Transformador ideal com carga.

(FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*)

Assim, à qualquer mudança na corrente do enrolamento secundário, corresponderá uma mudança proporcional na corrente do enrolamento primário, no sentido de equilibrar a FMM de ambos os lados. Deste modo, a FMM líquida que atua no núcleo é zero, em concordância com a suposição de que a corrente de excitação de um transformador ideal também se anula [1]. A relação obtida entre as correntes dos enrolamentos primários e secundários são inversamente proporcionais à relação de espiras dos mesmos, conforme a equação 2.2.13.

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad \text{equação 2.2.13}$$

<sup>3</sup> Permeabilidade magnética ( $\mu$ ) é o grau de magnetização de um material em resposta a um campo magnético. Dado por  $\mu = \mu_r \mu_0$  (weber/(Ampère x metro)), onde  $\mu_r$  é a permeabilidade relativa do material e  $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$  é a permeabilidade do vácuo.

Considerado o sistema sem perdas e a corrente de excitação desprezível, pode-se concluir que a potência entregue na entrada do enrolamento é transferida inteiramente para a carga, o que equivale a dizer que:

$$v_1 i_1 = v_2 i_2 \quad \text{equação 2.2.14}$$

Expressando as equações 2.2.7 e 2.2.13 na forma fasorial e dividindo uma pela outra, obtemos:

$$\begin{aligned} \dot{V}_1 &= \frac{N_1}{N_2} \dot{V}_2 & \dot{V}_2 &= \frac{N_2}{N_1} \dot{V}_1 \\ \dot{I}_1 &= \frac{N_2}{N_1} \dot{I}_2 & \dot{I}_2 &= \frac{N_1}{N_2} \dot{I}_1 \end{aligned} \quad \text{equação 2.2.15}$$

$$\frac{\dot{V}_1}{\dot{I}_1} = \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2 \frac{\dot{V}_2}{\dot{I}_2} \quad \text{equação 2.2.16}$$

Utilizando a lei de Ohms<sup>4</sup> na equação 2.2.16, encontramos

$$Z_1 = \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2 Z_2 \quad \text{equação 2.2.17}$$

Deste modo, podemos referir uma impedância conectada no enrolamento secundário para o lado do enrolamento primário, através de uma relação direta e quadrática com os números de espiras dos enrolamentos.

Para o caso de um transformador ideal, a relação de potência é 1:1. Ou seja, a potência absorvida no primário da rede é a mesma potência que o secundário fornece à carga [2], conforme indicado pela equação 2.2.18.

---

<sup>4</sup> A Primeira lei de Ohm diz que a diferença de potencial (V) entre dois pontos de um condutor é proporcional à corrente elétrica (I) aplicada, dada pela fórmula  $V=R \cdot I$ , onde R é a resistência do condutor que independe da diferença de potencial e da corrente aplicada.

$$S_{in} = V_p I_p = V_s I_s = S_{out} \quad \text{equação 2.2.18.}$$

onde,

$S_{in}$  = potência absorvida pelo primário

$S_{out}$  = potência fornecida a carga

$V_p$  = tensão sobre o enrolamento do primário

$I_p$  = corrente no enrolamento do primário

$V_s$  = tensão sobre o enrolamento do secundário

$I_s$  = corrente no enrolamento do secundário

A partir destas relações, podemos classificar os transformadores em três tipos diferentes. São eles: transformador abaixador, transformador elevador e transformador de isolamento.

Os transformadores abaixadores são transformadores que reduzem a tensão de entrada em relação à de saída. Ou seja, recebem certo valor de tensão no primário e transformam para um valor maior no secundário.

Os transformadores elevadores são transformadores que aumentam o valor da tensão de entrada em relação à de saída. Ou seja, recebem certo valor de tensão no primário e transformam para um valor menor no secundário.

Os transformadores de isolamento são transformadores que não variam a tensão de entrada. Ou seja, recebem certo valor de tensão no primário e mantém este valor no secundário, com o único objetivo de eliminar a continuidade elétrica entre o circuito primário e o circuito secundário.

Através das simplificações adotadas para idealizar um transformador, pode-se deduzir as relações principais que servirão de base para a análise de um transformador real.

## 2.3 Transformador Real

O transformador ideal descrito na seção 2.2 nunca poderá ser produzido pois, por melhor que seja o equipamento, sempre haverá perdas e quedas de tensão no sistema. Por isso, será analisado o princípio de funcionamento de um transformador real, apresentando-se os fenômenos principais que guiam sua operação, sendo considerados todos os tipos de perdas implícitas a seu funcionamento.

### 2.3.1 Relação de Transformação

A figura 2.3.1 mostra um circuito correspondente a um transformador monofásico, alimentado por uma fonte de tensão  $v_1(t)$  no primário e uma carga conectada ao secundário.

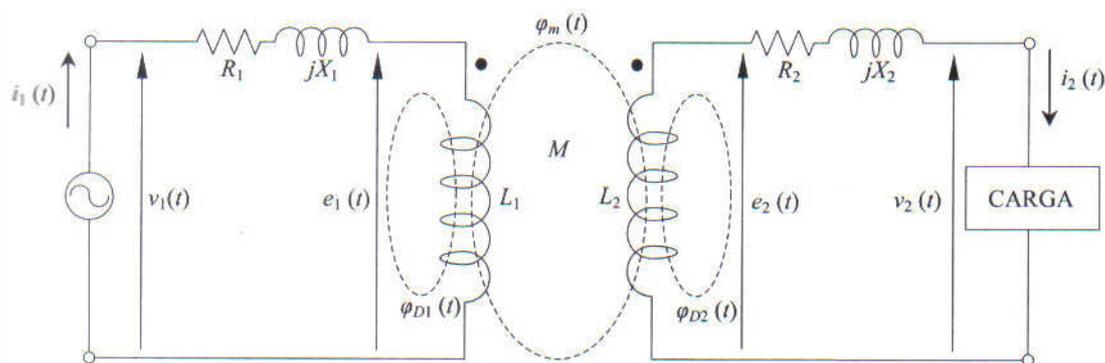


Figura 2.3.1 – Transformador real

(NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*)

Conforme mostra a figura 2.3.1, existem três fluxos magnéticos diferentes:  $\varphi_m(t)$  que é o fluxo mútuo no núcleo enlaçando as duas bobinas do transformador,  $\varphi_{D1}(t)$  que corresponde a um pequeno fluxo disperso que passa através do enrolamento do primário, mas que retorna pelo ar, e  $\varphi_{D2}(t)$  que corresponde ao fluxo disperso do enrolamento secundário, com as mesmas características do fluxo disperso do primário. A equação 2.3.1 mostra as componentes de fluxo que enlaçam o enrolamento primário, podendo uma composição similar ser definida para o enrolamento secundário [2].

$$\varphi_1 = \varphi_m + \varphi_{D1} \quad \text{equação 2.3.1}$$

$\varphi_1$  = fluxo total no primário

$\varphi_m$  = fluxo mútuo entre o primário e o secundário

$\varphi_{D1}$  = fluxo disperso no primário

A partir da divisão do fluxo total no primário, a Lei de Faraday pode ser reescrita como:

$$e_1(t) = N_1 \frac{d\varphi_m(t)}{dt} + N_1 \frac{d\varphi_{D1}(t)}{dt} \quad \text{equação 2.3.2,}$$

sendo a primeira parcela correspondente à tensão induzida pelo fluxo mútuo e a segunda pelo fluxo disperso. Esta relação acima ser aplicada igualmente ao secundário. Desta forma, pode-se obter a relação entre as tensões induzidas nos dois enrolamentos apenas pelo fluxo mútuo do transformador [2].

$$\frac{e_1(t)}{e_2(t)} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha \quad \text{equação 2.3.3}$$

Para núcleos de ferro bem projetados com uma permeabilidade magnética bastante elevada, mas não infinita, o fluxo disperso que se encontra no entorno dos enrolamentos e em uma pequena parte no material magnético, quando comparado com o fluxo mútuo representa de 4% a 7% do fluxo total quando o transformador opera em condições nominais. Sendo assim, sabendo-se que  $e_m(t) \gg e_{D1}(t)$  e que  $e_m(t) \gg e_{D2}(t)$ , a relação de transformação real pode ser aproximada para a ideal [3].

$$\frac{v_1(t)}{v_2(t)} \cong \frac{e_1(t)}{e_2(t)} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha \quad \text{equação 2.3.4}$$

Para especificação de um transformador, as características construtivas dadas pelos fabricantes devem garantir uma queda de tensão através de fluxo disperso pequena o suficiente de forma a se manter a relação real entre as tensões terminais aproximadamente igual à relação constante entre as tensões induzidas.

### 2.3.2 Corrente de Excitação

Como já citado na seção 2.2, quando um transformador opera com o secundário em aberto a corrente que circula pelo primário corresponde à corrente de excitação defasada de  $90^\circ$  em atraso com relação à tensão aplicada. Esta tensão aplicada tem, como uma de suas funções, o estabelecimento do fluxo magnético no núcleo do transformador e, como outra, suprir as perdas no núcleo. Desta forma, a corrente de excitação é composta por uma componente reativa, responsável pela produção do fluxo magnético mútuo e por outra componente, ativa, responsável pelas perdas no núcleo, conforme a equação abaixo.

$$i_{exc}(t) = i_{\varphi}(t) + i_{perdas} \quad \text{equação 2.3.2.1}$$

Devido a características ferromagnéticas dos materiais empregados no núcleo, a parcela da corrente de excitação responsável pela produção de fluxo ( $i_{\varphi}$ ) se apresenta, em regime permanente, conforme mostra a figura 2.3.2.1 abaixo.

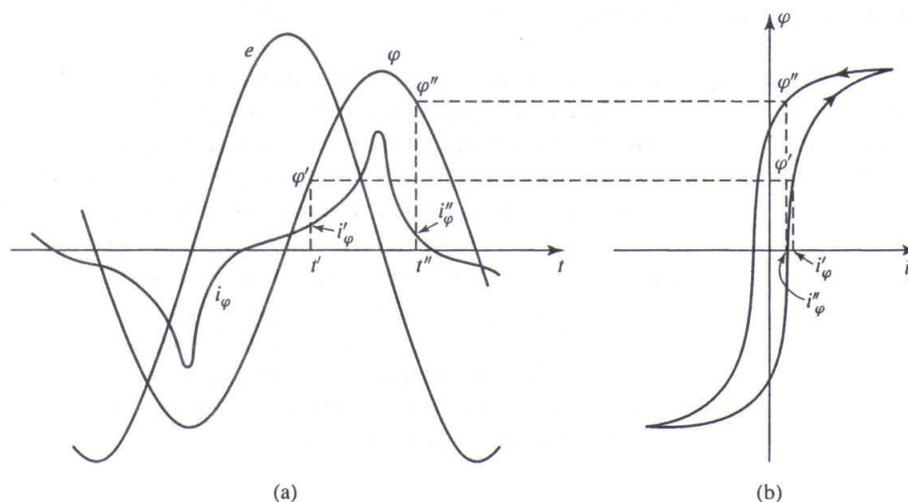


Figura 2.3.2.1 – Fenômeno de excitação. (a) Tensão, fluxo e corrente de excitação; (b) laço de histerese correspondente. (FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*)

Nesta figura 2.3.2.1(a), podemos verificar que a forma de onda da corrente  $i_{\varphi}$  no tempo não reproduz a forma de onda do fluxo magnético  $\varphi$ , mas deve apresentar correspondência com a forma do laço de histerese referente ao material empregado. Isto

se deve ao fato da não linearidade do material ferromagnético. A curva do fluxo mútuo ao longo do tempo irá apresentar o efeito de saturação em suas extremidades devido à magnetização residual do laço de histerese, conforme a figura 2.3.2.1(b).

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 que aumenta conforme a tensão aplicada ao enrolamento primário aumenta [3].

Devido à presença do fluxo residual no núcleo característico dos materiais empregados no núcleo e ainda, dependendo do momento da energização do transformador, podem aparecer correntes transitórias de magnetização, também chamadas correntes de *inrush*. Estas correntes podem atingir valores elevados, variando de 8 a 30 vezes a corrente nominal do transformador e com forma bem distorcida em decorrência do alto conteúdo de harmônicas. Este valor inicial depende do tipo de material ferromagnético do núcleo, do fluxo magnético remanescente no núcleo incluindo a intensidade e a polaridade deste e a impedância equivalente até o ponto da instalação do transformador [3] e [10]. A figura 2.3.2.2 mostra a forma típica da corrente de *inrush* em seu decaimento e pode levar a sérios problemas.

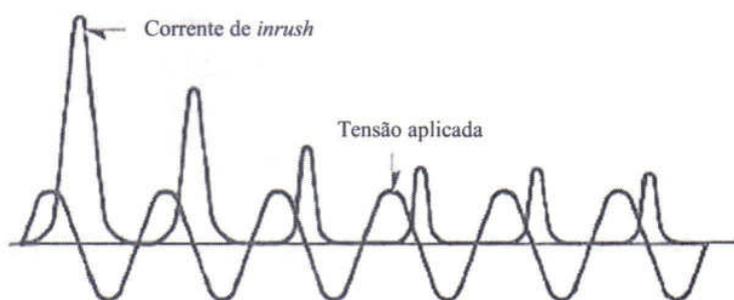


Figura 2.3.2.2 – Típica forma da corrente de *inrush*, mostrando seu decaimento.

(NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*)

A outra componente da corrente de excitação é composta pela parcela ativa que se divide em duas, uma responsável pelas perdas por histerese e outra por perdas de correntes parasitas (correntes de *Foucault*).

As perdas por histereses estão relacionadas à reorganização dos momentos 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 [3].

As perdas por correntes de *Foucault* são correntes que circulam no interior do núcleo do transformador quando este é submetido a um fluxo variante no tempo, provocando perdas por efeito Joule. Estas perdas podem ser reduzidas laminando-se o núcleo do transformador, isolando cada lâmina [3]. Conforme mostra a figura 2.3.2.3, as linhas tracejadas correspondem às correntes de Foucault e as linhas transversais ao fluxo magnético.

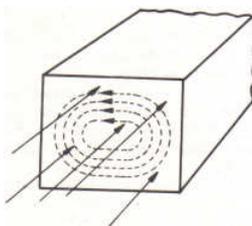


Figura 2.3.2.3 – Estabelecimento das correntes de Foucault num núcleo magnético.  
(OLIVEIRA, J. C., COGO, J. R. e ABREU, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio*)

Em operação normal, com carga no secundário, o primário absorve da alimentação aplicada uma corrente denominada corrente a vazio. Esta corrente pode ser determinada isoladamente quando o transformador está operando em vazio e sua magnitude pode ser da ordem de até 6% da magnitude da corrente nominal desse enrolamento [9]. Desta forma, apesar da existência de uma parcela da excitação do transformador e mais as duas relativas a perdas acima referidas, elas, no conjunto, representam uma pequena parcela em relação à corrente total que alimenta o transformador. Isto ocorre principalmente quando o transformador opera com potências em torno do valor nominal.

### 2.3.3 Polaridade

A marcação da polaridade dos terminais dos enrolamentos de um transformador monofásico indica quais são os terminais positivos e negativos em um determinado

instante, isto é, a relação entre os sentidos momentâneos das fem's nos enrolamentos primário e secundário em relação aos seus ângulos de fase.

A polaridade dos transformadores depende fundamentalmente de como são enrolados as espiras, que podem ter sentido aditivo ou subtrativo. Na polaridade subtrativa não existe defasagem angular entre as tensões primária e secundária resultando em  $0^\circ$ . Na polaridade aditiva a defasagem angular entre as tensões primária e secundária é de  $180^\circ$ . O conhecimento da polaridade é indispensável para a ligação dos transformadores em bancos, operação em paralelo, ligação correta dos instrumentos de medição e proteção [9], etc.

Em um transformador monofásico, os terminais do enrolamento de tensão mais elevada são identificados por  $H_1$  e  $H_0$  enquanto os terminais do enrolamento de tensão mais baixa são identificados por  $X_1$  e  $X_0$ . O índice 1 indica terminal de fase enquanto o índice 0 indica terminal neutro. O sentido da tensão induzida sobre o enrolamento primário ou secundário pode ser identificado por meio do ponto localizado próximo ao terminal de fase. É convencional que o fasor tensão estará apontado para o ponto, como mostrado na 2.3.3.1

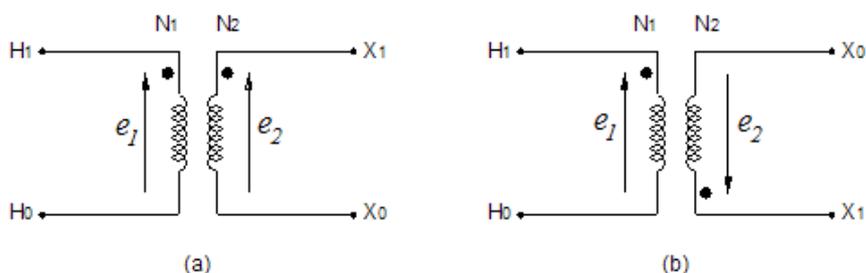


Figura 2.3.3.1 – (a) Nomenclatura dos terminais e marcação da polaridade em um circuito equivalente de um transformador de polaridade subtrativa; (b) nomenclatura dos terminais e marcação da polaridade em um circuito equivalente de um transformador de polaridade aditiva.

## 2.3.4 Circuito Equivalente

De conhecimento das perdas existentes relativas à excitação no núcleo e a influência do fluxo disperso na relação de transformação, é possível montar um circuito equivalente que expresse o comportamento real do transformador, faltando apenas incluir o efeito

das perdas no cobre dos enrolamentos primário e secundário. A figura 2.3.4.1 mostra o circuito equivalente completo.

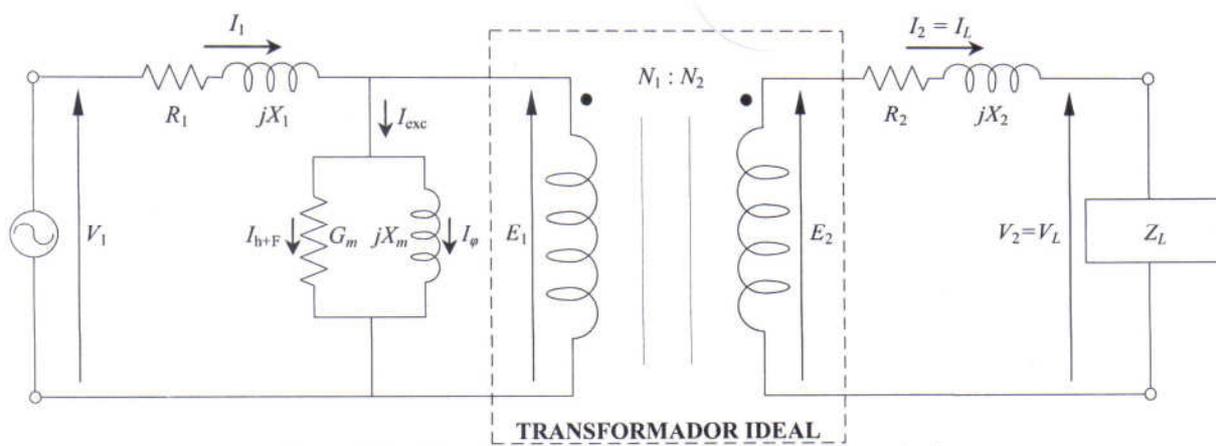


Figura 2.3.4.1 – Circuito equivalente do transformador de potência.

(NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*)

As perdas no cobre, representadas por  $R_1$  e  $R_2$ , são decorrentes do efeito Joule que ocorre nos enrolamentos do transformador ao serem percorridos pelas correntes elétricas e são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente que passa em cada condutor, sendo a potência dissipada por efeito joule dada pela equação 2.3.4.1.

$$P = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 \quad \text{equação 2.3.4.1}$$

$R_1$  e  $R_2$  são resistência em corrente alternada e, portanto, já incorporam o efeito pelicular e o efeito das correntes de Foucault, portanto apresentando valores maiores que os correspondentes à corrente contínua, conforme indicado pela expressão 2.3.4.2 [3], abaixo.

$$R = R_{dc} + R_{pelicular} + R_{Foucault} \quad \text{equação 2.3.4.2}$$

O termo  $R_{dc}$  corresponde à resistência do condutor para corrente contínua (cc).

O termo  $R_{pelicular}$  corresponde ao efeito pelicular que, para corrente alternada, representa o efeito de condução de corrente se concentrando nas regiões periféricas do condutor,

reduzindo a região útil do condutor e, conseqüentemente, aumentando a resistência do mesmo [3].

O termo  $R_{Foucault}$  corresponde à resistência gerada pelas correntes de Foucault dentro dos condutores, como mencionado na seção 2.3.2 [3].

Em série com a resistência dos condutores se apresentam as reatâncias de dispersão  $X_1$  e  $X_2$  do primário e secundário, respectivamente. Conforme citado na seção 2.3.1, o fluxo disperso enlaça os enrolamentos e retorna pelo ar que não apresenta saturação. Sendo assim, o fluxo disperso é diretamente proporcional à corrente do enrolamento e dado por:

$$\varphi_D(t) = \wp Ni(t) \quad \text{equação 2.3.4.2}$$

Da equação 2.3.2, a parcela da tensão induzida  $e(t)$  relativa ao fluxo disperso  $\varphi_D(t)$  fica igual a:

$$e(t) = \wp N^2 \frac{di(t)}{dt} \quad \text{equação 2.3.4.3,}$$

onde,  $\wp$  é a permeância magnética<sup>5</sup> do caminho percorrido pelo fluxo de dispersão, sendo a indutância própria do enrolamento igual a  $L = \wp N^2$  e a reatância de dispersão dada por  $X = 2\pi fL$  [3]. Esta reatância tem mesmo comportamento para os enrolamentos primário e secundário.

Na figura 2.3.4.1 existem ainda um circuito em paralelo com o enrolamento do primário alimentado pela corrente de excitação ( $I_{exc}$ ), chamado de ramo *shunt* ou ramo de magnetização. Este circuito representa as perdas no núcleo do transformador ocasionado pela excitação do mesmo, como já explicado na seção 2.3.2. Este circuito é composto de uma condutância ( $G_m$ ) e uma reatância de magnetização ( $X_m$ ) em paralelo. Estes dois

---

<sup>5</sup> Permeância magnética corresponde ao inverso da relutância magnética.

elementos permitem a representação do circuito equivalente de um transformador com os enrolamentos primário e secundário ideais.

A condutância ( $G_m$ ) representa as perdas no núcleo do transformador provocadas por histereses e correntes de Foucault. Essas perdas são geralmente chamadas de perdas no ferro, no núcleo, ou em vazio e ocorrem independente de o transformador estar ou não sob carga.

A reatância de magnetização ( $X_m$ ) corresponde ao indutor indicado que é responsável pelo estabelecimento do fluxo magnético no núcleo do transformador e resulta no atraso da corrente de excitação por  $90^\circ$  em relação à tensão.

## 2.4 Ensaios de Curto-Circuito e Circuito Aberto

Os ensaios de curto-circuito e em vazio fornecem dados importantes para determinar os parâmetros do circuito equivalente, como: a corrente a vazio que corresponde à corrente de excitação ( $I_{exc}$ ), as perdas no núcleo (histerese e Foucault), a relação de transformação, os parâmetros do ramo de magnetização ( $X_m$  e  $G_m$ ), as resistências e reatâncias dos enrolamentos ( $R_1$ ,  $R_2$ ,  $X_1$  e  $X_2$ ) e as perdas no cobre [6].

O ensaio em vazio recebe este nome por ser realizado com um dos enrolamentos em aberto, dando-se prioridade ao enrolamento com maior nível de tensão para ficar aberto a fim de garantir maior segurança aos operadores e utilização de instrumentos de medição para tensões menores. Para realização do mesmo são necessários um voltímetro (V), um amperímetro (A) e um wattímetro (W), montados conforme o circuito da figura 2.4.1.

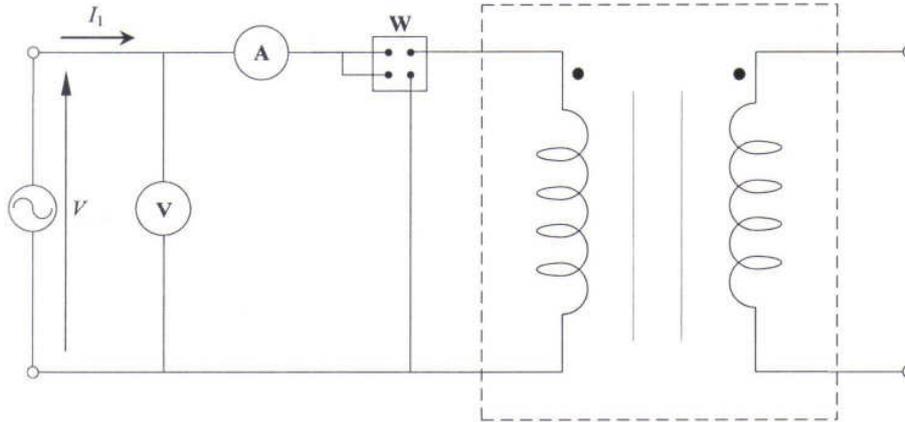


Figura 2.4.1 – Montagem dos instrumentos para ensaio de curto aberto.

(NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*)

Através dos instrumentos de medição utilizados são coletadas informações sobre a tensão aplicada ( $V$ ), a corrente do circuito ( $I_1$ ) que corresponde à corrente de excitação ( $I_{exc}$ ) e a potência ( $P$ ) que o circuito está absorvendo, correspondente as perdas por histerese e Foucault. Com estes dados, é possível calcular  $G_m$  e  $X_m$  através das equações abaixo [3].

$$R_m = \frac{V^2}{P} \quad \text{equação 2.4.1}$$

$$G_m = \frac{1}{R_m} \quad \text{equação 2.4.2}$$

$$|Z_m| = \frac{V}{I_1} \quad \text{equação 2.4.3}$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{|Z_m|}\right)^2 - \left(\frac{1}{R_m}\right)^2}} \quad \text{equação 2.4.4}$$

onde,

$R_m$  = resistência do ramo de magnetização

$Z_m$  = impedância do ramo de magnetização

Com os valores de tensão ( $V$ ) e corrente ( $I_1$ ), é possível calcular, também, o fator de potência ( $FP$ ) do circuito.

$$FP = \cos \theta = \frac{P}{VI_1} \quad \text{equação 2.4.5}$$

Pode se obter, também, a relação de transformação pela leitura direta das tensões terminais dos enrolamentos do primário e secundário, visto que a corrente  $I_1$  é pequena e, conseqüentemente, a queda de tensão do enrolamento primário pode ser desprezada.

O ensaio de curto-circuito recebe este nome por ser realizado com um dos enrolamentos curto-circuitado, dando prioridade para o curto no circuito de menor nível de corrente, quando se tratando de transformadores de alta potência. Deve-se ficar atento também aos níveis de tensão dos enrolamentos para aumento da segurança dos operadores, realizando as ligações com a fonte de alimentação desconectada [3]. Para realização do mesmo são necessários voltímetros ( $V$ ), amperímetros ( $A$ ) e um wattímetro ( $W$ ), montados conforme o circuito da figura 2.4.2.

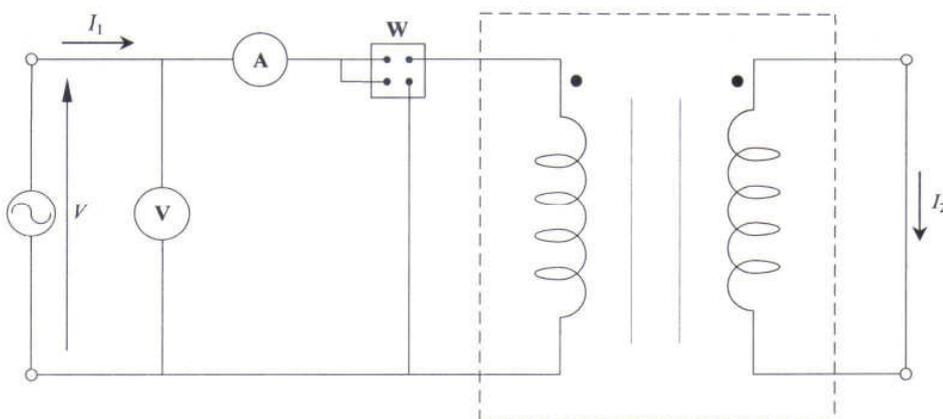


Figura 2.4.2 – Montagem dos instrumentos para ensaio de curto-circuito.

(NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*)

A única diferença entre as figuras 2.4.1 e 2.4.2 é o enrolamento secundário curto-circuitado. Desta forma, a corrente que circulará pelos enrolamentos é muito maior que

a corrente de excitação, podendo esta ser desprezada neste ensaio, considerando somente um circuito série formado pelas resistências  $R_1$  e  $R_2$  e as reatâncias  $X_1$  e  $X_2$ . Assim, ajusta-se a tensão de forma a obter a corrente nominal ( $I_1$ ), faz-se as leituras nos medidores e calculam-se os parâmetros  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $X_1$  e  $X_2$  através das equações abaixo [3]:

$$|Z_{eq}| = \frac{V}{I_1} \quad \text{equação 2.4.6}$$

$$R_{eq} = \frac{P}{I_1^2} \quad \text{equação 2.4.7}$$

$$X_{eq} = \sqrt{|Z_{eq}|^2 - R_{eq}^2} \quad \text{equação 2.4.8}$$

onde,

$Z_{eq}$  = impedância equivalente do circuito série

$R_{eq}$  = resistência equivalente entre  $R_1$  e  $R_2$

$X_{eq}$  = reatância equivalente entre  $X_1$  e  $X_2$

Para determinar a resistência e a reatância de cada um dos enrolamentos, pode-se assumir que  $R_1 = R_2' = 0,5R_{eq}$  e  $X_1 = X_2' = 0,5X_{eq}$ , sendo os valores de  $R_2$  e  $X_2$  referido ao lado primário [3].

A potência ( $P$ ) absorvida neste circuito corresponde às perdas por efeito Joule nos cabos condutores que formam os enrolamentos primário e secundário, chamadas de perdas no cobre. Considera-se que a corrente de excitação é desprezível para este circuito.

O fator de potência também pode ser determinado a partir dos valores medidos no ensaio de curto-circuito.

$$FP = \cos \theta = \frac{P}{VI_1} \quad \text{equação 2.4.9.}$$

## 2.5 Regulação

A regulação de tensão em máquinas elétricas corresponde à variação de tensão em seus terminais devido à passagem do regime a vazio para o regime em carga. No caso do transformador, a regulação mede a variação de tensão nos terminais do secundário para a mudança de operação a vazio para operação em carga, sendo considerado como boa para variações pequenas [6]. A regulação é dada pela equação abaixo.

$$REG(\%) = \frac{V_2^{vazio} - V_2^{carga}}{V_2^{carga}} * 100 \quad \text{equação 2.5.1}$$

onde,

$V_2^{vazio}$  = tensão no secundário a vazio

$V_2^{carga}$  = tensão no secundário à plena carga

Podendo ser representado em função da tensão de alimentação ( $V_1$ ), conforme abaixo:

$$REG(\%) = \frac{\left(\frac{V_1}{\alpha}\right)^{vazio} - V_2^{carga}}{V_2^{carga}} * 100 \quad \text{equação 2.5.2}$$

A regulação depende da impedância equivalente do transformador e da impedância e do fator de potência da carga. A impedância equivalente corresponde principalmente à impedância série formada por uma reatância e uma pequena resistência inerente ao condutor. O valor da reatância pode ser aumentado ou diminuído conforme aspectos construtivos que contribuirão para o valor da reatância de dispersão. Os valores desejados são definidos em consideração a duas restrições de efeitos opostos: limitar as correntes de curto-circuito, mas sem resultar em problema maior de regulação de tensão.

O fator de potência da carga pode apresentar valores positivos, negativos ou zero, mudando a intensidade de seu efeito sobre a regulação. Cargas indutivas resultam em valores de regulação positivos, ou seja, o valor da tensão no secundário do transforma-

dor é menor quando operando em carga do que a vazio. Já para cargas capacitivas maiores irá apresentar valores negativos. Isto significa que as “quedas” de tensão na impedância do transformador contribuem para o aumento ou redução da tensão no secundário em relação à aplicada ao primário [6]. A figura 2.5.1 mostra o gráfico da regulação em função do fator de potência.

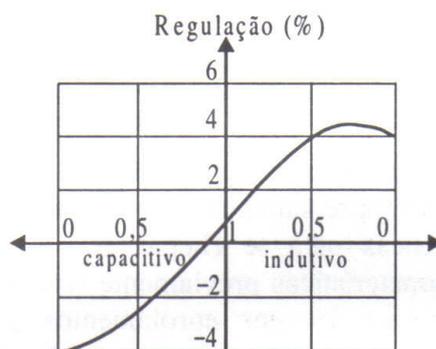


Figura 2.4.2 – Gráfico Regulação x Fator de Potência.  
(JORDÃO, R. G. *Transformadores*)

## 2.6 Rendimento

O rendimento de um transformador corresponde à relação entre a potência ativa entregue a carga, chamada de potência de saída ( $P_{saída}$ ), e a potência ativa entregue ao transformador por uma fonte alimentadora, chamada de potência de entrada ( $P_{entrada}$ ). A relação referida é dada pela equação abaixo.

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} \quad \text{equação 2.6.1}$$

A potência de entrada pode ser definida em relação à potência de saída como:

$$P_{entrada} = P_{saída} + P_{perdas} \quad \text{equação 2.6.2}$$

As perdas ( $P_{perdas}$ ) no transformador, conforme explicadas nas seções anteriores, são indicadas a seguir: perdas nos enrolamentos (perdas no cobre -  $P_c$ ), no núcleo (histerese e Foucault -  $P_n$ ) e perdas adicionais (dependem da construção e regime de funciona-

mento -  $P_a$ ), sendo esta última da ordem de 15% a 20% das perdas no núcleo [9]. Substituindo na equação 2.6.1, temos:

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + P_c + 1,2P_n} \quad \text{equação 2.6.2}$$

Sendo assim, para determinar o rendimento de um transformador, basta medir a potência no secundário, a corrente no secundário, ter conhecimento dos parâmetros do circuito equivalente e das perdas no cobre e no núcleo. Assim, pode-se determinar o rendimento pela equação 2.6.2. Segundo a ABNT, o rendimento fornecido pelo fabricante deve-se referir às condições nominais de corrente, tensão e carga indutiva [9].

O alto rendimento é sempre desejado e este deve ocorrer no ponto de funcionamento onde o transformador permaneça a maior parte do tempo. Para transformadores de força instalados nas subestações, devido ao seu funcionamento quase que constantemente próximo à potência nominal, o ponto com alto rendimento é em potência nominal. Para transformadores de distribuição, no qual grande parte do tempo se encontra em subcarga, deseja-se que o alto rendimento seja no ponto de maior período de operação. A figura 2.6.1 mostra a curva característica de um transformador de distribuição onde, neste caso, o maior período de operação corresponde à metade da potência nominal [9].

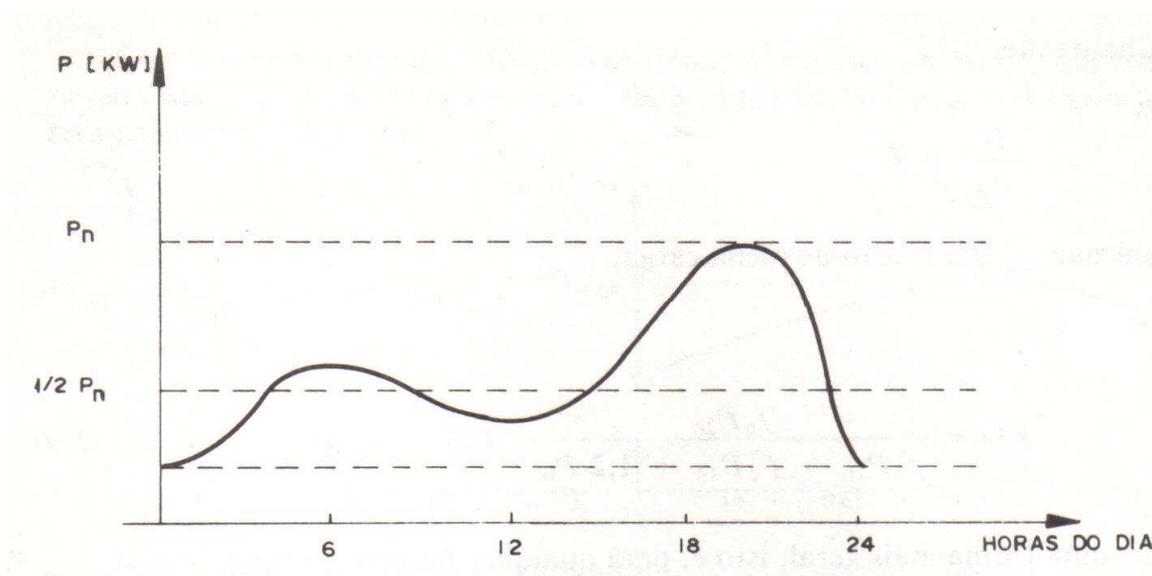


Figura 2.4.2 – Curva de Carga de um Transformador de Distribuição.  
(Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio*.)

### **3 Principais Tipos de Ligações de Transformadores de Potência**

Na seção 2 foi apresentado o transformador monofásico, as relações e as equações que regem seu funcionamento. Nesta seção serão apresentados os principais tipos de ligações entre transformadores monofásicos de forma a poderem operar em sistemas polifásico, do ponto de vista de sua aplicação em sistemas de potência e distribuição. Apesar da possibilidade de ser construir transformadores que operem em sistemas com mais de três fases, este capítulo se limitará ao estudo de transformadores em sistemas trifásico. Desta forma, transformadores trifásicos e bifásicos podem ser obtidos do agrupamento de módulos de transformadores monofásicos, chamados de bancos de transformadores ou podem ser construídos em um único módulo (tanque) que contenham os três transformadores conectados internamente, chamados de transformadores trifásicos. Nas seções seguintes, as principais características das ligações de transformadores em sistemas polifásicos serão mostradas.

#### **3.1 Transformadores Trifásicos**

O transformador trifásico é composto por uma única módulo (tanque e núcleo), onde se encontram todos os enrolamentos das três fases conectados dentro de um mesmo equipamento, muito usual pela sua economia e redução de perdas, em relação a um banco de transformadores monofásicos. Entre as principais ligações utilizadas entre os enrolamentos dos transformadores utilizados nos sistemas elétricos de potência encontram-se as ligações estrela (Y), delta ( $\Delta$ ) e zigzag (Z). Nas próximas seções serão apresentados as principais características dessas ligações.

Apesar do objetivo do estudo desta seção ser a apresentação dos tipos de ligações elétricas empregadas nos transformadores, existe um aspecto construtivo que pode influenciar no desempenho dos transformadores trifásicos e que corresponde ao tipo do núcleo ferromagnético, na forma de núcleo envolvido ou de núcleo envolvente. A figura 3.1 (a,b,c,d,e) mostra o desenvolvimento de um transformador trifásico de núcleo envolvido a partir de três transformadores monofásicos.

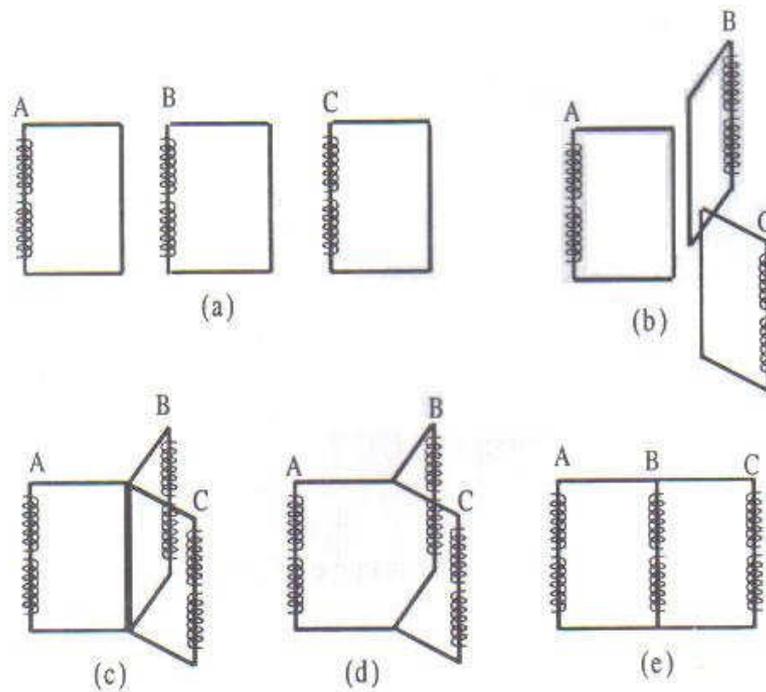


Figura 3.1 – Formação de um transformador trifásico de núcleo envolvido. (a) Enrolamentos dos transformadores monofásicos. (b) Agrupamento dos três enrolamentos monofásicos. (c) Junção dos três enrolamentos monofásicos em uma única coluna central. (d) Esquema de um transformador trifásico sem a coluna central. (e) Esquema de um transformador trifásico alinhado em um mesmo plano. (JORDÃO, R. G. *Transformadores*)

Note que na figura 3.1 (a) corresponde a três módulos monofásicos que, em 3.1 (b) são agrupados para formar na figura 3.1(c) um transformador trifásico com um único núcleo resultante da fusão de três monofásicos. Como o sistema elétrico gera, a princípio, tensões trifásicas senoidais e simétricas, deste modo os fluxos nos núcleos dos transformadores permanecem senoidalmente variáveis, com o mesmo valor máximo por fase e com defasagem de  $120^\circ$  entre fases. Conseqüentemente, o fluxo resultante na coluna central da figura 3.1(c) é nulo, podendo a coluna central ser retirada do núcleo do transformador, conforme mostra a figura 3.1(d). Pode ainda simplificar a construção, adotando-se o arranjo alinhado da figura 3.1(e) [6]. Pode-se ainda considerar, a partir da figura 3.1(e) a adição de uma quarta coluna alinhada para o retorno do fluxo de seqüência zero. A figura 3.2 mostra o esquema de um transformador de núcleo envolvido com alinhamento das três colunas e a foto de uma etapa da fabricação de um transformador com essa característica.

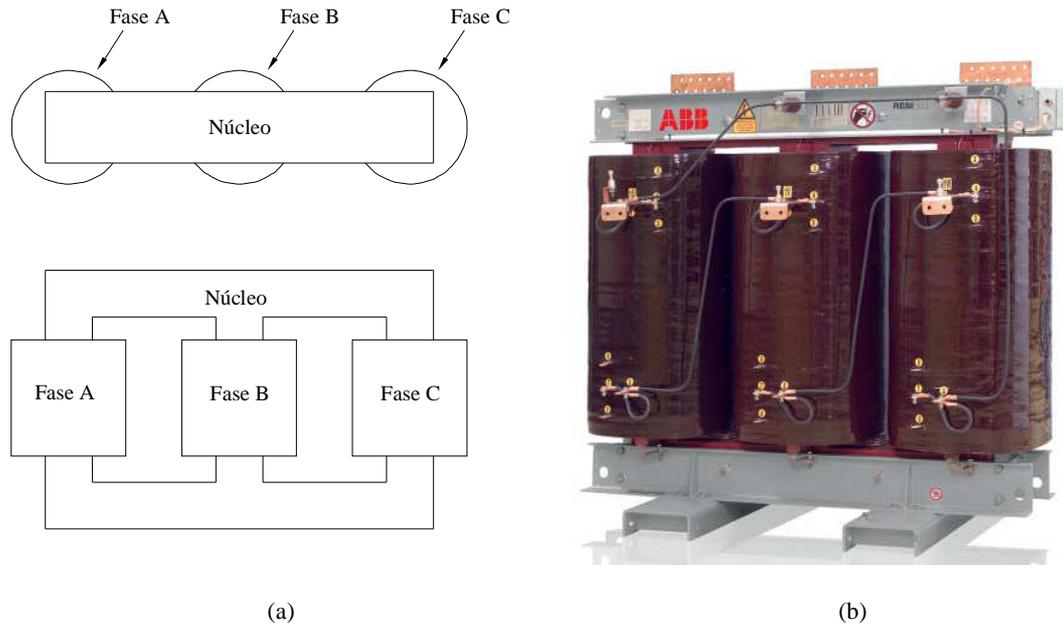


Figura 3.2 – (a) Esquema de um transformador de núcleo envolvido. (b) Montagem de um transformador de núcleo envolvido ([www.abb.com/transformers](http://www.abb.com/transformers)).

A retirada da coluna central resulta em apreciável economia de ferro, com conseqüente redução das perdas e possível supressão de harmônicos oriundo das correntes magnetizantes. A supressão de fluxos de seqüência zero destes harmônicos ocorre quando os fluxos estiverem em fase no tempo e oposição no espaço, se anulando entre si, fato que ocorre em sistemas perfeitamente simétricos. Porém, fracas intensidades destes fluxos são estabelecidas através do espaço de ar à volta dos enrolamentos que são reduzidas pelas elevadas relutância do ar. Assim, o alinhamento das três colunas introduz pequena assimetria no circuito magnético, causando pequeno desequilíbrio nas correntes magnetizantes dos transformadores trifásicos. Desta forma, os fluxos concatenados por uma fase têm que se concatenar, nem que parcialmente, com o fluxo das outras fases. Nesta configuração o transformador é chamado de transformador de fluxo concatenado [6].

Outra opção adotada é a construção de núcleos com cinco colunas, conforme mostra a figura 3.3, mudando seu arranjo para de núcleo envolvente. Este arranjo permite independência entre os fluxos dos três transformadores, chamado de transformadores de fluxos livres. Assim, quando submetido a condições de trabalho que envolva sistemas desequilibrados e com presença de harmônicos de correntes magnetizantes haverá caminho independente para os fluxos respectivos de seqüência zero (no anexo A é

mostrado a definição de componentes de seqüência em sistemas trifásicos). Esta propriedade de independência dos fluxos magnéticos dos transformadores trifásicos de núcleo envolvente também se apresentada em bancos de três transformadores monofásicos [6] que será mostrado na seção 3.2.

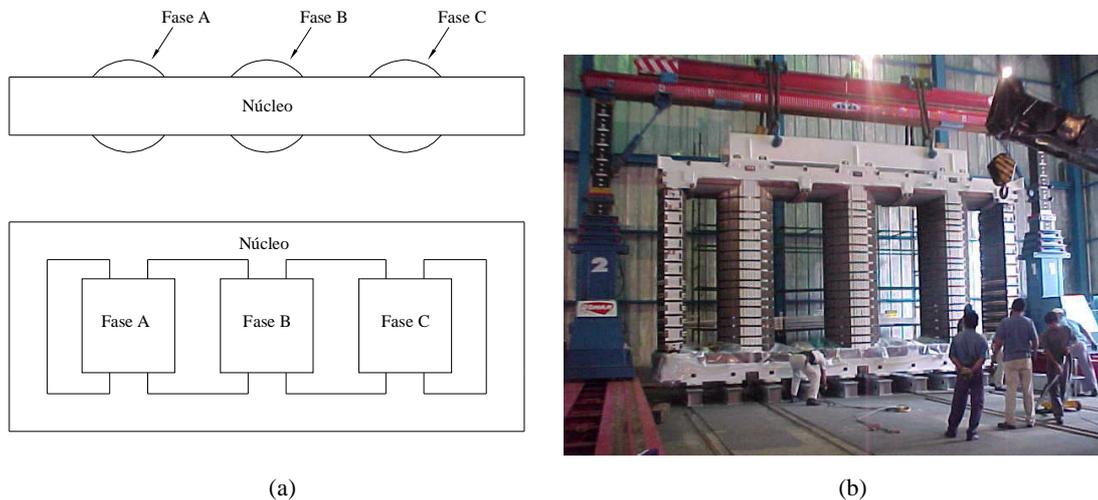


Figura 3.3 – (a) Esquema de um transformador de núcleo envolvente. (b) Montagem de um transformado e de núcleo envolvente ([www.abb.com/transformers](http://www.abb.com/transformers)).

### 3.1.1 Ligação estrela-estrela (Y-Y)

A ligação estrela-estrela (Y-Y) pode ser representada como três transformadores monofásicos conectados conforme a figura 3.1.1.1 abaixo, obtendo as seguintes relações entre as tensões e correntes.

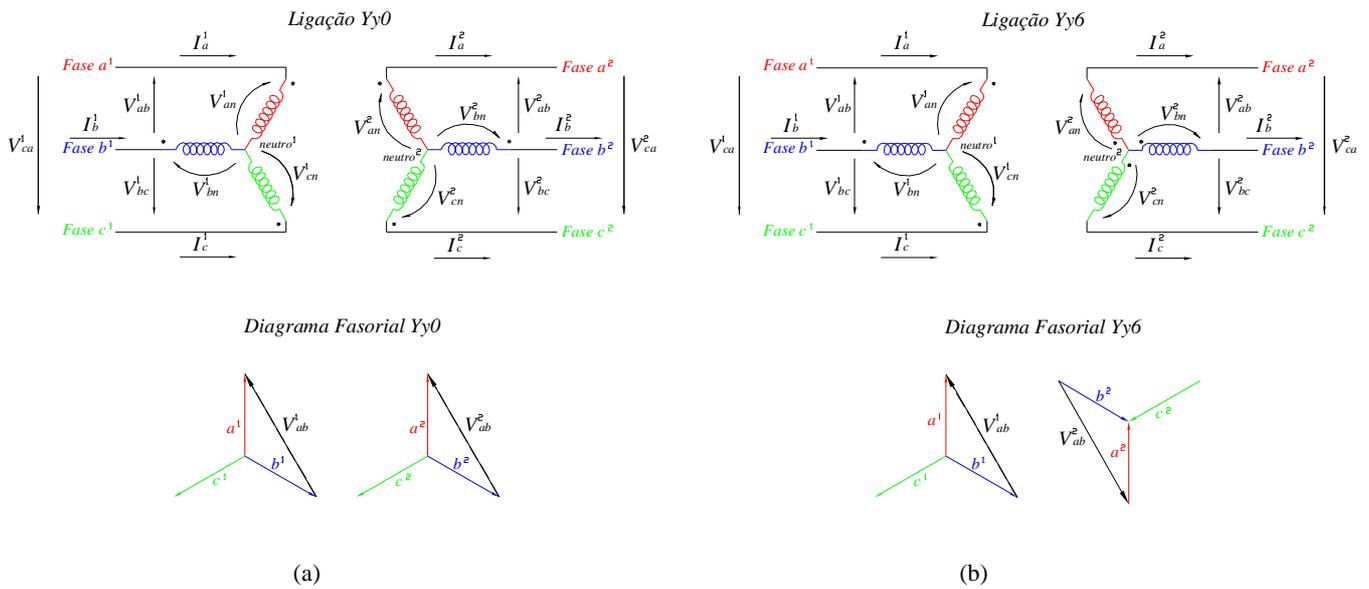


Figura 3.1.1.1 – Esquema de ligação Y-Y com sua nomenclatura dada pela norma NBR 5356:2007. (a) ligação Y-Y com defasagem angular de 0°. (b) ligação Y-Y com defasagem angular de 180°.

Para um sistema equilibrado, as relações de tensões fase-neutro e de linha (fase-fase) das três fases são [1]:

$$\frac{V_{an}^1}{V_{an}^2} = \frac{V_{bn}^1}{V_{bn}^2} = \frac{V_{cn}^1}{V_{cn}^2} = \alpha \quad \text{equação 3.1.1.1}$$

$$\frac{V_{ab}^1}{V_{ab}^2} = \frac{V_{bc}^1}{V_{bc}^2} = \frac{V_{ca}^1}{V_{ca}^2} = \frac{\sqrt{3}V_{Fn}^1}{\sqrt{3}V_{Fn}^2} = \alpha \quad \text{equação 3.1.1.2}$$

As correntes apresentam as seguintes relações [1]:

$$\frac{I_a^1}{I_a^2} = \frac{I_b^1}{I_b^2} = \frac{I_c^1}{I_c^2} = \frac{1}{\alpha} \quad \text{equação 3.1.1.3}$$

Na ligação Y-Y, a transformação entre as tensões e correntes de fase e linha entre o circuito primário e o secundário podem estar 180° defasadas ou sem defasagem (0° de defasagem) dependendo da polaridade da ligação adotada e a corrente que circula na fase corresponde à corrente de linha do sistema, conforme mostra a figura 3.1.1.1.

Este tipo de ligação pode apresentar distorções nas tensões dos enrolamentos causadas pelas correntes de terceiro harmônico, geradas pelas correntes magnetizantes do transformador e por correntes desbalanceadas [3].

O problema de correntes de terceiro harmônico não cria tanta influência em transformadores monofásicos, mas em transformadores trifásicos que operam em sistemas simétricos com defasagem das correntes de  $120^\circ$  entre si, as componentes harmônicas de seqüência positiva e negativa se anulam devido à simetria. Já as correntes de seqüência zero se apresentam em fase, se somando e tornando-se representativa, podendo causar sobretensões nos enrolamentos, quando operando à plena carga [3] e [6]. Para solucionar este problema, pode-se aterrar o ponto comum das conexões das fases, chamado de neutro ou usar um transformador com enrolamento terciário conectado em delta ( $\Delta$ ). Esta configuração será apresentada na seção 3.1.2.

O aterramento do neutro da ligação estrela tem a finalidade de criar um caminho para circular as correntes de terceiro harmônico (e outros harmônicos presentes em sistemas nos quais suas influências não são predominantes), correntes oriundas de cargas desequilibradas e correntes de falta. No entanto, para a corrente ser drenada pelo neutro do primário é necessário que o neutro da fonte geradora esteja aterrado, criando um circuito fechado. Da mesma forma, para que o aterramento do neutro secundário funcione, é necessário que as cargas estejam aterradas, criando novamente um caminho fechado para estas correntes. Assim, as correntes magnetizantes podem encerrar todas as componentes harmônicas necessárias para manter mais senoidais os fluxos nos núcleos dos transformadores e conseqüentemente mantêm mais senoidais as tensões induzidas [6]. A figura 3.1.1.2 mostra a conexão do aterramento no ponto neutro do primário e secundário, sendo as correntes presentes nos circuitos decompostas em suas componentes de seqüência positiva (1), negativa (2) e zero (0).

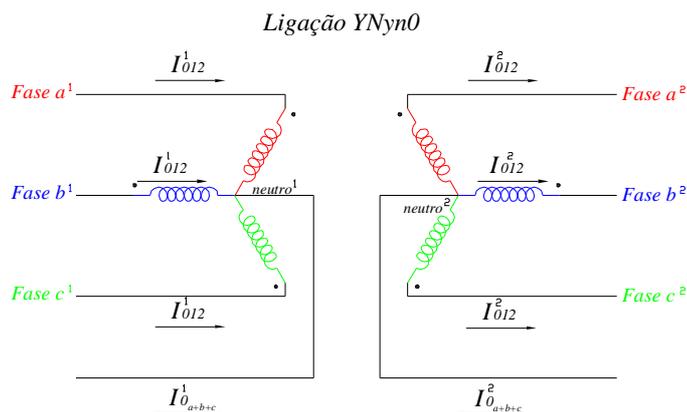


Figura 3.1.1.2 – Esquema de ligação Y-Y com o neutro primário e secundário aterrado e com sua nomenclatura dada pela norma NBR 5356:2007.

O aterramento dos neutros possibilita também que transformadores alimentados com fontes trifásicas equilibradas e suprindo energia para cargas desbalanceadas apresente tensões, no secundário, praticamente equilibradas. Esta propriedade pode ser estendida a transformadores somente com o neutro do primário aterrado ou do secundário aterrado, desta forma estabilizando o neutro do transformador e eliminando as distorções causadas pelos terceiro harmônico das correntes magnetizantes. Entretanto, em caso de corrente de falta de curto-circuito fase-terra, só aparecerá corrente de seqüência zero induzida em ambos os lados, na existência de aterramento de ambos os neutros, primário e secundário [6].

Uma das vantagens da ligação em Y-Y é apresentar módulo de tensão nas fases do transformador de  $1/\sqrt{3}$  ou 58% da tensão de linha (tensões entre fases), com o neutro aterrado. Desta forma, para as mesmas potências e tensões nominais, quando comparada à ligação em delta ( $\Delta$ ) a ligação em Y requer menos espiras por fase, mas com maiores seções de condutor, sendo recomendável para tensões elevadas e para transformadores de potência relativamente pequena [6]. Outra vantagem do emprego da ligação em Y-Y é a possibilidade de ser ligado como autotransformador, desde que sejam preservados os níveis de isolamento do equipamento original, possibilitando grande economia [3].

Um problema que pode ocorrer com este tipo de ligação é a reatância de magnetização entrar em ressonância com a capacitância fase-terra da linha e gerar sobretensões internas no transformador de até 5 vezes a tensão nominal [3]. Este fenômeno é conhecido como

ferrorressonância, de características transitórias devido a não linearidade do material do núcleo e ocorrem com mais frequência em transformadores de instrumentação. Em transformadores de potência pode gerar problemas na sua energização e em transformadores não aterrados [11].

Em ligações Y-Y não aterrado, um curto-circuito fase-terra fará com que as tensões das outras fases se elevem em  $\sqrt{3}$  vezes, ou 173% da tensão fase-neutro, aumentando a excitação do núcleo e suas perdas. A falta de aterramento do neutro também não permite a identificação de faltas para terra pelo sistema de proteção. Porém, o aterramento do neutro pode gerar elevadas correntes de curto-circuito fase-terra, sendo atenuadas através do uso de impedâncias de aterramentos, que podem ser resistivas ou reativas. O aterramento realizado nos neutros do primário e secundário do transformador também pode provocar a atuação da proteção do primário quando a falta ocorrer no secundário e vice-versa, o que é indesejável [3].

### **3.1.2 Ligação delta-delta ( $\Delta$ - $\Delta$ )**

A ligação delta-delta pode ser representada também como três transformadores monofásicos conectados conforme a figura 3.1.2.1 abaixo, obtendo as seguintes relações entre as tensões e correntes. Onde as tensões de linha do primário são transformadas em tensões de linha do secundário sem defasagem angular ou com defasagem de  $180^\circ$  dependendo da polaridade das ligações.

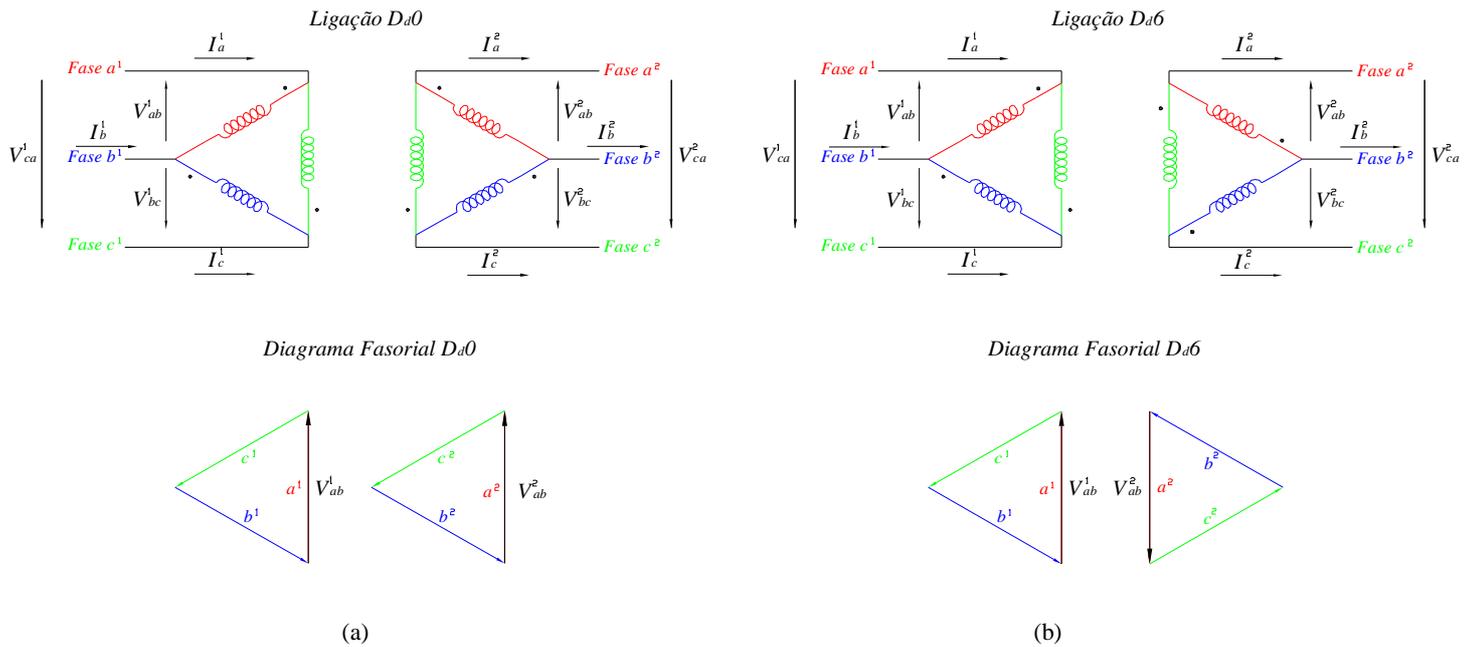


Figura 3.1.2.1 – Esquema de ligação  $\Delta$ - $\Delta$  com sua nomenclatura dada pela norma NBR 5356:2007. (a) ligação  $\Delta$ - $\Delta$  com defasagem angular de  $0^\circ$ . (b) ligação  $\Delta$ - $\Delta$  com defasagem angular de  $180^\circ$ .

Desta forma, para um sistema equilibrado, as relações das tensões e correntes são [1]:

$$\frac{V_{ab}^1}{V_{ab}^2} = \frac{V_{bc}^1}{V_{bc}^2} = \frac{V_{ca}^1}{V_{ca}^2} = \alpha \quad \text{equação 3.1.2.1}$$

$$\frac{I_a^1}{I_a^2} = \frac{I_b^1}{I_b^2} = \frac{I_c^1}{I_c^2} = \frac{1}{\alpha} \quad \text{equação 3.1.2.1}$$

A configuração em delta não apresenta um ponto comum aos três enrolamentos para um possível aterramento, não havendo caminho físico para as correntes de seqüência zero da frequência fundamental em caso de falta para a terra e, conseqüentemente, não permitindo o uso de proteção para o mesmo. Entretanto, sua disposição cria um caminho fechado entre as três fases para as correntes de terceiro harmônico oriundo das correntes magnetizantes [6]. A figura 3.1.2.2 mostra o caminho percorrido pela corrente de seqüência zero.

*Ligação Da0 para componentes de seqüência das correntes*

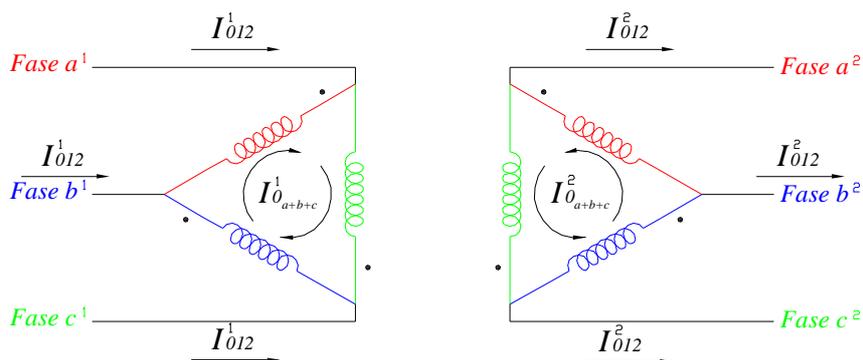


Figura 3.1.2.2 – Esquema de ligação  $\Delta$ - $\Delta$  para componentes de seqüência das correntes e com sua nomenclatura dada pela norma NBR 5356:2007.

O fato da excitação de cada uma das fases das ligações em delta ser independente da excitação das duas restantes, aliado à inexistência de fases em série, característico da ligação em Y, torna o equilíbrio das tensões induzidas pouco influenciado pelas características de excitações diferentes das fases (caso de bancos de transformadores), mesmo com secundário alimentando cargas desbalanceadas [6].

Outra vantagem da ligação  $\Delta$ - $\Delta$  é a possibilidade de manter a operação trifásica mesmo sem uma das fases, na seção 3.2 será apresentado este método.

A ligação  $\Delta$ - $\Delta$  é característica de transformadores com tensões mais baixas, apresentando um número maior de espiras por fase com condutores de menor seção, visto que suas fases reduzem-se a  $1/\sqrt{3}$  das correntes na linha [6].

A ligação  $\Delta$ - $\Delta$  tem como desvantagem a inexistência de um neutro real, impossibilitando a identificação das faltas fase-terra e quando adotado requer que os equipamentos instalados nas fases (entre fase e terra) tenham isolamento para tensões fase-fase, pois na queda de uma das fases para terra estes equipamentos estarão submetidos à tensão fase-fase.

### 3.1.3 Ligação estrela-delta (Y-Δ)

A ligação estrela-delta apresenta as características da ligação estrela e da ligação delta e seu esquema de ligação corresponde à ligação Y do lado primário e Δ no lado secundário. A figura 3.1.3.1 mostra o esquema da ligação Y-Δ e suas respectivas relações de tensões e correntes.

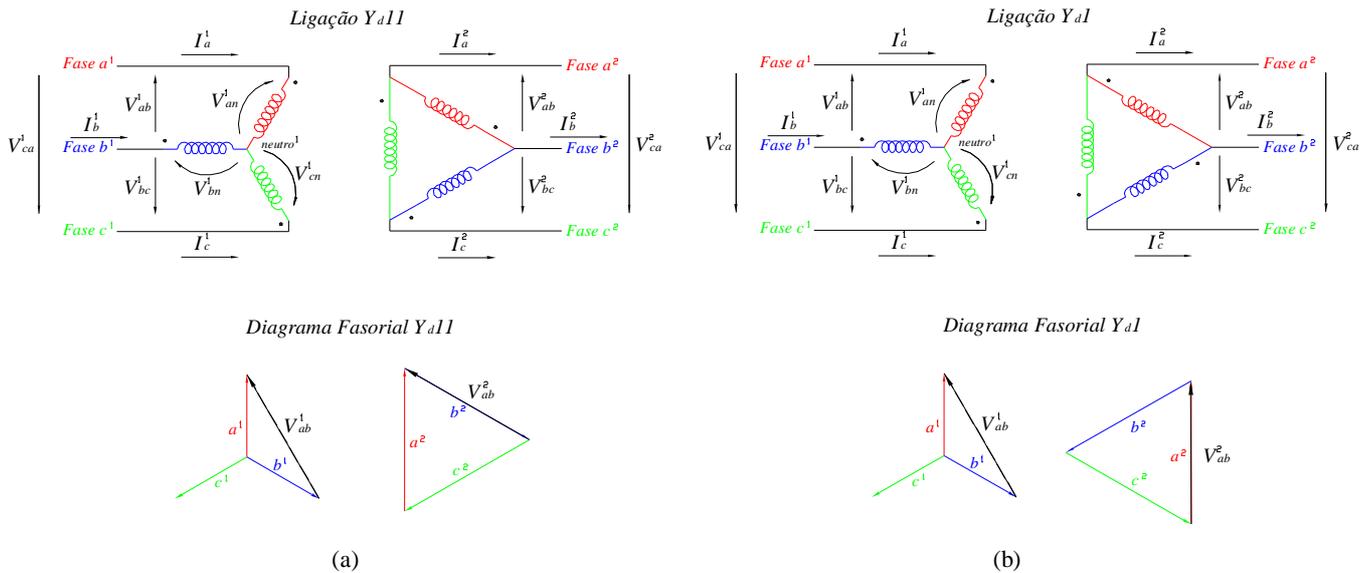


Figura 3.1.3.1 – Esquema de ligação Y-Δ com sua nomenclatura dada pela norma NBR 5356:2007. (a) ligação Y-Δ com defasagem angular de 30°. (b) ligação Y-Δ com defasagem angular de -30°.

De acordo com a figura 3.1.3.1, as relações entre as tensões e as correntes não dependem somente da relação de espiras, mas também da relação entre as tensões de linha e as tensões de fases, igualmente para as correntes. As relações de tensões e correntes são dadas pelas equações abaixo [1]:

$$\frac{V_{ab}^1}{V_{ab}^2} = \frac{V_{bc}^1}{V_{bc}^2} = \frac{V_{ca}^1}{V_{ca}^2} = \sqrt{3}\alpha \quad \text{equação 3.1.3.1}$$

$$\frac{V_{an}^1}{V_{ab}^2} = \frac{V_{bn}^1}{V_{bc}^2} = \frac{V_{cn}^1}{V_{ca}^2} = \alpha \quad \text{equação 3.1.3.2}$$

$$\frac{I_a^1}{I_a^2} = \frac{I_b^1}{I_b^2} = \frac{I_c^1}{I_c^2} = \frac{1}{\sqrt{3}\alpha} \quad \text{equação 3.1.3.3}$$

$$\frac{I_a^1}{I_{ab}^2} = \frac{I_b^1}{I_{bc}^2} = \frac{I_c^1}{I_{ca}^2} = \frac{1}{\alpha} \quad \text{equação 3.1.3.4}$$

Uma característica importante neste tipo de ligação é a defasagem angular entre o primário e secundário de  $30^\circ$ , que pode ser adiantada ( $+30^\circ$ ) ou atrasada ( $-30^\circ$ ) em relação à tensão e corrente no primário. Para a seqüência de fases positiva (A-B-C), as tensões e correntes do secundário estarão atrasadas em relação ao primário, mas se dois cabos condutores forem permutados no primário ou no secundário, produzindo a seqüência negativa (C-B-A), as tensões e correntes do secundário estarão adiantadas em relação ao primário [3]. A defasagem também pode ser determinada pela polaridade das ligações, podendo desta forma com um sistema em seqüência positiva estarem às tensões e correntes do secundário adiantadas com relação ao primário e em um sistema em seqüência negativa estarem as tensões e correntes do secundário atrasadas com relação ao primário. Na figura 3.1.3.1 são indicadas as polaridades e mostrados os diagramas fasoriais para as duas situações.

A ligação Y- $\Delta$  une as vantagens da ligação em Y e da ligação em  $\Delta$ , havendo desta forma caminho fechado através da ligação em  $\Delta$  para as correntes harmônicas oriundas de correntes magnetizantes, independente de haver aterramento do neutro da ligação Y. Porém, em casos de correntes desbalanceadas devido à faltas para a terra somente existirão corrente de seqüência zero se o neutro estiver aterrado e aparecerão somente no circuito primário. O uso da ligação do secundário em  $\Delta$  proporcionará isolamento elétrico entre o neutro do primário e o secundário, já que não existe no secundário neutro aparente. Este efeito é importante para a coordenação de proteção [3] e [6]. A figura 3.1.3.2 mostra o caminho percorrido pelas componentes de seqüência das correntes.

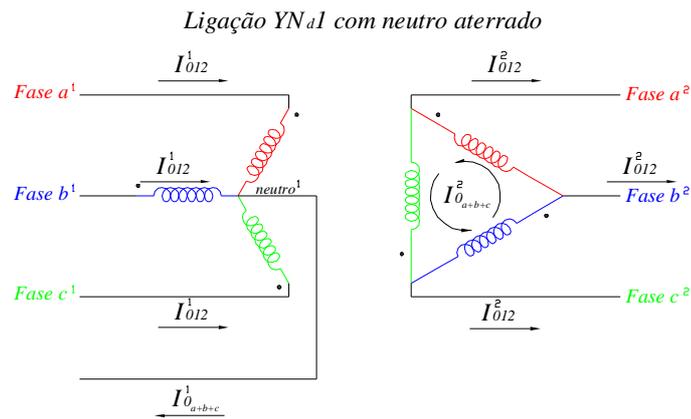


Figura 3.1.3.2 – Esquema de ligação Y-Δ para componentes de seqüência das correntes e com sua nomenclatura dada pela norma NBR 5356:2007.

A ligação Y-Δ é indicada para sistemas abaixadores, devido às características da ligação em Y no primário, vantajosa para tensões elevadas, e a ligação em Δ delta no secundário, vantajosa para ligações em tensões baixas e correntes elevadas, quando não é requerido o aterramento no lado secundário [6].

### 3.1.4 Ligação delta-estrela (Δ-Y)

A ligação Δ-Y apresenta as mesmas características da ligação em Y-Δ, com a grande diferença da ligação Δ está no primário e a ligação em Y no secundário, desta forma as relações de tensão e corrente são [1]:

$$\frac{V_{ab}^1}{V_{ab}^2} = \frac{V_{bc}^1}{V_{bc}^2} = \frac{V_{ca}^1}{V_{ca}^2} = \frac{\alpha}{\sqrt{3}} \quad \text{equação 3.1.4.1}$$

$$\frac{V_{ab}^1}{V_{an}^2} = \frac{V_{bc}^1}{V_{bn}^2} = \frac{V_{ca}^1}{V_{cn}^2} = \alpha \quad \text{equação 3.1.4.2}$$

$$\frac{I_a^1}{I_a^2} = \frac{I_b^1}{I_b^2} = \frac{I_c^1}{I_c^2} = \frac{\sqrt{3}}{\alpha} \quad \text{equação 3.1.4.3}$$

Como a ordem ligação  $\Delta$  e Y trocadas, a defasagem angular se mantém a mesma da ligação Y- $\Delta$  de  $30^\circ$ , mas seu comportamento perante a seqüência positiva é oposto, ou seja, para seqüência positiva as tensões e correntes no primário estão adiantadas em relação às do secundário e para seqüência negativa as tensões e correntes estão atrasadas em relação às do secundário. Neste caso, as polaridades nas ligações também estarão invertidas [3] e [6] e deve ser alterada para manutenção da defasagem de  $30^\circ$  do secundário em relação ao primário.

A ligação  $\Delta$ -Y é indicado para sistemas elevadores, devido às características da ligação em  $\Delta$  no primário, vantajosa em tensões baixas e correntes elevadas, e a ligação em Y no secundário, vantajosa em tensões elevadas [6]. Além disso, é aplicado em sistemas de subtransmissão e distribuição, para os quais há possibilidade de aterramento do neutro do secundário para uso da proteção no lado de baixa tensão e para os quais os isolamentos dos equipamentos no lado de baixa podem ser dimensionados para tensões fase-neutro.

### **3.1.5 Ligação delta-zigzag ( $\Delta$ -Z)**

A ligação  $\Delta$ -Z apresenta as características da ligação  $\Delta$ -Y, onde os enrolamentos da ligação Y devem ser constituídos de duas seções iguais, mas de forma a produzir a ligação  $0^\circ$  e, portanto, anular a defasagem angular entre o primário e o secundário, assim, podendo ser utilizada da mesma forma que as ligações  $\Delta$ - $\Delta$  e Y-Y. Na figura 3.1.5.1 mostra o esquema de ligação e o diagrama fasorial [3] e [6].

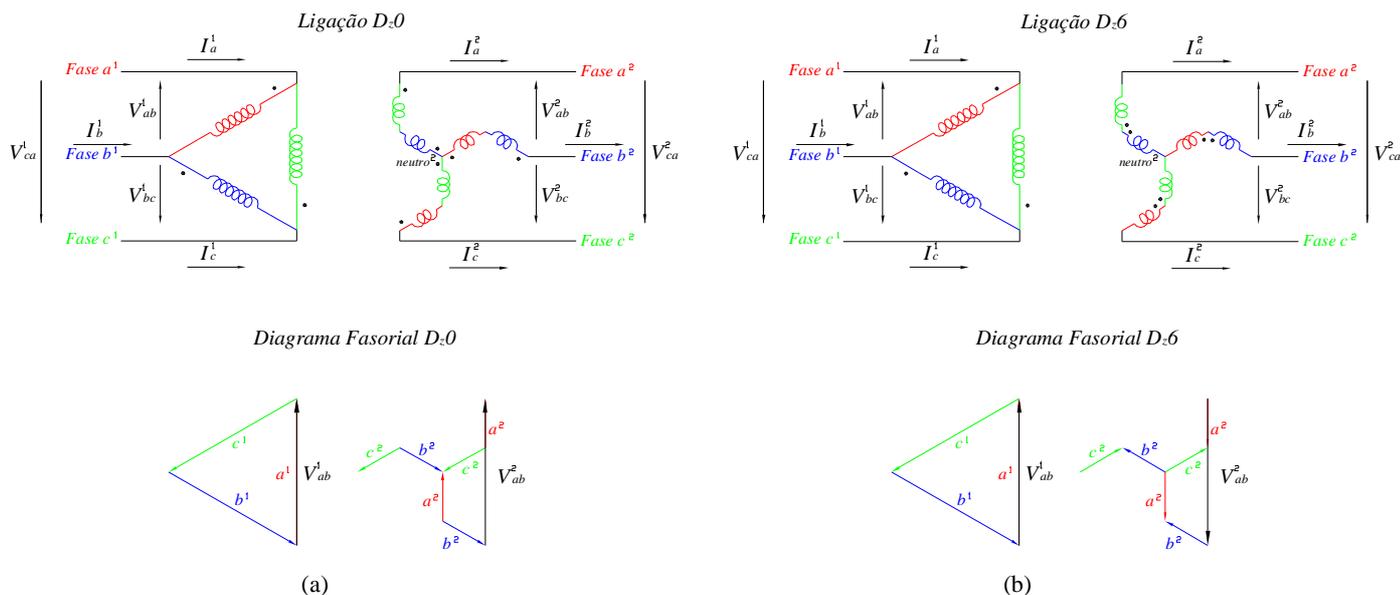


Figura 3.1.5.1 – Esquema de ligação  $\Delta$ -Z com sua nomenclatura dada pela norma NBR 5356:2007. (a) ligação  $\Delta$ -Z com defasagem angular de  $0^\circ$ . (b) ligação  $\Delta$ -Z com defasagem angular de  $180^\circ$ .

Analisando a figura 3.1.5.1, as ligações das seções das fases do secundário (ligação em Z) estão dispostas de tal forma a reduzir para 0.866 as tensões de fase e não produzir defasagem angular entre a ligação  $\Delta$ -Y, isto para sistemas balanceados com defasagem de  $120^\circ$  entre fases. Assim, a relação de transformação para as tensões e correntes são dadas pelas equações abaixo:

$$\frac{V_{ab}^1}{V_{ab}^2} = \frac{V_{bc}^1}{V_{bc}^2} = \frac{V_{ca}^1}{V_{ca}^2} = \frac{2\alpha}{\sqrt{3}} \quad \text{equação 3.1.5.1}$$

$$\frac{I_a^1}{I_a^2} = \frac{I_b^1}{I_b^2} = \frac{I_c^1}{I_c^2} = \frac{\sqrt{3}}{2\alpha} \quad \text{equação 3.1.5.2}$$

Uma propriedade da ligação em Z que difere da ligação em Y é referente aos terceiros harmônicos oriundos das correntes de magnetização. De acordo com a configuração da ligação em Z as seções das fases são permutadas e ligadas com polaridade invertida, esses harmônicos estarão em oposição e, praticamente, se anulam. Desta forma, pode-se trabalhar sem o aterramento do neutro e também colabora para operação com cargas desbalanceadas [3] e [6].

Os transformadores com a ligação em Z são empregados em sistemas de distribuição, pois apresentam comportamento favorável a cargas desequilibradas. Outra aplicação deste tipo de ligação é utilizada em transformadores nos sistemas de conversão de energia c.a./c.c., para operação em 24 e 48 pulsos onde a ligação em Z admite componentes c.c. sem apresentar grandes efeitos de saturação do fluxo magnético do transformador.

A grande desvantagem da ligação  $\Delta$ -Z é a grande demanda de condutor no enrolamento Z em relação às outras ligações, e aproximadamente 133% [3]. Com isso, as perdas no cobre são maiores e conseqüentemente seu rendimento é menor, fator este que limita sua aplicação para casos especiais.

### **3.1.6 Transformador de aterramento**

Na realidade o transformador de aterramento é composto por um banco de reatores ou um reator trifásico com a ligação em Z, mostrada na seção 3.1.5. Devido a características deste tipo de ligação, as correntes magnetizantes de seqüência positiva e negativa assumem valores desprezíveis e a corrente de seqüência zero é praticamente anulada, podendo ser consideradas somente as correntes devido ao seu fluxo disperso, que já é de natureza reduzida por causa da relutância do ar. Desta forma, em operação normal, o transformador absorve apenas correntes magnetizantes e, para faltas para a terra, as corrente de seqüência zero de curto-circuito são drenadas para a terra através do neutro [6]. A figura 3.1.6.1 mostra o esquema de ligação do transformador de aterramento e o caminho percorrido pelas correntes de seqüência.

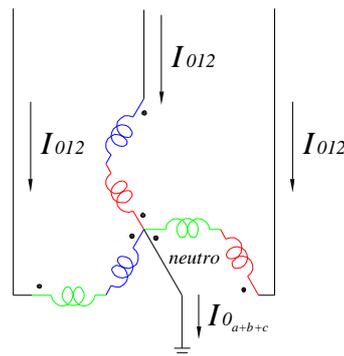


Figura 3.1.6.1 – Esquema de ligação de um transformador de aterramento para componentes de seqüência das correntes.

Este tipo de transformador é utilizado em sistemas isolados, onde não há caminho para a corrente de seqüência zero. Entretanto, seu uso encarece a instalação, já que é mais um equipamento no arranjo físico da instalação, e adiciona mais custos em termos de dispositivos de proteção para este transformador.

### 3.2 Transformadores Monofásicos Ligados em Banco

Os bancos de transformadores, como já citado, são formados de unidades monofásicas conectadas externamente de forma a promoverem transformação trifásica de tensão e de corrente. A figura 3.2.1 mostra o esquema de um banco de transformadores com a configuração estrela-delta ( $Y-\Delta$ ), com o primário conectado em estrela e o secundário em delta.

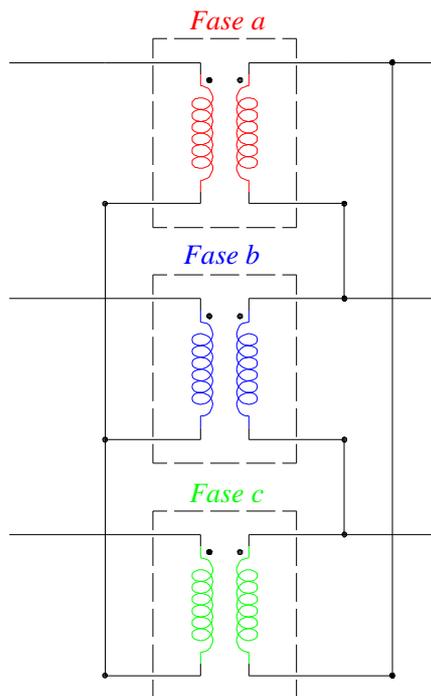


Figura 3.2.1 – Esquema de ligação de um transformador trifásico (Y-Δ) a partir de três transformadores monofásicos.

Os transformadores em banco podem ter a configuração elétrica, ou seja, os tipos de ligações, igual à dos transformadores trifásicos apresentados na seção 3.1 e, ainda, a possibilidade, em uma eventual perda de uma das fases, de substituição da unidade defeituosa de forma isolada, sem que as outras unidades sejam desligadas. Pode-se, portanto, em alguns casos, continuar a operação com a ausência de um das unidades, quando estas estiverem operando com a configuração da ligação em  $\Delta$ - $\Delta$ .

Outra aplicação de bancos de transformadores está relacionada a problemas com isolamento e dimensão do transformador trifásico em relação a uma unidade monofásica, o que pode representar problema quando utilizado como transformador de força de potência e tensão elevadas. Dependendo da localização da instalação e da potência do transformador, o transporte pode se tornar um problema e a adoção por utilizar bancos de transformadores pode ser uma solução. Em alguns casos, a adoção por transformadores em banco pode abaixar o custo em unidades reservas, quando empregados em grandes quantidades. A considerar que, em relação a transformadores trifásicos, o custo de um banco é maior e os transformadores trifásicos apresentam maior eficiência [3].

Para utilização de banco de transformadores, deve-se tomar algumas precauções, como:

- Cada unidade deverá ter a mesma relação de transformação (o IEEE recomenda uma diferença de no máximo 0,5%), para que não ocorra a circulação de correntes entre os transformadores, causando aquecimento, saturação e conseqüentemente aumento das perdas [3];
- Deverão ser observadas as polaridades das unidades a fim de efetuar as ligações corretas e obter as devidas relações de transformação e defasagem [3];
- As impedâncias do tipo série das unidades deverão ter os seus respectivos valores mais próximos possíveis, para dividir proporcionalmente a corrente entre as unidades, já que é possível ser conectadas unidades com potências diferentes, evitando desta forma que alguma unidade opere em sobrecarga [3].

### **3.3 Sistemas Trifásicos a Partir de Dois Transformadores Monofásicos**

Nesta seção serão abordadas somente as ligações delta aberto (V-V) e a estrela aberto-delta aberto, devido a sua maior aplicabilidade em sistemas de potência e distribuição.

#### **3.3.1 Ligação delta aberto (V-V)**

A ligação V-V corresponde a um transformador trifásico com ligação  $\Delta$ - $\Delta$  sem uma das fases, conforme mostra a figura 3.3.1.1 abaixo.

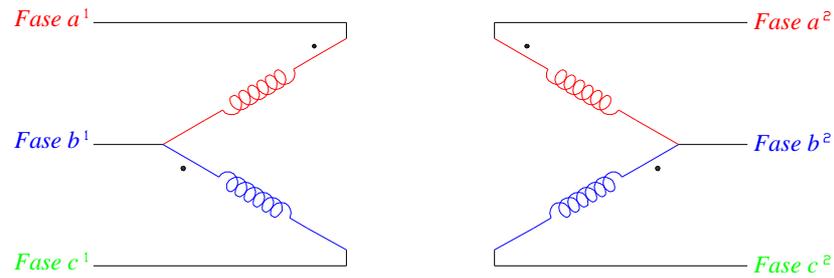


Figura 3.3.1.1 – Esquema de ligação VV.  
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*)

Este tipo de ligação pode ser utilizado em bancos de transformadores com ligação  $\Delta$ - $\Delta$  quando o sistema está recém instalado e ainda não está operando em plena carga. Inicialmente a operação pode ser feita com dois módulos, de forma que com o aumento da demanda, adiciona-se o último módulo. Esta configuração também possibilita uma eventual falha de um dos módulos do transformador que poderá ser retirado para manutenção sem desligar os outros dois.

Suas relações de tensões e correntes de linha são iguais à de um transformador trifásico com ligação  $\Delta$ - $\Delta$ , onde a tensão formada sobre a fase c, ausente, é dada por [2]:

$$V_c = -V_a - V_b \quad \text{equação 3.3.1.1}$$

sendo,

$$V_a = V \angle 0^\circ$$

$$V_b = V \angle -120^\circ$$

$$V_c = -V \angle 0^\circ - V \angle -120^\circ$$

$$V_c = V \angle 120^\circ$$

Quando esta ligação é utilizada, seja na instalação inicial ou por manutenção, a potência total do transformador fica reduzida para que as outras unidades remanescentes não sejam danificadas. A relação da potência do transformador com ligação V-V com a ligação  $\Delta$ - $\Delta$  é dada pela equação 3.3.1.2 abaixo [2].

$$\frac{Pot_{V-V}}{Pot_{\Delta-\Delta}} = \frac{2 \frac{\sqrt{3}}{2} V_{Fn} I_{Fn}}{3 V_{Fn} I_{Fn}} = \frac{1}{\sqrt{3}} = 0,577 \quad \text{equação 3.3.1.2}$$

onde,

$Pot_{V-V}$  = potência do transformador de ligação V-V

$Pot_{\Delta-\Delta}$  = potência do transformador de ligação  $\Delta$ - $\Delta$

$V_{Fn}$  = tensão fase neutro

$I_{Fn}$  = corrente de fase

Desta forma, a redução de um enrolamento no banco de transformadores provocará redução de 42,3% de potência e perda de uma propriedade da ligação em  $\Delta$ , que é a formação de um caminho por onde circula as correntes de seqüência zero oriundas das correntes magnetizantes. Este tipo de ligação tem a vantagem de não provocar defasagem entre as tensões e correntes do primário e secundário.

### 3.3.2 Ligação estrela aberto-delta aberto

A ligação estrela aberto-delta aberto é muito parecida com a ligação V-V, porém utiliza um sistema bifásico para produzir um sistema trifásico e utiliza a conexão entre as duas fases no primário, o ponto neutro, para aterramento. A figura 3.3.2.1 mostra o esquema de ligação [2] e [3].

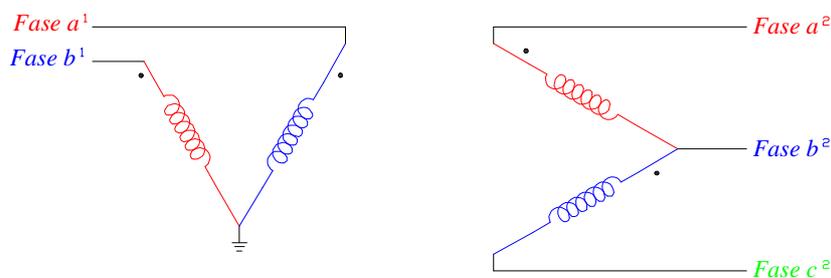


Figura 3.3.2.1 – Esquema de ligação V-V.

(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*)

A principal aplicação deste tipo de ligação é em áreas rurais desprovidas de sistemas trifásicos e tem como principal desvantagem a elevada corrente de retorno através do neutro [2] e [3].

### 3.4 Transformadores de Múltiplos Enrolamentos

Os transformadores de múltiplos enrolamentos são constituídos no mínimo de três enrolamentos, sendo o terceiro enrolamento chamado de terciário. Todos os enrolamentos são eletricamente isolados e podem ter tensões distintas em seus terminais. A figura 3.4.1 mostra um esquema de um transformador monofásico de três enrolamentos.

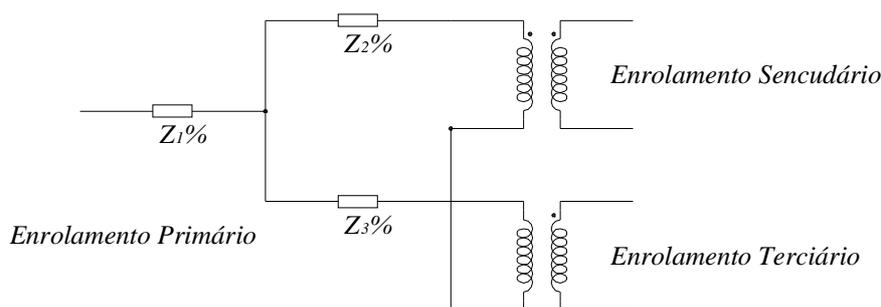


Figura 3.4.1 – Modelo para o transformador de três enrolamentos.

(NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*)

Na figura 3.4.1 acima não está representado o ramo de magnetização devido à corrente de excitação que é pequena em relação à corrente de operação. As impedâncias  $Z_1\%$ ,  $Z_2\%$  e  $Z_3\%$  são as impedâncias percentuais séries dos três enrolamentos referidos ao primário.

Em transformadores com enrolamento terciário a potência fornecida ao primário não é igual à potência fornecida ao secundário, como acontece com transformadores convencionais de dois enrolamentos. A potência fornecida ao primário é dividida entre o secundário e o terciário, o que corresponde, aproximadamente, à soma fasorial das potências entregues pelo secundário e terciário [9].

Para transformadores de três enrolamentos, a determinação das impedâncias série é feita através de três ensaios de curto-circuito. O primeiro ensaio é realizado com o enrolamento secundário curto-circuitado, com o enrolamento terciário aberto e alimentado pelo enrolamento primário. A figura 3.4.2 mostra o esquema de ligação.

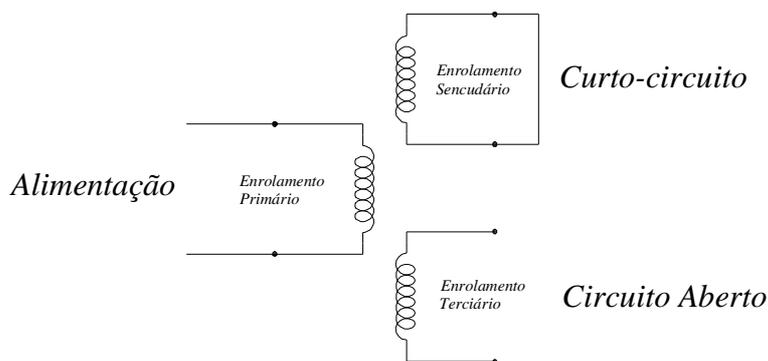


Figura 3.3.2.1 – Ensaio em curto-circuito para determinar  $Z_{12}\%$ .  
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*)

Com os instrumentos de medição colocados no enrolamento primário, conforme o ensaio de curto-circuito apresentado na seção 2.4, e com os resultados obtidos, pode-se calcular a impedância percentual equivalente devido ao primário mais ao secundário ( $Z_{12}\%$ ) através da equação abaixo [9].

$$Z_{12} \% = \frac{Z_{medido} I_{1nominal}}{V_{1nominal}} 100 \quad \text{equação 3.4.1}$$

onde,

$Z_{medido}$  = impedância obtida através do ensaio de curto-circuito;

$I_{1nominal}$  = corrente nominal do enrolamento primário;

$V_{1nominal}$  = tensão nominal do enrolamento primário.

O segundo ensaio a ser realizado é com o enrolamento terciário curto-circuitado, o enrolamento secundário aberto e alimentado pelo enrolamento primário. Seguindo os mesmos passos do primeiro ensaio, a impedância percentual equivalente correspondente

ao primário mais ao terciário ( $Z_{13}\%$ ) será obtida. A figura 3.4.3 mostra o esquema de ligação.

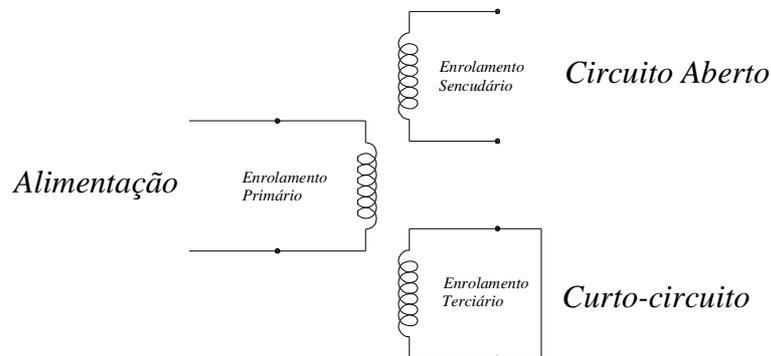


Figura 3.3.2.1 – Ensaio em curto-circuito para determinar  $Z_{13}\%$ .  
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*)

O terceiro ensaio a ser realizado é com o enrolamento terciário curto-circuitado, o enrolamento primário em aberto e alimentação pelo enrolamento secundário. A figura 3.4.4 mostra o esquema de ligação.

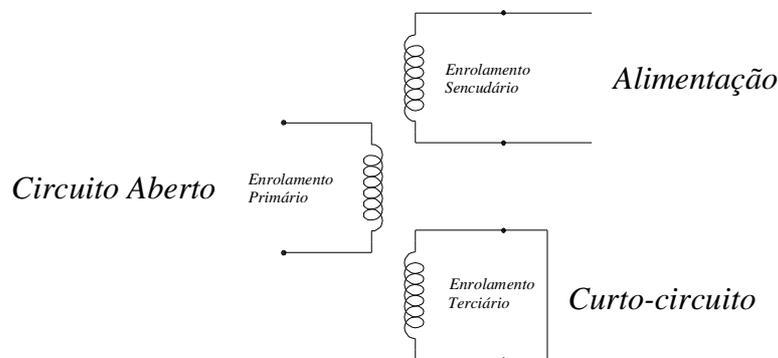


Figura 3.3.2.1 – Ensaio em curto-circuito para determinar  $Z_{23}\%$ .  
(CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*)

Neste caso, os instrumentos de medição ficarão alocados no enrolamento secundário e a impedância percentual equivalente a ser calculada corresponde ao secundário e ao terciário ( $Z_{23}^2\%$ ), conforme o primeiro ensaio, mas desta vez referido ao secundário. Para representar esta impedância referida ao primário, é preciso realizar a seguinte correção, dada pela equação 3.4.2 abaixo [9].

$$Z_{23} \% = Z_{23}^2 \% \frac{S_1}{S_2} \quad \text{equação 3.4.2}$$

onde,

$S_1$  = potência aparente do primário;

$S_2$  = potência aparente do secundário.

Com os resultados dos ensaios, podem ser calculadas as impedâncias  $Z_1\%$ ,  $Z_2\%$  e  $Z_3\%$  percentuais séries dos três enrolamentos referidos ao primário, utilizando-se as relações abaixo:

$$\begin{aligned} Z_{12} \% &= Z_1 \% + Z_2 \% \\ Z_{13} \% &= Z_1 \% + Z_3 \% \\ Z_{23} \% &= Z_2 \% + Z_3 \% \end{aligned} \quad \text{equações 3.4.3}$$

Obtêm um sistema de três equações a três incógnitas, cuja solução permite determinar  $Z_1\%$ ,  $Z_2\%$  e  $Z_3\%$  pelas seguintes equações.

$$Z_1 \% = \frac{Z_{12} \% + Z_{13} \% - Z_{23} \%}{2} \quad \text{equação 3.4.4}$$

$$Z_2 \% = \frac{Z_{23} \% + Z_{12} \% - Z_{13} \%}{2} \quad \text{equação 3.4.5}$$

$$Z_3 \% = \frac{Z_{13} \% + Z_{23} \% - Z_{12} \%}{2} \quad \text{equação 3.4.6}$$

A relação de transformação para transformadores com enrolamento terciário é um pouco diferente da dos transformadores convencionais, pois existem três tensões distintas. Logo, existem três relações de tensões e correntes que são: relação de transformação primário-secundário, relação de transformação primário-terciário e relação de transformação secundário-terciário. Estas relações estão indicadas abaixo [9].

$$\frac{V_1}{V_2} = \alpha_{12} \quad \text{equação 3.4.7}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{\alpha_{12}} \quad \text{equação 3.4.8}$$

$$\frac{V_1}{V_3} = \alpha_{13} \quad \text{equação 3.4.9}$$

$$\frac{I_1}{I_3} = \frac{1}{\alpha_{13}} \quad \text{equação 3.4.10}$$

$$\frac{V_2}{V_3} = \alpha_{23} \quad \text{equação 3.4.11}$$

$$\frac{I_2}{I_3} = \frac{1}{\alpha_{23}} \quad \text{equação 3.4.12}$$

Em transformadores trifásicos, o enrolamento terciário é muito utilizado para suprimir as correntes de terceiro harmônico oriundas da corrente de magnetização dos enrolamentos principais, estes geralmente ligados em delta em transformadores com ligações principais Y-Y. Deixando o neutro do transformador estável, pode existir aterramento da ligação principal sem qualquer efeito prejudicial para o transformador e o sistema. Este enrolamento adicional também pode ser utilizado para alimentação de cargas menores ou serviços auxiliares em subestação. Porém, para transformadores que operam em alta tensão de ambos os lados, o enrolamento terciário pode ficar sujeito a uma tensão à terra perigosa devido à indução eletrostática [9].

A utilização de enrolamento terciário em transformadores trifásicos, dependendo do propósito, apresenta a desvantagem de aumentar o custo do equipamento e suas dimensões. Haverá a necessidade de um enrolamento adicional e uma eventual falha no enrolamento terciário pode tornar o transformador inoperante [9].

### 3.5 Autotransformadores

O autotransformador corresponde a um transformador convencional cujos enrolamentos primários e secundário estão conectados em série. “A ABNT define o autotransformador como sendo o transformador no qual parte de um enrolamento é comum a ambos os circuitos, primário e secundário, a eles ligados” [9]. Na figura 3.5.1 mostra o esquema de ligação de um autotransformador monofásico.

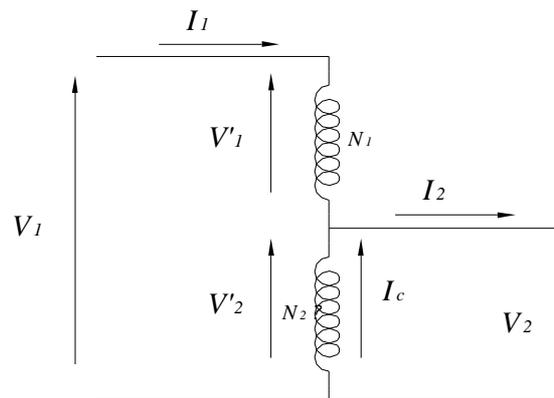


Figura 3.5.1 – Esquema elétrico de um autotransformador.

(Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio*.)

No esquema da figura 3.5.1 podemos ver que  $N_1$  corresponde ao enrolamento série,  $N_2$  corresponde ao enrolamento comum e que  $V_1$  corresponde a:

$$V_1 = V_1' + V_2' \quad \text{equação 3.5.1}$$

Considerando o autotransformador da figura 3.5.1 como sendo um transformador convencional, a relação de transformação, mostrada na seção 2.3.1, é:

$$\frac{V_1'}{V_2'} = \frac{N_1}{N_2} \quad \text{equação 3.5.2}$$

Substituindo a equação 3.5.2 em 3.5.1, onde  $V_2$  é igual a  $V_2'$ , temos a relação de transformação do autotransformador [9]:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1 + N_2}{N_2} \quad \text{equação 3.5.3}$$

Seguindo o mesmo raciocínio usado para obter a relação de tensão, a relação da corrente pode ser determinada, desprezando-se a corrente de excitação [9].

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1 + N_2} \quad \text{equação 3.5.4}$$

O circuito equivalente do autotransformador é mostrado na figura 3.5.2, onde seus parâmetros podem ser obtidos pelos ensaios de curto-circuito e circuito aberto, como indicado na seção 2.4. Para facilitar a análise do circuito, as impedâncias de dispersão de cada enrolamento foram referidas ao primário [9].

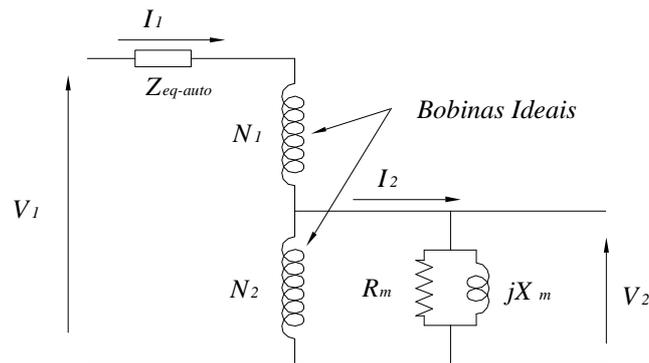


Figura 3.5.2 – Circuito equivalente de um autotransformador.

(Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio*.)

A impedância equivalente do autotransformador também sofre alterações comparadas à impedância equivalente de um transformador convencional. A impedância equivalente vista pelo lado primário de um transformador monofásico ligado como autotransformador é dada pela equação 3.5.5 [3], sendo  $Z_1$  a impedância comum e  $Z_2$  a impedância série e  $\alpha$  é a relação entre  $N_1/N_2$ :

$$Z_{eq-auto} = Z_2 + \frac{Z_1}{\alpha^2} \quad \text{equação 3.5.5}$$

A impedância equivalente vista pelo lado primário do mesmo transformador com ligação convencional é dada pela equação 3.5.6:

$$Z_{eq-rafo} = Z_1 + \alpha^2 Z_2 \quad \text{equação 3.5.6}$$

Dividindo-se a equação 3.5.5 pela equação 3.5.6, obtem-se a relação entre a impedância equivalente de um transformador convencional ligado como autotransformador e ligado convencionalmente [3].

$$\frac{Z_{eq-auto}}{Z_{eq-rafo}} = \frac{Z_1 + \frac{Z_2}{\alpha^2}}{Z_1 + \alpha^2 Z_2} = \frac{1}{\alpha^2} \quad \text{equação 3.5.7}$$

De acordo com a equação 3.5.5 e 3.5.7, podemos concluir que quanto maior a relação de transformação menor a impedância do autotransformador, o que pode ser um problema em sistemas onde o nível de curto-circuito seja elevado.

A potência de entrada e de saída de um autotransformador é calculada de forma análoga a um transformador convencional, como mostrado na seção 2.2. Neste caso, a potência transmitida em um autotransformador além da forma eletromagnética pelo enrolamento série ( $N_1$ ), conforme um transformador convencional, é transmitida também diretamente pela conexão elétrica do enrolamento comum ( $N_2$ ), o que aumenta a capacidade de transmissão de potência, em relação ao transformador convencional. Para um autotransformador formado através de um transformador comum de dois enrolamentos, a relação entre a potência nominal ligado como autotransformador e a potência nominal ligado como transformador convencional é dado pela equação abaixo [9].

$$\frac{S_{N_{autrafo}}}{S_{N_{rafo}}} = \frac{N_1 + N_2}{N_1} \quad \text{equação 3.5.8}$$

Analisando a relação da equação 3.5.8, verifica-se que quanto menor o número de espira no enrolamento série ( $N_1$ ) a capacidade de transmissão de energia aumenta e para a mesma potência de um transformador convencional, o autotransformador terá uma

quantidade menor de ferro em sua construção, o que reduz as perdas constantes do equipamento. Com menor corrente circulando, reduz-se a perda variável e, conseqüentemente, o autotransformador terá menores dimensões (peso e tamanho), o que resulta em menor custo e diminuição das impedâncias de dispersão, para melhor regulação e rendimento extremamente elevado [3].

Em oposição a essas vantagens temos: A existência de um enrolamento comum ao circuito primário e secundário, mantendo uma conexão elétrica entre os dois lados, ou seja, em caso de problemas em um lado significa problemas no outro lado, perdendo o isolamento elétrico. Em caso de abertura do enrolamento comum, o secundário ficará exposto à mesma tensão imposta ao primário. Para um mesmo surto de tensão imposto à rede, as tensões impostas e induzidas nos terminais são maiores no autotransformador do que para um transformador convencional. Para utilização de autotransformador em sistemas trifásicos, não é possível utilizar a configuração Y- $\Delta$  e  $\Delta$ -Y [3] e, para relações de transformação elevadas, não são empregados em linhas de alta tensão, devido à inexistência de isolação suficiente entre seus enrolamentos de alta e de baixa tensão e ao acoplamento elétrico mantido entre os circuitos primário e secundário. Para elevadas relações de transformação, as vantagens do uso de autotransformador tendem a se tornar insignificantes [6].

Em sistemas trifásicos, os autotransformadores podem ser constituídos através de bancos de unidades monofásicas ou unidades trifásicas com ligação estrela ou delta, usufruindo-se dos benefícios destas ligações. Neste caso, os autotransformadores ficam sujeitos aos mesmos problemas oriundos de cargas desbalanceadas e de harmônicas [6]. Esses tipos de transformadores são usados freqüentemente para interligação de sistemas de alta tensão. A figura 3.5.3(a) mostra o esquema de ligação de um autotransformador em estrela que pode ser usado para qualquer valor de relação de espiras. A figura 3.5.3(b) mostra um esquema de ligação do autotransformador em delta em que a relação de transformação não pode ser superior a 2, pois este valor é obtido quando os terminais *a*, *b* e *c* encontram-se no meio do enrolamento. Além disso, as tensões induzidas por fase encontram-se defasadas e essa defasagem depende da relação de transformação ditada pela situação dos terminais intermediários (*a*, *b* e *c*). A figura 3.5.3(c) mostra um esquema de um autotransformador em delta estendido em que a ligação delta é formada pelos enrolamentos comum ao primário e secundário. Esta ligação não tem limitação de

relação, mas apresenta defasagem entre o primário e o secundário. A figura 3.5.3(d) mostra o esquema de um autotransformador com ligação estrela com enrolamento terciário em delta. O enrolamento terciário é inoperante sob condições equilibradas e serve para reduzir o nível de harmônicos produzidos pelas correntes magnetizantes do autotransformador [6] e [9].

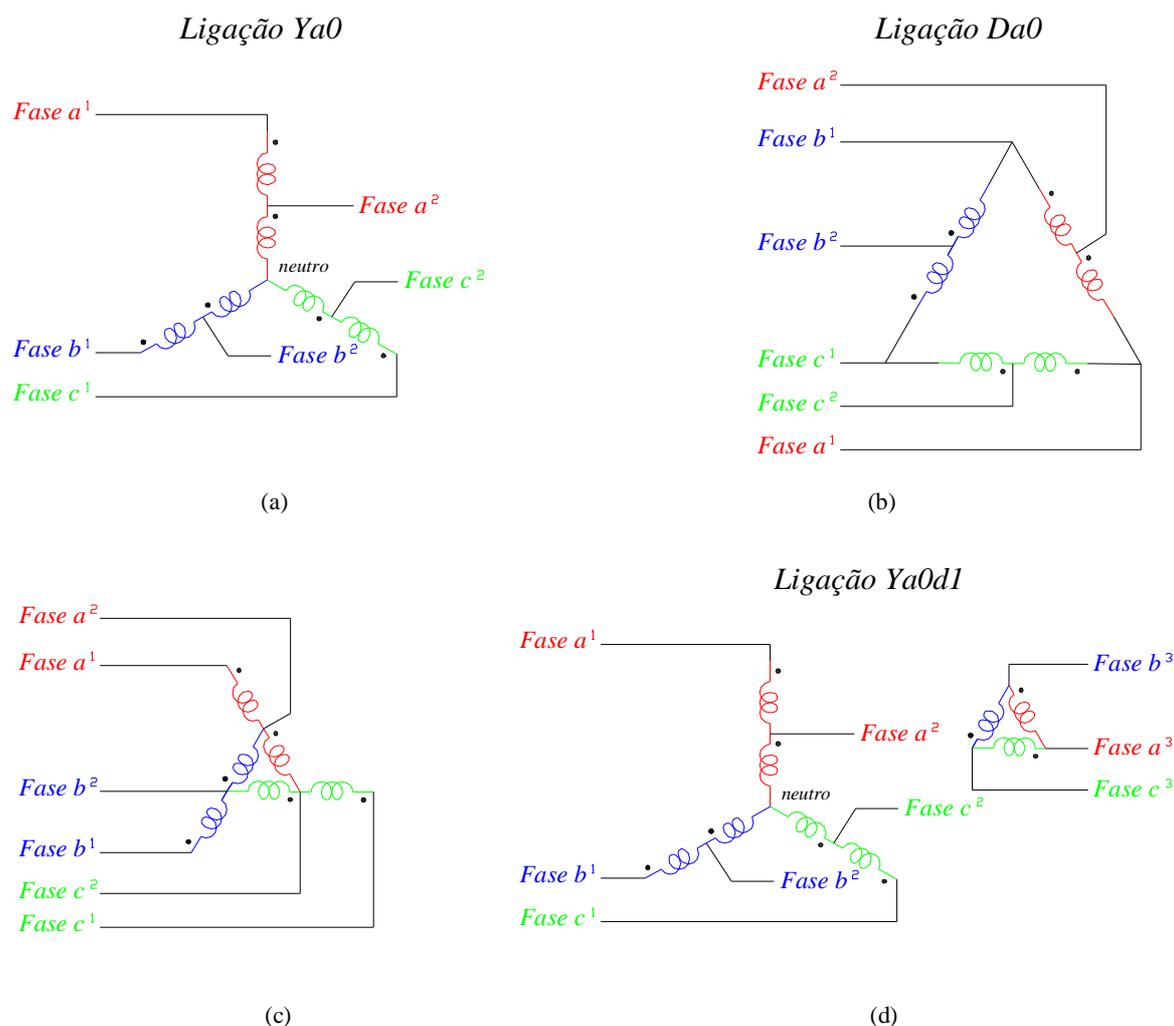


Figura 3.1.5.1 – Ligações de autotransformadores trifásicos. (a) ligação autotransformador Y-Y. (b) ligação autotransformador  $\Delta$ - $\Delta$ . (c) ligação autotransformador  $\Delta$  estendido. (d) ligação autotransformador Y-Y com terciário em  $\Delta$ .

## 4 Requisitos Técnicos Aplicáveis

Os capítulos anteriores apresentaram o funcionamento de um transformador elementar e os principais tipos de ligações utilizados nos transformadores de potência em sistemas trifásicos. Neste capítulo serão apresentados os requisitos técnicos essenciais a especificação elétrica de transformadores de potência, conforme o modo de operação.

### 4.1 Transformadores com Derivações

As derivações dos transformadores, também chamado de *taps*, são ligações no enrolamento principal do transformador que possibilitam o acesso a seções maiores ou menores do enrolamento. As figuras 4.2.1(a) e 4.2.1 (b) mostram um transformador monofásico e o esquema de ligação de um transformador trifásico com *taps*, respectivamente.

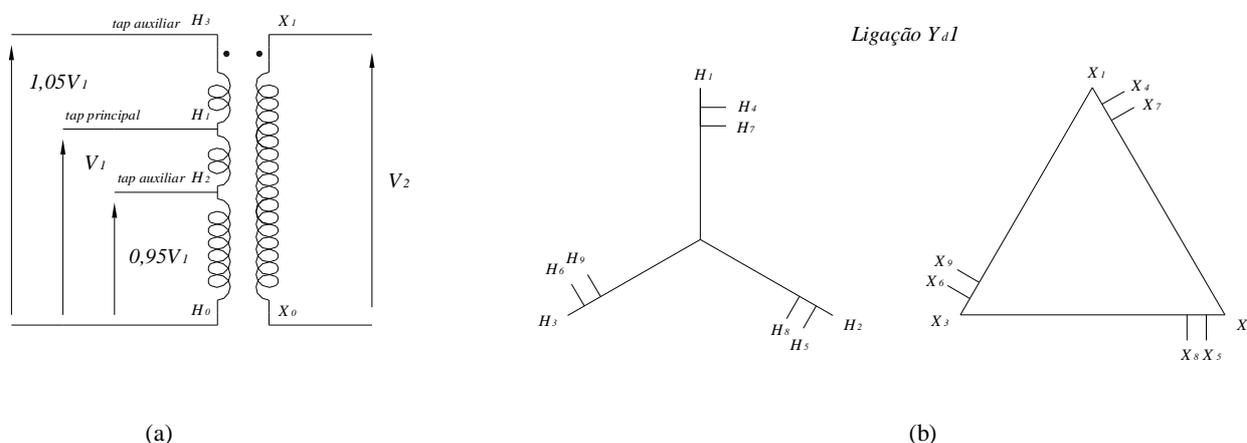


Figura 4.2.1 – Transformadores com derivações. (a) transformador monofásico com dois *taps*. (b) transformador trifásico Y-Δ com dois *taps* em cada enrolamento (Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio*.)

Os *taps* possibilitam acessar frações das espiras dos enrolamentos. Desta forma, possibilitam também, alterar as relações de transformação, adicionando-se ou subtraindo-se espiras dos enrolamentos. Assim, os *taps* mudam a relação de tensão e de

corrente dos transformadores, quando desejado. A comutação dos *taps* pode ser manual ou automática e o transformador pode estar desenergizado ou em carga.

A comutação com o transformador desenergizado não oferece problemas significativo, mas a comutação em carga pode causar faiscamento e curtos-circuitos entre partes dos enrolamentos durante a alteração do número de espiras. Isto pode gerar altas correntes e arcos-elétricos entre os contatos da chave comutadora. Porém, já existem técnicas de comutação em carga que não produzem faiscamento e nem curtos-circuitos no momento da comutação. Quando as comutações são feitas por dispositivos motorizados, comandados por relés que detectam a anormalidade de tensão, estes são chamados de comutadores automáticos de *taps* [3] e [6].

Em transformadores de potência devem ter, pelo menos, dois *taps* além do enrolamento principal, que geralmente ficam no enrolamento de alta. Esses *taps* permitem uma faixa de variação de tensão de 5% a fim de obter a potência nominal do transformador. Em transformadores trifásicos formados por banco de transformadores, a comutação deve, também, ser composta por dispositivos capazes de atuarem simultaneamente nas três fases [12].

Uma das funções dos *taps* dos transformadores é a de regular a tensão, principalmente em sistema de distribuição, onde as tensões estão sujeitas a flutuações devido a variações no sistema. Deste modo, o objetivo dos comutadores é mudar a relação de transformação, aumentando ou diminuindo o número de espiras dos enrolamentos, mantendo as flutuações dentro de limites toleráveis. Existem também, transformadores específicos para regulação de tensão, no qual sua relação de transformação principal ( $\alpha$ ) sempre é próxima de 1:1 [6].

## 4.2 Níveis de Isolamento

O isolamento elétrico corresponde à capacidade que os materiais têm de não permitir a livre circulação da corrente elétrica. Esses materiais são chamados de isolantes. Os isolantes elétricos são separados de acordo com a tensão que se quer isolar, pois se elevarmos a tensão sobre o material a determinados níveis qualquer material pode passar

de isolante a condutor. Desta forma, deve-se saber os níveis de tensão possíveis que o sistema elétrico pode assumir a fim de escolher o material isolante adequado. Estes valores de tensão são chamados de níveis de isolamento [13]. Segundo a Norma 5356-3:2007, nível de isolamento é definido como “conjuntos de tensões padronizados que caracterizam a suportabilidade dielétrica do isolamento”.

Em transformadores de potência devem ser seguidas recomendações para garantir o correto funcionamento e segurança. O uso do isolamento adequado das partes ativas é fundamental devido à diferença de potencial existente entre as espiras do mesmo enrolamento e entre os enrolamentos e as partes metálicas, como núcleo e o tanque que devem estar aterrados. Caso o isolamento não esteja adequado, poderão surgir correntes de fuga, que são correntes que conseguem romper o dielétrico do material isolante usado e estabelecer pequenas correntes através deles, ocasionando perda de potência, aquecimento, aparecimento de arcos voltaicos e consequente deterioração do isolamento ao longo do tempo. Desta forma, levará a um curto-circuito severo e danificará o equipamento. A fim de evitar defeitos e até mesmo acidentes, existem ensaios, definidos por norma, que classificam e validam os transformadores de acordo com os níveis de tensão do sistema. Esses níveis são conhecidos como Nível Básico de Isolamento –NBI ou *Basic Insulation Level-BIL* e Tensão Suportável de Impulso - TSI [9].

De acordo com a norma NBR 5356-3:2007, os transformadores devem suportar em seus enrolamentos tensões excedentes a tensão nominal e em frequência nominal. Estas tensões são denominadas de tensão máxima do equipamento ( $U_m$ ), correspondente a tensão eficaz, fase-fase, de um sistema trifásico em regime permanente. Os transformadores são, também, submetidos a ensaios de tensão suportável de impulso de manobra, ensaios de tensão suportável de impulso atmosférico, ensaios de tensão aplicada e ensaios de tensão induzida de longa e curta duração. A fim de validar o isolamento a suportar o funcionamento em regime permanente e a possíveis transitórios. A tabela 4.3.1 mostra os ensaios a serem realizados de acordo com a tensão máxima do equipamento [12].

Tensão Máxima do Equipamento $U_m$ kV	Ensaio					
	Impulso Atmosférico		Impulso de Manobra	Tensão Induzida de Longa Duração	Tensão Induzida de Curta Duração	Tensão Suportável à Frequência Industrial
	Onda plena	Onda cortada				
$U_m \leq 72,5$	Tipo	Tipo	Não aplicável	Não aplicável	Rotina	Rotina
$72,5 \leq U_m \leq 170$	Tipo	Tipo	Não aplicável	Especial	Rotina	Rotina
$170 \leq U_m \leq 300$	Tipo	Tipo	Rotina (ver nota)	Rotina	Especial (ver nota)	Rotina
$U_m \geq 300$	Rotina	Rotina	Rotina (ver nota)	Rotina	Especial (ver nota)	Rotina

NOTA: Se o ensaio de tensão induzida de curta duração for especificado, o ensaio de impulso de manobra não é necessário. Isto deve estar claramente definido nas especificações.

Tabela 4.3.1 – Requisitos para ensaios dielétricos.

(NBR 5356-3: *Transformadores de Potência Parte – 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar*)

Nota: Os ensaios de rotina são realizados em todas as unidades. Os ensaios de tipo são realizados em um transformador que representa os outros transformadores. Com o objetivo de demonstrar que todos os transformadores atendem as condições especificadas não cobertas pelos ensaios de rotina. Os ensaios especiais correspondem a outros ensaios que não sejam nem de tipo e nem de rotina [12].

O ensaio de tensão suportável a frequência industrial, ou ensaio de tensão aplicada, consiste em aplicar uma tensão, tal que, corresponda no mínimo à tensão nominal de pico. Com uma frequência não menor do que 80% da frequência nominal e durante 60 segundos. O ensaio é realizado conforme o esquema da figura 4.3.1 abaixo. Com os enrolamentos primários e secundários curtos-circuitados e o secundário aterrado, conforme a figura 4.3.1. Uma fonte de tensão deve alimentar o transformador, inicialmente, com um terço da tensão de ensaio especificada, sendo rapidamente elevada até a tensão especificada, de acordo com o nível de isolamento do transformador. No fim do ensaio, a tensão deve ser reduzida rapidamente a um valor menor que um terço do valor de ensaio e desligado. Ao fim desta etapa, deve-se repetir este procedimento alimentando o secundário com a fonte de tensão e com o primário aterrado. As tabelas 1, 2 e 3 do anexo B mostram estes valores normalizados. Se o amperímetro do esquema da figura 4.3.1 detectar a passagem de corrente significa falha no isolamento. Deste modo, verifica-se o isolamento entre os enrolamentos primário, secundário e as partes metálicas [9].

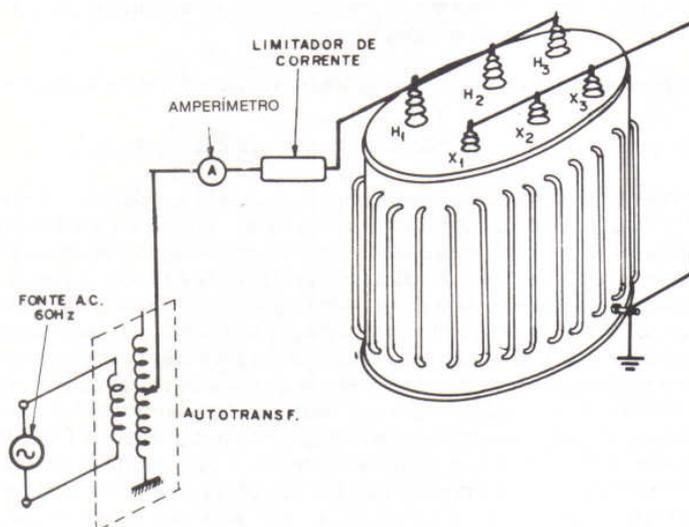


Figura 4.3.1 – Esquema de ligação para o ensaio de tensão aplicada.

(Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio.*)

O ensaio de tensão induzida consiste em analisar falhas entre as espiras dos enrolamentos, dado pela diferença de potencial existente entre cada espira, que ocorrem em forma de descargas elétricas parciais. Conforme mostra o esquema da figura 4.3.2 abaixo.

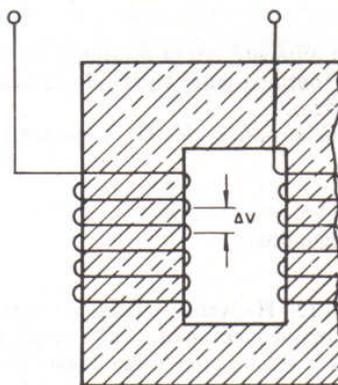


Figura 4.3.2 – Ensaio de tensão induzida. Análise do isolamento entre espiras.

(Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio.*)

Para realizar o ensaio alimenta-se o transformador pelo lado de baixa tensão, com o enrolamento de alta a vazio. Com a tensão especificada, o transformador é alimentado durante um tempo correspondente a 60 segundos, para qualquer frequência até duas vezes a frequência nominal. Para transformadores com  $U_m \leq 72,5$  kV, a tensão fase-fase de ensaio não deve exceder a tensão especificada da tabela 1 e 2 do anexo B. Para transformadores com  $U_m > 72,5$  kV, a tensão ensaiada deve ser a mais próxima possível

do dobro e não exceder os valores normalizados das tabelas 1, 2 e 3 do anexo B. Para frequências superiores ao dobro da frequência nominal o tempo de duração do ensaio é especificado pela norma NBR 5356-3:2007. Assim, apresentará uma tensão induzida no lado de alta correspondente as tensões aplicadas e, conseqüentemente, a diferença de potencial entre as espiras também será proporcional ao nível de tensão aplicada. Se houver defeito no isolamento ocorreram descargas elétricas que podem ocasionar diferença na relação de transformação ou até mesmo fumaça saindo dos enrolamentos ou bolhas na superfície do óleo do tanque, em casos de transformadores a óleo isolante e para casos grosseiros. [9] e [12].

As descargas elétricas são ocasionadas por falhas no isolamento, devido há cavidade no material isolante preenchida por fluido (ar ou líquido isolante) com constantes dielétricas diferentes a do material isolante. Assim, quando aplicado uma tensão sobre o isolamento há uma distribuição de tensão não uniforme sobre o mesmo. Esta distribuição gera grandes campos elétricos nestas regiões que ocasionam ruptura do isolamento e dão origem a descargas elétricas. Essas descargas produzem deterioração do isolamento, causando redução da vida útil e culminando em ruptura sob tensão normal de operação [6].

O ensaio de impulso tem por finalidade simular sobretensões transitórias oriundas de descargas atmosféricas e de manobras no sistema. A fim de validar o isolamento do transformador a suportar tais solicitações, de acordo com os níveis de tensões dos mesmos. As sobretensões oriundas de descargas atmosféricas surgem devido à incidência de uma descarga sobre uma das fases do sistema. Esta quando atinge uma fase, se divide em duas ondas iguais que se propagam em sentidos opostos. Sua intensidade varia de 10 a 200 kA e a sobretensão resultante corresponde ao produto da corrente da descarga pela impedância dos condutores. Esta impedância é denominada de impedância de onda ou impedância de surto [9].

As sobretensões de manobra são ocasionadas pelos chaveamentos dos disjuntores, variações de cargas e outros motivos, que da mesma forma como as descargas atmosféricas se propagam pelo sistema. Estas ondas podem atingir até cinco vezes o valor da tensão nominal do sistema, sendo problemáticas em sistemas de alta tensão,

onde em alguns casos, são mais severas que as sobretensões oriundas de descargas atmosféricas [9]

Para realizar o ensaio de impulso que simule as sobretensões acima, foram normalizadas ondas com formatos que se aproximem as formas de ondas naturais e que possam representá-las nos ensaios. Estas ondas são produzidas por geradores específicos de impulsos. A figura 4.3.3 mostra a forma de onda normalizada para descarga atmosférica e a figura 4.3.5. mostra a forma de onda normalizada para impulso de manobra.

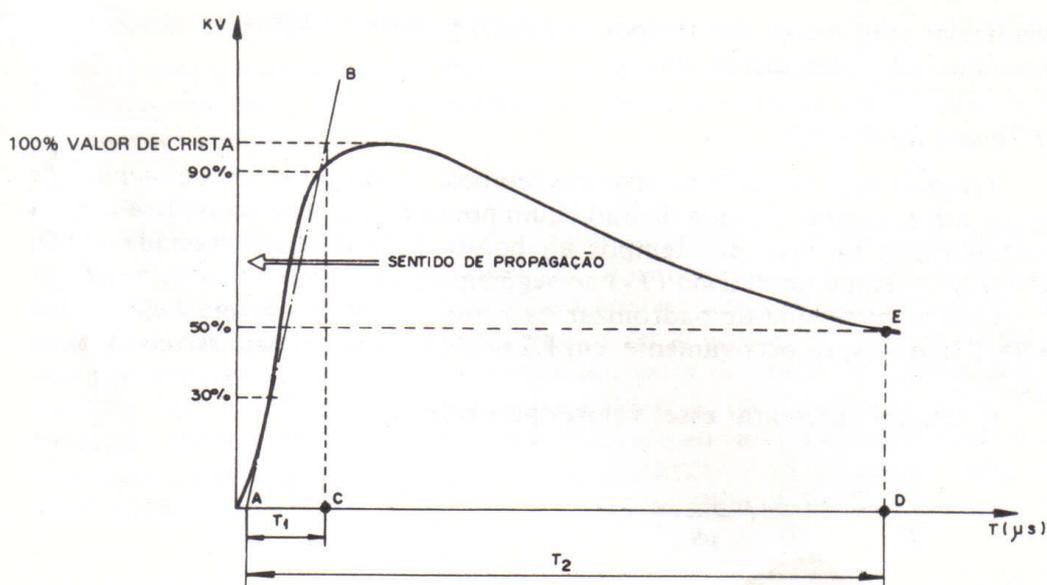


Figura 4.3.3 – Onda de sobretensão normalizada para descargas atmosféricas.  
(Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaios.*)

A onda normalizada da figura 4.3.3 tem algumas características que a determinam, como: o valor de crista, o tempo de subida ( $T_1$ ) e o tempo de descida ( $T_2$ ). O valor de crista corresponde ao maior valor de tensão da onda, no qual o seu valor é padronizado pela norma NBR 5356-4:2007. As tabelas 1, 2 e 3 do anexo B mostram os valores de crista.

O tempo de subida corresponde ao ponto no eixo do tempo obtido por um segmento de reta que intercepta a onda a 30% e 90 % do valor de frente de onda. Esta reta é estendida até cruzar com a paralela ao eixo do tempo que passa pelo valor de crista (100%), correspondente ao segmento AB da figura 4.3.3. O tempo de descida corresponde ao tempo entre o ponto obtido pela interseção da linha paralela com o eixo

do tempo, correspondente a 50% do valor de crista, com a cauda da onda, conforme mostrado na figura 4.3.3. Para o ensaio de impulso a ABNT fixou o tempo de subida igual a  $1,2\mu\text{s} \pm 30\%$  e o tempo de descida de  $50\mu\text{s} \pm 20\%$ , podendo a onda assumir valores positivos e negativos em relação ao eixo de referência. Porém, a norma NBR 5356-1:2007 recomenda o uso da polaridade negativa.

Os ensaios são realizados com 100% do valor de crista, com valores reduzidos de 50% a 60% do estipulado para o nível de isolamento, sendo este o primeiro ensaio a ser aplicado, a fim de não danificar totalmente o transformador caso este esteja com algum defeito grosseiro, e de onda cortada. O objetivo do ensaio de onda cortada é simular bruscos cortes eventualmente ocorridos nas ondas de sobretensões, devido à atuação da proteção do sistema (pára-raios e centelhadores) ou através de possíveis escorvamentos em isoladores [9] e [12].

A onda cortada é caracterizada por possuir na ordem de 110% do valor de crista da onda padronizada e com o corte efetuado na crista ou na cauda. Porém, eventualmente o corte é feito para um tempo longo, entre  $2\mu\text{s}$  e  $6\mu\text{s}$ , acima do tempo ocorrido de frente de onda. Este denominado tempo de corte ( $T_c$ ). A figura 4.3.4 mostra a forma de onda cortada para um tempo de corte acima do valor de crista [9] e [12].

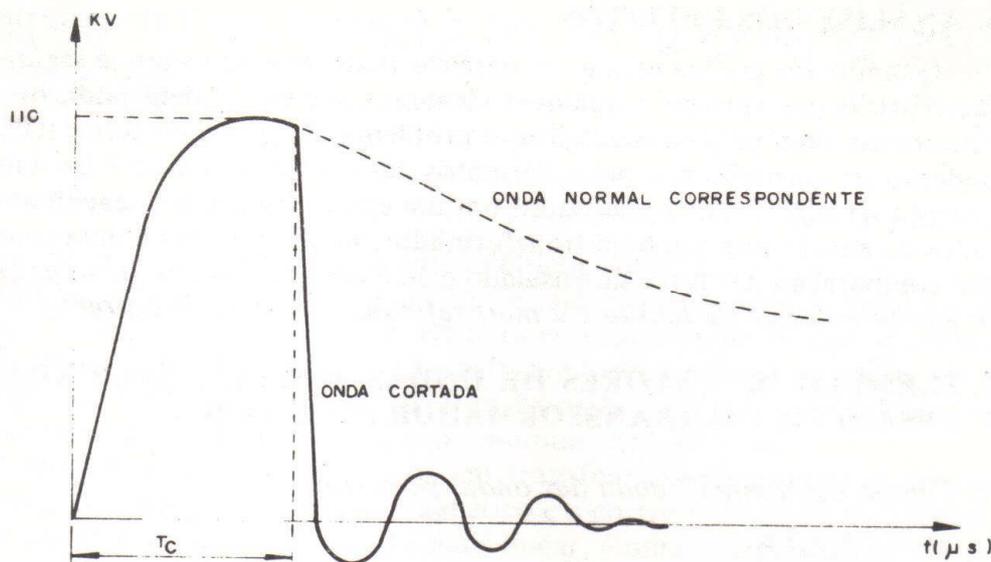
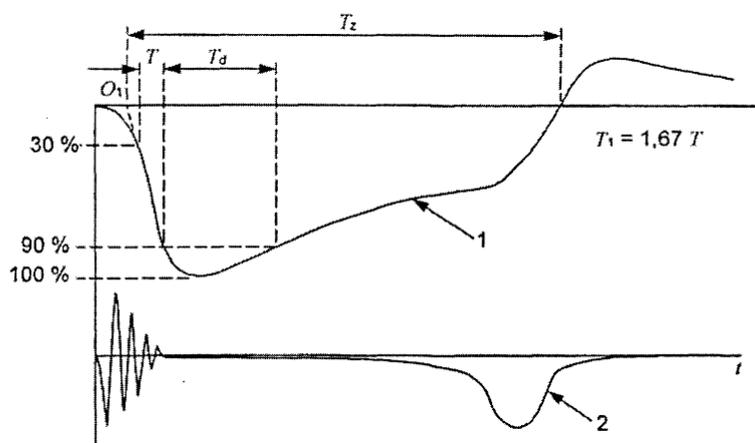


Figura 4.3.4 – Onda de sobretensão cortada.

(Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaio.*)

A figura 4.3.5 mostra a forma de onda normalizada para impulso de manobra. Sendo  $T$  o tempo de frente de onda, correspondente ao período entre os valores de 30 % e 90 % da onda aplicada,  $T_1$  correspondente ao tempo virtual de frente de onda,  $T_2$  corresponde ao tempo total até ocorrer à primeira passagem da tensão pelo zero e  $T_d$  corresponde ao tempo em que a onda se encontra com um valor acima de 90% do valor especificado. A onda de impulso de manobra deve ter um tempo virtual de frente de pelo menos 100  $\mu\text{s}$ , tempo acima de 90 % da tensão especificada de pelo menos 200  $\mu\text{s}$  e tempo total entre o zero virtual e a primeira passagem pelo zero de pelo menos 500  $\mu\text{s}$ . A NBR 5356-4:2007 recomenda, preferencialmente, 1 000  $\mu\text{s}$  de tempo total.



Legenda:

- 1 Forma de onda da tensão
- 2 Forma de onda da corrente
- $T_2$  Tempo até a primeira passagem por zero
- $T_d$  Tempo acima de 90 % da amplitude especificada
- $T_1$  Tempo virtual de frente
- $T$  Tempo de frente entre o instante quando o impulso é 30 % e 90 % do valor de crista

Figura 4.3.5 – Ondas de normalizada de impulso de manobra.

(NBR 5356-4: Transformadores de Potência Parte – 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores)

### 4.3 Aquecimento e Arrefecimento de Transformadores de Potência

Os transformadores de potência são grandes geradores de calor, produzidos principalmente pelos enrolamentos e o seu núcleo, oriundas das perdas no cobre, por efeito Joule, e das perdas no ferro, por efeitos da Histerese Magnética e das correntes Foucault. O aquecimento excessivo do transformador pode causar danos no isolamento e, conseqüentemente, limita a potência do transformador a ser utilizado pois, quanto

maior é a potência, maiores são as correntes nos enrolamentos e maiores são as perdas. As perdas são proporcionais aos volumes dos materiais ativos do transformador e a dissipação de calor é proporcional a área da superfície do mesmo material. Desta forma, quanto maior a potência do transformador maior a dificuldade de dissipação de calor do mesmo [6] e [9].

Para solucionar este problema existem métodos de arrefecimento das partes ativas dos transformadores. Estes métodos têm o objetivo de manter o funcionamento adequado do transformador e também torna possível a utilização de um mesmo transformador para maiores potências, cerca de 120% a 130% da potência nominal. Os principais fluidos utilizados para arrefecimento das partes ativas é o ar ou líquido isolante, geralmente óleos isolantes. Quando os transformadores são arrefecidos a ar são chamados de transformadores a seco e quando são arrefecidos a óleo são chamados de transformadores a óleo [6].

Nos transformadores a seco o arrefecimento é realizado pela simples circulação de ar ao redor dos enrolamentos e do núcleo que pode ser por convecção natural ou por fluxo de ar forçado. Este método de arrefecimento é limitado para transformadores de baixa tensão (menores que 5 kV) e potência inferiores a 1500 kVA e que fiquem em lugares cobertos, subterrâneos ou abrigados. Em localidades extremamente poluídas o arrefecimento a ar pode introduzir sujeira e umidade aos enrolamentos que não é aceitável quanto maiores forem às tensões dos transformadores. Desta forma, a aplicação deste método fica ainda mais limitada. As características e codificações dos transformadores a ar são normalizadas pela NBR 10295 [3], [6] e [12].

Nos transformadores a líquido isolante as partes ativas do transformador são imersas no líquido que além de resfriar as partes ativas também proporcionam maior isolamento dos mesmos. O mais usual dos líquidos isolantes é o óleo mineral, por combinar propriedades dielétricas e térmicas com a melhor relação de custo benefício entre todos os materiais isolantes. Deste modo, é o mais fluido mais aplicado em arrefecimento de transformadores de potência. Em transformadores de baixa potência, na ordem de dezenas de kVA, a circulação de óleo pode ser realizada por convecção natural e em tanques de superfície lisa. Com o aumento da potência são empregadas melhorias para dissipação do calor. Para isto, são utilizados chapas onduladas ou corrugadas e tubos

externos para a circulação do óleo e radiadores. Diante da insuficiência na dissipação de calor, através da circulação natural do óleo por radiadores simplesmente exposto ao ar, pode-se adotar ventilação forçada. Para casos onde a temperatura ainda se mantém elevada pode-se, também, adotar arrefecimento a água, através de tubos de cobre imerso em água, ou utilizar a circulação forçada de óleo nos enrolamentos através de bombeamento [3] e [9]. A figura 4.4.1 mostra exemplos de radiadores usados em transformadores de distribuição e potência.

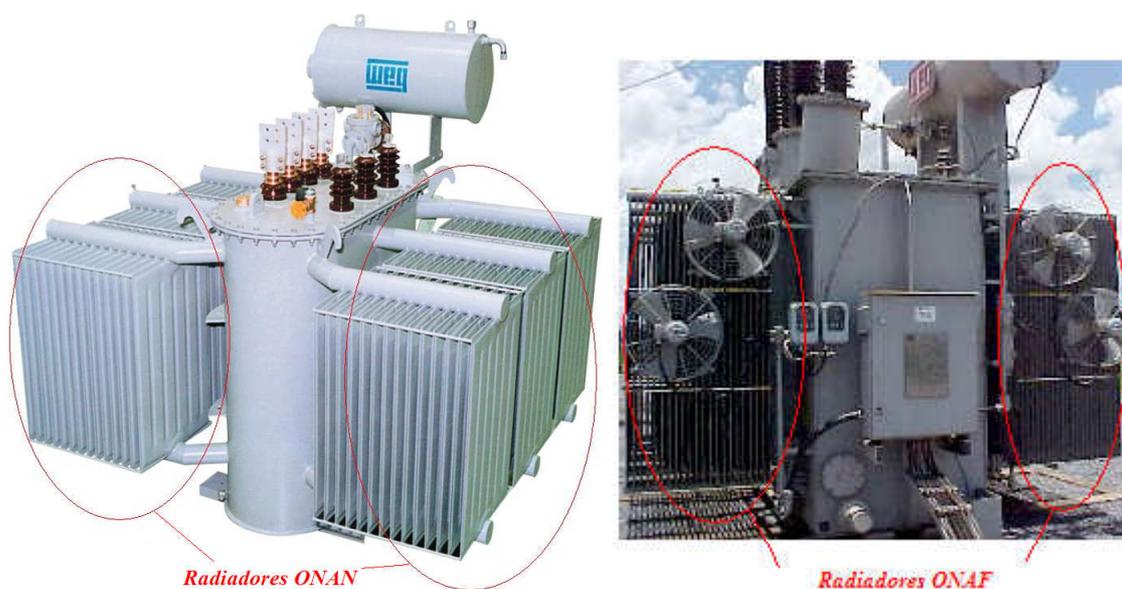


Figura 4.4.1 – Sistemas de arrefecimento (a) Radiadores ONAN de um transformador de distribuição da WEG [14].  
(b) Radiadores ONAF de um transformador de potência da WEG [15].

Com a grande variedade de métodos de arrefecimento dos transformadores a óleo a norma NBR 5356-2: 2007 classifica os transformadores de acordo com o método de arrefecimento. Para isto, são utilizados quatro letras para designação do método adotado. A primeira letra corresponde à natureza do meio de arrefecimento interno em contato com as partes ativas. A segunda letra corresponde à natureza do meio de circulação do arrefecimento interno. A terceira letra corresponde ao meio de arrefecimento externo e a quarta letra corresponde à natureza da circulação do meio de arrefecimento externo. Abaixo são mostradas letras utilizadas com as correspondentes designações:

- Primeira letra: O (óleo mineral ou líquido isolante sintético com ponto de combustão  $\leq 300^{\circ}\text{C}$ ), K (líquido isolante com ponto de combustão  $> 300^{\circ}\text{C}$ ) e L (líquido isolante com ponto de combustão não mensurável);
- Segunda letra: N (circulação natural por convecção através do sistema de arrefecimento e dos enrolamentos), F (circulação forçada através do sistema de arrefecimento, circulação por convecção dentro dos enrolamentos) e D (circulação forçada através do sistema de arrefecimento e dirigida do sistema de arrefecimento pelo menos até os enrolamentos principais);
- Terceira letra: A (ar) e W (água);
- Quarta letra: N (convecção natural) e F (circulação forçada).

A tabela 4.4.1 mostra as nomenclaturas adotadas pelas normas ABNT, IEC e ANSI para os métodos de arrefecimento.

Nomenclatura Adotada		
Normas		Descrição
ABNT/IEC	ANSI	
ONAN	OA	Óleo natural, ar natural.
ONAF	FA	Óleo natural, ar forçado.
ONAN/ONAF/ONAF	OA/FA/FOA	Óleo natural, ar forçado, sendo o ar forçado com dois estágios.
ONAN/ODAF	OA/FOA	Óleo natural, ar natural num primeiro estágio e com aumento de temperatura entra o óleo direcional forçado e ar forçado.
ONAN/ODAF/ODAF	OA/FOA/FOA	Óleo natural, ar natural num primeiro estágio e nos dois estágios
OFAF	FOA	Óleo forçado, ar forçado.
OFWF	FOW	Óleo forçado, água forçada.
ODAF	FOA	Óleo direcional forçado, ar forçado, ar forçado.
ODWF	FOW	Óleo direcional forçado, água forçada.

Tabela 4.4.1 – Classificação dos Transformadores em relação ao método de arrefecimento.

(NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*)

Conforme mostrado na tabela 4.4.1 é possível ter em um mesmo transformador diferentes métodos de arrefecimento controlado pela temperatura. Desta forma, usa-se o método mais adequado para cada faixa de temperatura e a cada nível atingido é acionado um novo estágio de arrefecimento, de forma a garantir a temperatura

normalizada para o equipamento. Porém, o uso de ventilação forçada e de bombeamento do óleo tem por desvantagem o consumo de energia auxiliar para alimentação dos mesmos. Este fato não ocorre com transformadores com circulação natural, tanto internamente como externamente. As tabelas 4.4.2 e 4.4.3 mostram os limites de elevação de temperatura normalizados para os transformadores de potência, tanto para as partes ativas, para o óleo isolante, para as partes metálicas e as temperaturas de referências a serem adotadas.

Sistema de preservação de óleo	Limites de elevação de temperatura °C <sup>a</sup>					
	Dos enrolamentos			Do topo do óleo	Das partes metálicas	
	Média, por medição da variação de resistência		Do ponto mais quente		Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a elas	Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a elas
	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido <sup>f</sup>				
Sem conservador e sem gás inerte sob pressão	55	60	65	50 <sup>b</sup>	Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir-valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes
	95 <sup>g</sup>	100 <sup>g</sup>	120 <sup>g</sup>	60 <sup>g</sup>		
Com conservador ou com gás inerte sob pressão	55	60	65	55 <sup>c</sup>		
	65 <sup>d</sup>	70 <sup>d</sup>	80 <sup>d</sup>	65 <sup>d</sup>		
	95 <sup>g</sup>	100 <sup>g</sup>	120 <sup>g</sup>	65 <sup>g</sup>		

<sup>a</sup> Os materiais isolantes devem ser adequados, de acordo com a ABNT NBR 7034, ao limite de elevação de temperatura em que o transformador é enquadrado.  
<sup>b</sup> Medida próxima à superfície do óleo.  
<sup>c</sup> Medida próxima à parte superior do tanque, quando tiver conservador, e próxima à superfície do óleo, no caso de gás inerte.  
<sup>d</sup> Para esse limite de temperatura, quando é utilizada isolamento de papel, este deve ser termoestabilizado.  
<sup>e</sup> A verificação de temperatura do ponto mais quente é feita mediante acordo entre o fabricante e o comprador.  
<sup>f</sup> O método de verificação do fluxo de óleo forçado dirigido constitui objeto de acordo entre o fabricante e o comprador.  
<sup>g</sup> Estes limites de elevação de temperatura são aplicáveis, desde que acordado entre fabricante e comprador. Neste caso, deve ser utilizado o sistema híbrido de isolamento composto por isolantes sólidos à base de aramida ou similares (Classe C), apenas onde necessário (adjacentes aos condutores dos enrolamentos), e isolantes sólidos à base de celulose onde a temperatura máxima não ultrapasse os 120 °C, imersos em óleo mineral isolante, com base na IEEE Std. 1276:1997.

Tabela 4.4.2 – Limites de elevação de temperatura.

(NBR 5356-2: Transformadores de Potência Parte – 2: Aquecimento)

Limites de elevação de temperatura dos enrolamentos	Temperatura de referência
Método de variação da resistência °C	°C
55	75
65	85
95	115

Tabela 4.4.2 – Temperatura de referência.

(NBR 5356-1: Transformadores de Potência Parte – 1: Generalidades)

#### 4.4 Níveis Máximos de Rádio Interferência e Ruído Audível

A origem principal da interferência em sistemas de comunicação e de ruídos audíveis gerado por transformadores de potência é causada pelo efeito corona. O efeito corona é ocasionado por descargas elétricas produzidas através da ionização do meio ao redor do condutor. Estas descargas são formadas pela emissão de elétrons por eletrodos ou condutores de alta tensão, no qual se chocam com átomos do dielétrico adjacente ao condutor. O choque provoca a liberação de novos elétrons, formando um processo chamado de avalanche de Townsend<sup>6</sup> [3] e [16].

Em condutores eletricamente carregados com superfícies pontudas, ou com raio de curvatura relativamente muito baixo, ou possuindo irregularidades, ocorrerá uma concentração de campo elétrico nestas regiões. Quando este campo ou gradiente do potencial elétrico for grande o suficiente, a região imediatamente próxima à superfície ficará ionizada, tornando-se condutiva. Se a geometria e gradiente são tais, que a região ionizada continua a crescer, um circuito condutivo direto se formará. Com isso, haverá um efeito de crescimento aparente do diâmetro condutor e resultando em pequenas descargas momentâneas ou, até mesmo, um arco contínuo em torno do condutor [3].

O efeito corona é prejudicial ao isolamento dos transformadores, pois as descargas elétricas ocasionam degradação e posteriormente falhas no mesmo. O efeito corona é agravado com o aumento do nível da tensão, com irregularidades na superfície, com a geometria do condutor e presença de ar ou outro dielétrico ionizável [3].

Uma consequência das descargas elétricas por efeito corona é a interferência nas frequências das ondas de sistemas de comunicação, devido à natureza pulsante da descarga de corona que produzem pulsos de correntes e tensão nos condutores. Esses pulsos são caracterizados por constantes oscilações em curtos intervalos de tempos que podem chegar à faixa de frequência de MHz. Desta forma, o espectro de frequências desses pulsos pode cobrir uma considerável porção da banda de frequência de rádio e

---

<sup>6</sup> Avalanche de Townsend é o fenômeno da reação em cadeia de elétrons em uma região de alto campo elétrico em um gás. Através deste fenômeno o gás é ionizado, possibilitando a condução de carga elétrica, a formação de um novo centro de concentração de elétrons, e a repetição da avalanche.

televisão. Assim, o campo eletromagnético resultante das descargas de corona pode criar um distúrbio nas frequências de rádio e televisão. Para controlar os níveis de rádio interferência emitido por transformadores a NBR 7876 estabelece limites que não devem ser superados [16] e [17].

Os pulsos elétricos produzidos pelas descargas de corona também produzem sinais na faixa de frequências audíveis ao ser humano (de 20Hz a 20kHz). Esses ruídos têm características de zumbido que são diretamente proporcionais ao valor do campo elétrico, ou seja, ao nível de tensão do transformador. Para limitar o nível de ruído em transformadores de potência a norma NBR 5356-1:2007 especifica os níveis de ruído toleráveis em decibéis (dB) com relação à potência do transformador. O anexo C mostra as tabelas com os valores normalizados [12] e [16].

Outro problema que pode acarretar ruído audível ocorre devido à degradação do material isolante, tanto dos enrolamentos ou das buchas de entrada e saída dos transformadores que proporcionam centelhamento ou escorvamento. Estas pequenas correntes também produzem sinais na faixa de frequência audível igualmente as de descargas de corona e, conseqüentemente, produzem ruídos.

#### **4.5 Requisitos de Curto-Circuito**

Os transformadores e todos os e acessórios existentes, podem ficar submetidos a correntes elevadas causadas por curtos-circuitos externos, também chamados de faltas. Os curtos-circuitos externos podem ser simétricos ou assimétricos. Os curtos-circuitos simétricos envolvem as três fases do sistema simultaneamente e os curtos-circuitos assimétricos podem envolver duas fases (fase-fase), duas fases e a terra (fase-fase-terra) ou uma fase e a terra (fase-terra). Estas faltas produzem elevadas correntes que causam danos para o equipamento devido aos efeitos elétricos e dinâmicos. Desta forma, a norma NBR 5356-5:2007 determina requisitos mínimos aos projetos de transformadores a fim que resistam a essas correntes sem danos ao equipamento e sem oferecer riscos aos operadores e pessoas envolvidas [12].

Para normalizar os requisitos mínimos aplicáveis aos transformadores de potência a norma NBR 5356-5:2007 dividiu os transformadores em três categorias: até 2500 kVA (categoria I), de 2500 a 100000 kVA (categoria II) e acima de 100000 kVA (categoria III). A norma, também, estabeleceu os valores mínimos aceitos para a impedância de curto-circuito, dados pela tabela 4.6.1 abaixo.

Impedância de curto-circuito à corrente nominal	
Potência nominal kVA	Impedância mínima de curto-circuito %
Até 630	4,0
631 a 1 250	5,0
1 251 a 2 500	6,0
2 501 a 6 300	7,0
6 301 a 25 000	8,0
25 001 a 40 000	10,0
40 001 a 63 000	11,0
63 001 a 100 000	12,5
Acima de 100 000	> 12,5
NOTA 1 Valores com potência nominal maior 100 000 kVA são geralmente sujeitos a acordo entre fabricante e comprador.	
NOTA 2 No caso de unidades monofásicas conectadas para formar um banco, o valor da potência aplica-se ao banco trifásico.	

Tabela 4.6.1 – Valores mínimos para impedância de curto-circuito para transformadores com dois enrolamentos separados. (NBR 5356-5: *Transformadores de Potência Parte – 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos*)

De acordo com a norma NBR 5356-5:2007 devem se especificados os valores da corrente máxima de curto-circuito do sistema, a potência aparente de curto-circuito do sistema e a relação entre a impedância de seqüência zero e a impedância de seqüência positiva do sistema. Caso estas não sejam informadas pode-se calcular a corrente de curto-circuito simétrico através da equação 4.6.1 abaixo. Visto que, para transformadores de dois enrolamentos este caso cobre os outros casos assimétricos.

$$I = \frac{U_n}{\sqrt{3}(Z_t + Z_s)} [kA] \quad \text{equação 4.6.1}$$

$I$  = a corrente de curto-circuito simétrico (kA)

$U_n$  = Tensão nominal fase-fase do enrolamento considerado (kV)

$Z_t$  = impedância de curto-circuito do transformador ( $\Omega$ )

$Z_s$  = impedância de curto-circuito do sistema ( $\Omega$ )

$$Z_s = \frac{U_s^2}{S} \quad \text{equação 4.6.2}$$

$U_s$  = tensão nominal fase-fase do sistema (kV)

$S$  = potência aparente trifásica de curto-circuito do sistema (MVA)

$$Z_t = \frac{z_t U_n^2}{100 S_n} \quad \text{equação 4.6.3}$$

$S_n$  = é a potência nominal trifásica do transformador (MVA)

$z_t$  = é a impedância de curto-circuito, em porcentagem, medida a frequência e corrente nominais e na temperatura de referência

Este valor de corrente de curto-circuito simétrico é calculado para o enrolamento principal. Para derivações existentes a tensão  $U_n$  deve ser a tensão da derivação e a  $z_t$  deve ser referida ao enrolamento e a derivação sob consideração. Para os transformadores de categoria I se a impedâncias do sistema for menor ou igual a 5% da impedância de curto-circuito do transformador, esta pode ser desprezada.

Em caso não seja fornecido à potência aparente de curto-circuito do sistema, pode-se adotar os valores da tabela 4.6.2 abaixo.

Tensão máxima do equipamento, $U_m$ kV	Potência aparente trifásica de curto circuito MVA		
	Prática européia	Prática norte-americana	Prática brasileira
≤ 24	500	500	500
36	1 000	1 500	1 500
52 e 72,5	3 000	5 000	3 000
92,4 e 123	6 000	15 000	6 000
145 e 170	10 000	15 000	15 000
245	20 000	25 000	25 000
300	30 000	30 000	30 000
362	35 000	35 000	35 000
420	40 000	40 000	40 000
460			50 000
525 e 550	60 000	60 000	60 000
765 e 800	83 500	83 500	83 500

NOTA Se não especificado, um valor entre 1 e 3 deve ser considerado para a relação entre a impedância de seqüência zero e a impedância de seqüência positiva do sistema.

Tabela 4.6.2 – Potência aparente de curto-circuito do sistema.

(NBR 5356-5: Transformadores de Potência Parte – 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos)

Para os transformadores de três enrolamentos e autotransformadores também devem ser determinadas as correntes de curto-circuito através das impedâncias do transformador e do sistema. Porém, para estes casos devem-se levar em consideração as correntes causadas pelas faltas assimétricas associadas às condições de aterramento do sistema e do transformador [12].

A norma NBR 5356-5:2007 também padroniza o tempo máximo que o equipamento deverá suportar a corrente de curto-circuito externo sem apresentar danos. Este tempo corresponde a 2 segundos e a temperatura média de cada enrolamento, também, não deve exceder os valores da tabela 4.6.3, após ter conduzido a corrente de curto externo durante o tempo especificado [12].

Tipo de transformador	Temperatura do sistema de isolamento °C	Temperatura máxima °C	
		Cobre	Alumínio
Imerso em óleo	105 (A) <sup>a</sup> e 120 (E) <sup>a</sup>	250	200
Seco	105 (A) <sup>a</sup>	180	180
	120 (E) <sup>a</sup>	250	200
	130 (B) <sup>a</sup>	350	200
	155 (F) <sup>a</sup>	350	200
	180 (H) <sup>a</sup>	350	200
	220	350	200

<sup>a</sup> Classe.

NOTA 1 No caso de enrolamentos feitos de ligas de alumínio de alta resistência, podem ser admitidos, mediante acordo entre o fabricante e o comprador, valores maiores de temperatura máxima, mas não excedendo os valores correspondentes para o cobre.

NOTA 2 Quando forem utilizados sistemas de isolamento híbridos de diferentes classes térmicas (ABNT NBR 7034) em transformadores imersos em óleo, podem ser admitidos, mediante acordo entre o fabricante e o comprador, valores de temperatura máxima diferentes.

Tabela 4.6.3 – Valores máximos admissíveis para a temperatura média de cada enrolamento após o curto-circuito.

(NBR 5356-5: Transformadores de Potência Parte – 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos)

## 4.6 Normas Técnicas Aplicáveis

Com o objetivo de tentar padronizar os transformadores existentes e de garantir requisitos mínimos de funcionamento, segurança e qualidade do equipamento, existem normas técnicas que especificam eletricamente e mecanicamente os transformadores. As normas são aplicadas a todas as etapas de concepção de um transformador, como: projeto, fabricação, locomoção, instalação, ensaios, operação e manutenção. No sistema elétrico brasileiro à especificação dos transformadores devem seguir as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, na falta da norma brasileira deve-se seguir as normas internacionais da *International Electrotechnical Commission-IEC* e *American National Standards Institute – ANSI* [3], [12] e [18]. Abaixo segue a lista das principais normas que regem as especificações de transformadores:

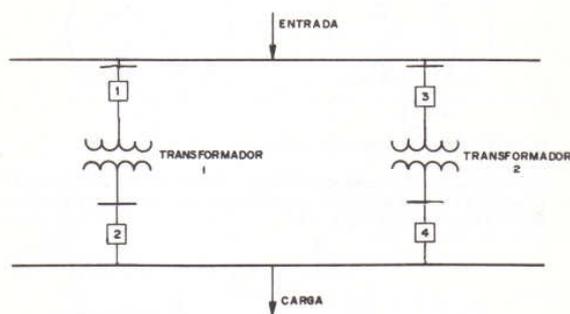
- NBR 5356-1 – Transformadores de Potências – Parte 1: Generalidades.
- NBR 5356-2 – Transformadores de Potências – Parte 2: Aquecimento.
- NBR 5356-3 – Transformadores de Potências – Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar.

- NBR 5356-4 – Transformadores de Potências – Parte 4: Guia para ensaios de impulso atmosféricos e de manobra para transformadores e reatores.
- NBR 5356-5 – Transformadores de Potências – Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos.
- NBR 5356-6 – Transformadores de Potências – Parte 6: Reatores.
- NBR 5356-7 – Transformadores de Potências – Parte 7: Carregamento de transformadores.
- NBR 5356-8 – Transformadores de Potências – Parte 8: Guia de aplicação.
- NBR 5458 – Transformadores de potência – Terminologia.
- IEC 60076 – Power transformers.
- NBR 10295 – Transformadores de Potências Secos.
- NBR 12454 – Transformadores de potências de tensão máximas até 36,2 kV e potências de 225 kVA até 3750 kVA.
- ANSI/IEEE C57.12.00 – General requirements for liquid-immersed distribution, and regulating transformers.
- NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potências – Procedimentos.
- NBR 5380 – Transformadores de potência - Método de ensaios.
- NBR 7036 – Recebimentos, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes.
- NBR 7037 – Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral.
- NBR 8153 – Guia de aplicação de transformadores de potências
- NBR 9368 – Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV – Padronização.
- NBR 8667 – Comutador de derivações em carga – Especificação.
- NBR 6939 – Coordenação de isolamento – Procedimento.
- NBR 6939 – Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão – Procedimento
- NBR 7876 – Linhas e equipamentos de alta tensão – Medição de radiointerferência na faixa de 0,15 a 30 MHz.
- NBR 7277 – Medição de nível de ruído de transformadores e reatores – Método de ensaio.
- CISPR 16 – Specification for radiointerference measuring apparatus and measurements methods.

- NBR 15633 – Ensaios não destrutivos – Emissão acústica – Detecção e localização de descargas parciais e anomalias térmicas e mecânicas (DPATM) em transformadores de potência e reatores isolados a óleo.
- NBR 12454 – Transformadores de potência de tensões máximas até 36,2 kV e potência de 225 kVA até 3750 kVA.
- NBR 5440 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização.

## 4.7 Operação de Transformadores em Paralelo

Em sistemas elétricos é usual o trabalho de transformadores de potência em paralelo, devido a motivos diferentes. Os transformadores podem estar agrupados em um mesmo local, como usinas geradoras, subestações, cabinas de força, entre outras possibilidades, ou podem estar afastados uma unidade da outra, situação corriqueira em sistemas de distribuição de baixa potência. Em sistemas de distribuição um transformador em um poste pode estar em paralelo com um transformador em outro poste, instalado a uma distância considerável [6] e [9]. A figura 4.1.1 mostra um esquema unifilar de dois transformadores em paralelo e um exemplo de três transformadores em paralelo em uma subestação.



(a)



(b)

Figura 4.1.1 – Transformadores trifásicos em paralelo. (a) esquema unifilar de uma subestação industrial típica com transformadores em paralelo. (Oliveira, J.C., Cogo, J. R., Abreu, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaios*.) (b) Foto de três transformadores em paralelo em uma subestação abaixadora de 138 kV-13,8 kV.

A aplicação de transformadores em paralelo pode ser por diversos motivos, dentre estes os principais são: necessidade de ampliação do sistema elétrico, limitação das potências

unitárias de transformadores, aumento da continuidade e confiabilidade do serviço e economia em transformadores reservas [6] e [9].

Com o crescimento da demanda de energia há necessidade de utilizar transformadores com maiores potências. Porém, a troca de um transformador por outro de potência maior não é uma solução econômica e em muitas situações pode existir inviabilidade técnica. Estas impossibilidades são ocasionadas por dificuldades com arrefecimento, isolamento, transporte e dimensões. Desta forma, a adoção por transformadores em paralelo é a solução mais adequada. Muitos projetos de subestações são, também, planejados de forma a receberem transformadores em paralelo de tempos em tempos com o aumento da demanda. Assim, aumentando a capacidade do sistema quando solicitado [6] e [9].

A adoção por sistemas que utilizam transformadores em paralelo tem como grande aliado o aumento da confiabilidade do mesmo, pois em um sistema onde é alimentado por um transformado único, na falta deste, seja por defeito ou por manutenção, o sistema fica inoperante. Assim, a operação em paralelo permite a continuidade do suprimento de energia mesmo que uma unidade esteja fora de operação. Este suprimento pode ser fornecido com potência reduzida ou em plena potência, caso seja planejado uma unidade de reserva para operar quando há necessidade de manutenção de uma das unidades [6] e [9].

A operação com transformadores em paralelo ainda permite a utilização do transformador no seu máximo rendimento durante todo o dia. Como, muitos transformadores estão sujeitos a variação da carga durante o dia, principalmente em sistemas de distribuição, é possível que uma subestação seja manobrada de forma a introduzir ou retirar de operação um transformador. Desta forma, consegue-se manter os outros transformadores em paralelo operando o mais próximo possível de sua condição nominal. Conforme citado na seção 2.6 [6] e [9].

Apesar dos benefícios da operação em paralelo, para consegui-la deve-se obedecer alguns requisitos técnicos que os transformadores devem ter em comum, como: a polaridade das ligações, deslocamento angular das fases, relação de transformação e de tensões e os seus valores de impedâncias equivalentes.

As polaridades das ligações de todos os transformadores que estarão em paralelo devem ser ligadas com a configuração que proporcione o mesmo módulo de tensão e ângulo de fase em seus terminais, mesmo que existam transformadores com características subtrativas ou aditivas. Caso ocorra de instalarem transformadores em paralelo com tensões em seus terminais diferentes, isto produzirá a circulação de corrente indesejável entre os transformadores. A circulação de corrente pode ser elevada ou mais baixa dependendo da impedância dos circuitos de interligação. Em subestações, devido à proximidade, as impedâncias dos barramentos podem ser desconsideradas, mas em transformadores de distribuição de baixa potência, dependendo da distância, a impedância dos cabos condutores pode ser considerável. Os tipos de ligações dos enrolamentos dos transformadores trifásicos adotados devem ser especificados de tal forma que todos os transformadores tenham a mesma defasagem angular. Caso contrário, causaria também a circulação de corrente entre os transformadores. Contudo, sabe-se que correntes de circulação sempre existirão em transformadores em paralelo. Isto ocorre devido à impossibilidade da construção de transformadores ideais. Porém, estas correntes não podem assumir magnitudes que causem prejuízos ao funcionamento dos transformadores. Estas correntes são limitadas por norma em 15% da corrente nominal do transformador de menor potência colocado em paralelo [6] e [9].

A relação de transformação nominal diferente entre os transformadores em paralelo também provoca uma diferença de tensão em seus terminais. Conseqüentemente, há circulação indesejável de corrente entre os mesmos. Porém, a operação com transformadores em paralelo com relações de transformação iguais e tensões nominais diferentes, pode funcionar. Contudo, se o transformador de maior tensão nominal estiver operando em plena carga o transformador de menor tensão nominal estará em sobrecarga. Isto causará saturação do núcleo, aumentando das perdas no ferro, podendo danificar a isolamento, causando aquecimento excessivo e por fim danificando o transformador [6] e [9].

Com relação às impedâncias séries dos transformadores, para que os mesmos operem em potências proporcionais as nominais devem ter resistências e reatâncias, ou módulo de sua impedância e argumentos, iguais. Desta forma, podem operar em plena carga mesmo com potências nominais diferentes, tendo como resultante final a soma das

potências de cada transformador. No caso de haver diferença significativa entre as resistências e reatâncias dos transformadores em paralelo, os transformadores ficarão limitados pela potência do transformador de menor impedância. Caso ocorra do transformador de maior impedância operar em plena carga os transformadores de menores impedâncias estarão em sobrecarga [6] e [9].

## **5 Especificação Elétrica de Transformadores de Potência**

Os transformadores de potência são equipamentos de grande importância para o sistema elétrico, pois além de possibilitar a interconexão de sistemas com níveis de tensão diferentes proporciona grande economia em sistemas de transmissão. Porém, o custo de um transformador é um dos mais elevados em uma planta de subestação. Desta forma, a escolha por uma configuração adequada de um transformador pode proporcionar melhor eficiência, dimensões menores, maior confiabilidade e, conseqüentemente menor custo na instalação, operação e manutenção.

Para auxiliar a especificação de transformadores e garantir requisitos mínimos de segurança as normas técnicas padronizam os principais requisitos necessários para o emprego de um transformador. Na seção 4.7 foram apresentadas as principais normas aplicáveis a especificação de um transformador de potência.

Ao especificar um transformador de potência, como qualquer outro equipamento elétrico, deve-se ter informações preliminares do sistema onde o transformador vai operar, como: a potência nominal que deseja-se operar, o nível de tensão nominal, a corrente nominal, o número de fases do sistema e a corrente de curto-circuito que o sistema pode produzir. A partir destas informações diversos detalhes serão especificados e exigidos por norma. Porém, a escolha do tipo de ligação elétrica do transformador em sistemas trifásicos não é padronizada por norma, ficando a cargo do projetista analisar e adotar a configuração mais adequada.

As seções abaixo serão destinadas ao estudo qualitativo do melhor tipo de ligação a ser empregado, de acordo com a configuração do sistema e baseado nas características de cada ligação apresentadas no capítulo 3, dos requisitos elétricos essenciais a serem especificados, em condições normais de operação, e dos estudos de casos de especificação de transformadores de potência.

## 5.1 Análise do Tipo de Ligação de Transformadores de Potência em Sistemas Trifásicos.

Em sistemas de potência são comuns a operação com sistemas trifásicos em elevados níveis de tensões e potências, onde a geração de energia elétrica é dada entre 6,6 kV e 13,8 kV, a transmissão é feita entre 130 kV e 750 kV, a subtransmissão é dada entre 66 kV e 88 k, a distribuição entre 3,4 kV e 34 kV e chega ao consumidor final entre 110 V e 400 V [6]. Para diferentes níveis de transmissão, desde a geração até o consumo final, existem diferentes tipos de transformadores com diferentes faixas de potência. Para faixa de geração, transmissão e subtransmissão a potências dos transformadores se encontram entre dezenas e centenas de MVA. Os transformadores de distribuição e industriais suas potências se encontram entre as dezenas e centenas de KVA, podendo em alguns casos chegar a poucas dezenas de MVA [14].

Os transformadores de distribuição de baixa potência, os transformadores industriais e os transformadores especiais não serão analisados devido à existência de normas específicas para esse tipo de transformadores. Em aplicações especiais, também, podem ser adotadas configurações elétricas diferentes devido a peculiaridade da aplicação.

Desta forma, podemos dividir os transformadores em três tipos: transformadores elevadores, transformadores abaixadores e transformadores de interligação.

- Os transformadores elevadores são caracterizados por elevar os níveis de tensões, geralmente próximos aos geradores. Eles têm por finalidade elevar as tensões dos níveis de geração até os níveis de transmissão. Para isso, possuem grandes potências, na faixa dos MVA, com fluxo de potência ativo geralmente no sentido do gerador para o sistema, e com relações de transformação ( $\alpha$ ) elevadas, na faixa de 3 a 10.
- Os transformadores abaixadores são caracterizados por abaixar os níveis de tensões, geralmente próximos aos grandes centros consumidores. Eles têm por finalidade abaixar os níveis de tensões dos níveis de transmissão e subtransmissão para níveis de distribuição. Para isso, possuem potências na

faixa dos kVA e MVA, com fluxo de potência ativo geralmente no sentido da geração para a carga e com relações de transformação ( $\alpha$ ) elevadas, na faixa de 3 a 10.

- Os transformadores de interligação são caracterizados por ligarem sistemas com diferentes níveis de tensões (transmissão, subtransmissão e distribuição). Eles podem tanto elevar quanto abaixar os níveis de tensões, com fluxo de potência ativa que pode se apresentar nos dois sentidos e com relações de transformação ( $\alpha$ ) reduzidas, na faixa de 1 a 3.

Assim, de acordo com os tipos de ligações de transformadores trifásicos apresentados no capítulo 3, podemos classificar os transformadores de acordo com as suas características de operação, como: transformadores elevadores, abaixadores ou de interligação.

### **Transformadores elevadores:**

Para a operação de elevação de níveis de tensões com grande relação de transformação, o tipo de ligação mais adequado é a ligação  $\Delta$ -Y com o neutro aterrado. Esta ligação é a que apresenta melhor relação custo benefício. Ela apresenta as vantagens da ligação em  $\Delta$  no lado de menor tensão e maior corrente e a ligação em Y do lado de maior tensão e menor corrente.

#### Vantagens da ligação $\Delta$ -Y:

- Menor número de espiras por fase na ligação em Y no secundário, devido a esta configuração apresentar duas espiras em série para tensão fase-fase, diminuindo o custo com material e a dimensão do equipamento comparado a ligação em  $\Delta$ ;
- A ligação em  $\Delta$  é recomendada para tensões mais baixas e correntes maiores devido às correntes em suas fases serem  $1/\sqrt{3}$  as correntes de linha. Assim,

esta ligação proporciona menores seções de condutores, conseqüentemente, menor custo e menores dimensões, comparado a ligação em Y;

- A ligação em  $\Delta$  cria um caminho fechado para a circulação das correntes harmônicas geradas pela magnetização do núcleo, reduzindo as distorções nas tensões induzidas;
- O secundário com a ligação em Y possibilita o aterramento do neutro, dando estabilidade ao neutro e possibilidade do uso de proteção para faltas fase-terra no secundário.

Desvantagens da ligação  $\Delta$ -Y:

- O circuito primário em  $\Delta$  não apresenta neutro real, não possibilitando o uso de proteção contra faltas fase-terra no primário;
- Este tipo de ligação cria defasagem de  $30^\circ$  entre o circuito primário e secundário.

### **Transformadores abaixadores:**

Para a operação de redução dos níveis de tensão com grande relação de transformação, o tipo de ligação mais adequado é Y- $\Delta$ , para final ou centro de linhas de transmissão no qual não é requisitado o uso do aterramento do neutro do secundário. Este tipo de ligação é usado devido às características semelhantes aos transformadores elevadores, porém com níveis de tensão mais elevados no primário e níveis de correntes mais elevados no secundário. Na prática, nos sistemas de subtransmissão e distribuição, a ligação mais adotada é a  $\Delta$ -Y, no qual o secundário deve estar diretamente aterrado ou através de impedância. Com isso, possibilita o uso da proteção contra faltas para a terra no lado de baixa tensão e não submeterá os equipamentos nas fases (entre fase e neutro), no lado de baixa tensão, a tensões fase-fase, caso ocorra de faltas para a terra.

### **Transformadores de interligação:**

Para a operação de interligação de sistemas elétricos com níveis de tensões diferentes, não existe um único tipo de ligação que ofereça a melhor relação de custo benefício. Para sistemas com relações de transformação próximo de 1 e de grandes potências, a utilização de autotransformadores com ligação Y-Y com ambos os neutros aterrados é uma boa opção. Porém, também pode ser adotados autotransformadores com ligação Y-Y, com ambos os neutros aterrados, e com um enrolamento terciário ligado em  $\Delta$ . A fim de diminuir as interferências nas tensões induzidas causadas pelas correntes de magnetização do núcleo. Para interligação de sistemas com as relações de transformação mais próximas de 2, a ligação Y-Y começa a ser mais interessante, pois as vantagens do autotransformador começa a diminuir, com o aumento da relação de transformação. Assim temos as seguintes vantagens e desvantagens para cada tipo de ligação.

Vantagens da ligação como autotransformador Y-Y:

- Menor número de espiras por fase na ligação em Y no secundário, devido a esta configuração apresentar duas espiras em série para tensão fase-fase, diminuindo o custo com material e a dimensão do equipamento comparado a ligação em  $\Delta$ ;
- Devido à existência de enrolamentos comum ao primário e ao secundário há uma potência maior transmitida, menos perdas no ferro e no cobre, conseqüentemente, melhor rendimento, comparado a um transformador convencional;
- As dimensões são menores em autotransformadores do que comparado a um transformador convencional;
- Não produz defasagem angular entre o primário e o secundário;
- O aterramento em ambos os lados possibilita o uso de proteção contra faltas para a terra em ambos os lados. Desta forma, estabiliza o neutro para sistemas

desbalanceados e produz menos interferências nas tensões induzidas devido a correntes de magnetização do núcleo.

Desvantagens da ligação como autotransformador Y-Y:

- O enrolamento em comum a ambos os lados, primário e secundário, mantém uma conexão elétrica entre eles, ou seja, problemas em um lado são transferidos para o outro lado;
- O aterramento de ambos os neutros (primário e secundário) do transformador pode fazer atuar a proteção do lado errado da falta fase-terra;
- Para altos níveis de tensão, o isolamento entre a alta e a baixa tensão torna-se problemático;

Vantagens da ligação como autotransformador Y-Y com enrolamento terciário em  $\Delta$ :

- As vantagens são iguais as do autotransformador com ligação Y-Y, adicionando maior redução de interferências de harmônicos oriundos de correntes de magnetização do núcleo;
- O enrolamento terciário possibilita alimentação de circuitos auxiliares da subestação.

Desvantagens da ligação com autotransformador Y-Y com enrolamento terciário em  $\Delta$ :

- As desvantagens são iguais as do autotransformador com ligação Y-Y, adicionando perdas maiores devido a mais um enrolamento e problema de isolamento com o terceiro enrolamento, que geralmente corresponde a uma tensão menor;
- Na falha do enrolamento terciário, torna todo o transformador inoperante.

Vantagens da ligação Y-Y:

- Menor número de espiras por fase na ligação em Y no secundário, devido a esta configuração apresentar duas espiras em série para tensão fase-fase, diminuindo o custo com material e a dimensão do equipamento comparado a ligação em  $\Delta$ ;
- Não produz defasagem angular entre o primário e o secundário;
- O aterramento em ambos os lados possibilita o uso de proteção contra faltas para a terra em ambos os lados. Desta forma, estabiliza o neutro para sistemas desbalanceados e produz menos interferências nas tensões induzidas devido a correntes de magnetização do núcleo.

Desvantagens da ligação Y-Y:

- O aterramento de ambos os neutros (primário e secundário) do transformador pode fazer atuar a proteção do lado errado da falta fase-terra.

Embora a análise acima indique os tipos de ligações mais favoráveis a serem aplicadas para transformadores elevadores, abaixadores e de interligação, isto não significa que os outros tipos de ligações apresentados no capítulo 3 não possam ser aplicados. Em alguns casos outros tipos de ligações são usados devido a solicitações que limitam o uso das ligações indicadas, como: defasagem angular, isolamento elétrico entre o primário e o secundário, necessidade do uso de proteção para faltas fase-terra e outros motivos.

## **5.2 Especificação Elétrica de Transformadores de Potência**

A especificação de um transformador de potência, também chamado de transformador de força, é constituída por diversas informações que vão desde as características de projeto até operação e manutenção. Porém, este estudo se limitará a apresentar as especificações elétricas que devem ser fornecidas pelo projetista ao fabricante e em conformidade com a norma que rege a sua especificação em condições normais de

operação. Para transformadores de potência a norma correspondente é ABNT NBR 5356:2007 dividida em 8 partes.

Para se especificar um transformador é necessário também ter informações sobre o sistema elétrico onde ele vai operar, como: a potência, os níveis de tensões de ambos os lados (primário e secundário), a corrente nominal de operação, o número de fases do sistema, a frequência do sistema, o nível de curto-circuito que o sistema pode apresentar e outros detalhes que podem influenciar em sua especificação. De posse das principais informações do sistema e com base nos requisitos da norma NBR 5356:2007, incluindo todas as 8 partes, podemos listar os itens essenciais que devem ser especificados para condições normais de operação segundo a mesma norma:

- A potência nominal do transformador, caso seja utilizado transformador de três enrolamentos deve ser especificado a potência de cada enrolamento;
- A corrente nominal dos enrolamentos do transformador, dada pelas equações 5.2.1 e 5.2.2 abaixo. Deverão ser indicadas as correntes de sobrecargas que o transformador poderá ser submetido, não excedendo os limites especificados pela norma NBR 5416:1997 de 150% da corrente nominal em condições normais de operação para transformadores até 100MVA e 130% para transformadores acima de 100 MVA, e sem excederem as temperaturas limites especificados pela norma.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} \quad \text{equação 5.2.1 (corrente nominal trifásica)}$$

$$I_n = \frac{S_n}{3\sqrt{3}U_n} \quad \text{equação 5.2.2 (corrente nominal monofásica)}$$

$I_n$  = corrente nominal [A];

$S_n$  = potência nominal trifásica [VA];

$U_n$  = tensão nominal fase-fase [V];

- Os enrolamentos do transformador, e todos respectivos comutadores e acessórios deverão ser capazes de resistir, sem apresentar nenhum dano, aos efeitos mecânicos e elétricos causados por curtos-circuitos externos. Deverá ser apresentado o pior nível de curto-circuito e a potência aparente de curto-circuito do sistema, conforme apresentado na seção 4.6;
- A tensão nominal ( $U_n$ ) que será adotada para cada enrolamento com as variações máximas permitidas (5% da tensão nominal, com frequência e corrente nominal, outras variações somente permitidas se respeitadas às condições exigidas pela a norma NBR 5356-1:2007);
- O número de fases do sistema, geralmente é adotado três fases;
- O tipo de transformador a ser adotado, trifásico ou monofásico;
- A composição do transformador a ser utilizado, podendo ser de dois enrolamentos ou três;
- A frequência do sistema elétrico. No sistema elétrico brasileiro é utilizado 60 Hz, mas existem sistemas com frequência de 50 Hz;
- Tipo de ligação a ser adotada ( $\Delta$ - $\Delta$ , Y-Y,  $\Delta$ -Y, Y- $\Delta$ ,  $\Delta$ -Z ou outro tipo especial) e a defasagem angular correspondente;
- A polaridade a ser adotada (aditiva ou subtrativa), dando prioridade à polaridade subtrativa que apresenta defasagem de  $0^\circ$  entre as tensões e correntes no primário e no secundário;
- As derivações existentes no enrolamento, com informações sobre qual enrolamento se apresenta as derivações, o número de derivações existentes, o percentual do valor de cada derivação, se há comutação em carga ou desenergizado e se o comutador é automático ou somente manual;

- Deves-se especificar o meio isolante a ser adotado, ar ou líquido. Para transformadores de potências são geralmente utilizado óleo isolante, devido à melhor relação custo benefício para o porte do transformador;
- Os limites de elevação de temperatura do transformador deverão ser determinados em conformidade com a norma NBR 5356-2:2007, apresentando a temperatura de referência, a temperatura dos enrolamentos e do óleo no topo do tanque, apresentados na seção 4.4. A norma NBR 5356-2:2007 se aplica para transformadores a óleo que são usualmente empregados para grandes potências;
- O sistema de arrefecimento a ser usado. Com informações sobre os carregamentos para cada estágio de arrefecimento, quando existir mais de um estágio, mostrando a potência para cada estágio juntamente com a potência nominal, que deve corresponder ao arrefecimento mais eficaz;
- A tensão máxima normalizada de cada enrolamento do transformador ( $U_m$ );
- Os níveis de isolamento de cada enrolamento, de modo a resistir, sem apresentar sinais de deterioração, aos ensaios a serem aplicados de acordo com a tensão máxima do enrolamento ( $U_m$ ), mostrado na seção 4.3;
- Condições de aterramento para cada enrolamento, fornecendo informação sobre a existência de neutro acessível e utilização de impedâncias para redução do nível de curto-circuito, quando utilizado;
- Deve ser especificado o valor percentual da impedância de curto-circuito do transformador (impedância equivalente série). Com indicação dos valores de tensão e potência adotados como base e a temperatura de referência adotada, de acordo com as seções 4.4 e 4.6. Em caso de transformadores com enrolamento terciário deverão ser especificadas as impedâncias para cada enrolamento conforme a seção 3.4;

- Deverão se especificados os valores garantidos para as perdas no ferro (ou em vazio), em kW, e as perdas no cobre, em kW, para a temperatura adotada como referência, de acordo com a seção 4.4, na potência nominal de menor estágio de arrefecimento e na derivação principal;
- A regulação e rendimento, apresentados nas seções 2.5 e 2.6, deverão ser garantidas com relação aos valores declarados, respeitando a tolerâncias especificadas, para a temperatura de referência dos enrolamentos e fatores de potência da carga de 1,0 e 0,8 indutivo. Estes valores podem ser apresentados para condições de diferentes carregamentos;
- O nível de ruído audível e vibração devem ser o menor possível, respeitando os valores apresentados nas tabelas 1, 2 e 3 do anexo C correspondente a potência adotada;
- O nível de tensão de rádio interferência do transformador (nos terminais, enrolamentos e buchas) deverá ser projetado de forma a não causar interferência prejudicial a sistemas de comunicação;
- A intensidade das descargas parciais, medidas durante os ensaios de tensão induzida de longa e curta duração, não deverá ultrapassar os valores recomendados pela norma NBR 5356-3:2007;

A especificação de transformadores de potência para operarem em paralelo deve respeitar as seguintes exigências: ter polaridade das ligações, deslocamento angular das fases, relação de transformação e de tensões e os seus valores de impedâncias equivalentes, tanto do enrolamento principal como de todas as derivações, iguais ou com percentual de erro aceitável por norma.

As condições normais de operação correspondem a: A altitude não superior a 1000 m. Temperatura do ar ambiente não inferior a 25°C negativos e não superior a 40°C, e temperatura média, em qualquer período de 24 h, não superior a 30°C. No caso de transformadores resfriados a água, a temperatura da água de resfriamento (temperatura

ambiente para o transformador) não superior a 30°C e temperatura média, em qualquer período de 24 h, não superior a 25°C; adicionalmente, temperatura mínima da água de resfriamento não inferior a 1°C, exceto se forem utilizados anticongelantes adequados para funcionamento com temperatura de 20°C negativos. As formas de onda da tensão de alimentação e da corrente de carga devem ser praticamente senoidais, é regra comum que a distorção harmônica total não exceda 5%, enquanto que o conteúdo de harmônicos pares deve ser inferior a 1%. Para transformadores trifásicos, as tensões de alimentação trifásicas devem ser praticamente simétricas. Um meio ambiente com baixo grau de poluição e que não exija a adoção de medidas particulares relativas ao isolamento das buchas ou do próprio transformador. O ambiente não sujeito a abalos sísmicos que interfiram no projeto do transformador (quando a aceleração vertical for inferior a 2 m/s<sup>2</sup>) [12].

### 5.3 Estudos de Casos

Será apresentada nesta seção a especificação de transformadores de potência para três casos hipotéticos usando os critérios adotados nas seções 5.1 e 5.2 e em conformidade com a norma NBR 5356:2007, incluindo todas as suas partes. Os casos correspondem ao emprego de um transformador elevador, um transformador abaixador e um transformador de interligação. As informações do sistema para cada caso são:

- Transformador para opera em sistema trifásico, com tensões de 13,8/138 kV, 75 MVA de potência e frequência de 60 Hz;
- Transformador para operar em sistema trifásico, com tensões 230/69 kV, 45 MVA de potência e frequência de 60 Hz;
- Transformador para operar em sistemas trifásicos, com tensões 345/230 kV, 150 MVA de potência e frequência de 60 Hz.

#### 5.3.1 Transformador para 13,8/138 kV – 75 MVA

De acordo com a potência que o transformador deverá atender e aos níveis de tensão no primário e secundário, corresponde a um sistema elevador de tensão com grande relação

de transformação, neste caso o tipo de ligação mais adequado é  $\Delta$ -Y. O tipo de fluido isolante mais adequado é o óleo mineral para isolamento e arrefecimento devido à elevada potência do transformador.

- a) Potência nominal - 75 MVA
- b) Corrente nominal de linha com sobrecarga máxima admissível de 150%  
Enrolamento primário – 3141A  
Enrolamento secundário – 314A
- c) Corrente de curto-circuito simétrico do sistema - 11,53 kA (corrente mínima calculada, pelo método da seção 4.6, quando não há um estudo dos níveis de curto-circuito do sistema)  
Potência aparente de curto-circuito do sistema - 500 MVA (potência passante pelo transformador no momento do curto-circuito - tabela 4.6.2)
- d) Tensões nominais e variações máximas permitidas  
Tensão no enrolamento primário - 13,8 kV - máxima 14,5 kV  
Tensão no enrolamento secundário - 138 kV - máxima 145 kV
- e) Transformador trifásico com dois enrolamentos por fase e de núcleo envolvido
- f) Frequência – 60 Hz
- g) Tipo de ligação  $\Delta$ -Y com defasagem angular de  $-30^\circ$  entre o enrolamento primário e secundário
- h) Derivações de  $\pm 5\%$  em dois degraus simétricos no enrolamento primário ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ) e derivações de  $\pm 5\%$  em dois degraus simétricos no enrolamento secundário ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ), além do enrolamento principal e dotado de comutadores manuais para operação sem carga.  
Tensões das derivações do enrolamento primário (fase-fase, Volts) – 13.110 / 13.455 / 14.145 / 14.490

Tensões das derivações do enrolamento secundário (fase-fase, Volts) -131.100 / 134.550 / 141.145 / 144.900

- i) O transformador será arrefecido a óleo isolante
- j) O transformador deverá fornecer a potência nominal para uma temperatura ambiente do ar não superior a 40°C sem elevar a temperatura média do enrolamento a 55°C, sem elevar a temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos a 65°C, sem elevar a temperatura do topo do óleo no tanque a 50°C e com temperatura de referência de 75°C.
- k) O sistema de arrefecimento deverá conter dois estágios  
ONAN – 60 MVA  
ONAF – 75 MVA
- l) Os níveis de isolamento para cada enrolamento

Enrolamentos	Primário (H1)	Secundário (X1)	Neutro (X0)
Tensão máxima $U_m$ (kV - eficaz fase-fase)	15	145	15
Tensão induzida de curta duração (kV - eficaz fase-fase)	34	230	-
Tensão suportável à frequência industrial (kV - eficaz fase-fase)	34	230	-
Impulso atmosférico pleno (kV - crista)	110	550	110
Impulso atmosférico cortado (kV - crista)	121	605	-

- m) O neutro do enrolamento secundário deverá ser acessível e solidamente aterrado
- n) A impedância percentual nominal, referida à temperatura de 75°C dos enrolamentos, para 13,8 kV e 75 MVA de base, não deve ser inferior a 12,5%
- o) As perdas totais máximas, nas condições nominais de funcionamento e para a temperatura dos enrolamentos de 75°C, devem ser as mínimas possíveis a fim de obter melhor rendimento e regulação.
- p) O nível máximo de ruído – 80dB

- q) O nível de rádio interferência deverá estar abaixo dos valores normalizados pela norma NBR 7876

### 5.3.2 Transformador para 230/69 kV - 45 MVA

De acordo com a potência que o transformador deverá atender e aos níveis de tensão no primário e secundário, corresponde a um sistema abaixador de tensão com grande relação de transformação. Neste caso, o tipo de ligação adotado é o  $\Delta$ -Y, devido ao sistema apresentar nível de tensão de sistemas de distribuição e a necessidade de um referencial neutro na baixa tensão. O tipo de fluido isolante mais adequado é o óleo mineral para isolamento e arrefecimento devido à elevada potência do transformador.

- a) Potência nominal - 45 MVA
- b) Corrente nominal de linha com sobrecarga máxima admissível de 150%  
Enrolamento primário – 113A  
Enrolamento secundário – 377A
- c) Corrente de curto-circuito simétrico do sistema – 3,02 kA (corrente mínima calculada, pelo método da seção 4.6, quando não há um estudo dos níveis de curto-circuito do sistema)  
Potência aparente de curto-circuito do sistema - 3000 MVA (potência passante pelo transformador no momento do curto-circuito - tabela 4.6.2)
- d) Tensões nominais e variações máximas permitidas  
Tensão no enrolamento primário - 230 kV - máxima 242 kV  
Tensão no enrolamento secundário - 69 kV - máxima 72 kV
- e) Transformador trifásico com dois enrolamentos por fase e de núcleo envolvente
- f) Frequência – 60 Hz

g) Tipo de ligação  $\Delta$ -Y com defasagem angular de  $-30^\circ$  entre o enrolamento primário e secundário

h) Derivações de  $\pm 5\%$  em dois degraus simétricos no enrolamento primário ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ) e derivações de  $\pm 5\%$  em dois degraus simétricos no enrolamento secundário ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ), além do enrolamento principal e dotado de comutadores manuais para operação sem carga.

Tensões das derivações do enrolamento primário (fase-fase, Volts) - 218.500 / 224.250 / 235.750 / 241.500

Tensões das derivações do enrolamento secundário (fase-fase, Volts) - 65.550 / 67.275 / 70.725 / 72.450

i) O transformador será arrefecido a óleo isolante

j) O transformador deverá fornecer a potência nominal para uma temperatura ambiente do ar não superior a  $40^\circ\text{C}$  sem elevar a temperatura média do enrolamento a  $55^\circ\text{C}$ , sem elevar a temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos a  $65^\circ\text{C}$ , sem elevar a temperatura do topo do óleo no tanque a  $50^\circ\text{C}$  e com temperatura de referência de  $75^\circ\text{C}$ .

k) O sistema de arrefecimento deverá conter dois estágios

ONAN – 36 MVA

ONAF – 45 MVA

l) Os níveis de isolamento para cada enrolamento

Enrolamentos	Primário (H1)	Secundário (X1)	Neutro (H0)
Tensão máxima $U_m$ (kV - eficaz)	245	72,5	15
Tensão induzida de curta duração (kV - eficaz)	275	140	-
Tensão suportável à frequência industrial (kV - eficaz fase-fase)	275	140	-
Impulso atmosférico pleno (kV - crista)	650	350	110
Impulso atmosférico cortado (kV - crista)	715	385	-
Impulso de manobra (kV - crista)	550	-	-

m) O neutro do enrolamento secundário deverá ser acessível e solidamente aterrado

- n) A impedância percentual nominal, referida à temperatura de 75°C dos enrolamentos, para 230 kV e 45 MVA de base, não deve ser inferior a 11%
- o) As perdas totais máximas, nas condições nominais de funcionamento e para a temperatura dos enrolamentos de 75°C, devem ser as mínimas possíveis a fim de obter melhor rendimento e regulação
- p) O nível máximo de ruído – 78dB
- q) O nível de rádio interferência deverá estar abaixo dos valores normalizados pela norma NBR 7876
- r) O nível de descargas parciais não deve ultrapassar 300pC para ensaios de tensão induzidas de curta duração e de 500pC para ensaios de tensão induzidas de longa duração

### **5.3.3 Transformador para 345/230 kV – 150 MVA**

De acordo com a potência que o transformador deverá atender e aos níveis de tensão elevados no primário e secundário, corresponde a um sistema de interligação com relação de transformação menor que 2, neste caso o tipo de ligação mais adequado é Y-Y. O tipo de fluido isolante mais adequado é o óleo mineral para isolamento e arrefecimento devido à elevada potência do transformador.

- a) Potência nominal - 150 MVA
- b) Corrente nominal de linha com sobrecarga máxima admissível de 130%  
Enrolamento primário – 251A  
Enrolamento secundário – 377A

- c) Corrente de curto-circuito simétrico do sistema – 2,85 kA (corrente mínima calculada, pelo método da seção 4.6, quando não há um estudo dos níveis de curto-circuito do sistema)

Potência aparente de curto-circuito do sistema - 25000 MVA (potência passante pelo transformador no momento do curto-circuito - tabela 4.6.2)

- d) Tensões nominais e variações máximas permitidas

Tensão no enrolamento primário - 345 kV - máxima 362 kV

Tensão no enrolamento secundário - 230 kV - máxima 242 kV

- e) Autotransformador monofásico com dois enrolamentos por fase formando um banco de transformadores trifásico

- f) Freqüência – 60 Hz

- g) Tipo de ligação Y-Y com defasagem angular de  $0^\circ$  entre o enrolamento primário e secundário

- h) Polaridade subtrativa

- i) Derivações de 10% em oito degraus simétricos no enrolamento primário ( $\pm 8 \times 1,25\%$ ) e derivações de 10% em oito degraus simétricos no enrolamento secundário ( $\pm 8 \times 1,25\%$ ), além do enrolamento principal e dotado de comutadores automático para operação em carga.

Tensões das derivações do enrolamento primário (fase-fase, Volts) - 310.500 / 314.813 / 319.125 / 323.438 / 327.750 / 332.063 / 336.375 / 340.688 / 349.313 / 353.625 / 357.938 / 362.250 / 366.563 / 370.875 / 375.188 / 379.500

Tensões das derivações do enrolamento secundário (fase-fase, Volts) - 207.000 / 209.875 / 212.750 / 215.625 / 218.500 / 221.375 / 224.250 / 227.125 / 232.875 / 235.750 / 238.625 / 241.500 / 244.375 / 247.250 / 250.125 / 253.000

- j) O transformador será arrefecido a óleo isolante

- k) O transformador deverá fornecer a potência nominal para uma temperatura ambiente do ar não superior a 40°C sem elevar a temperatura média do enrolamento a 55°C, sem elevar a temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos a 65°C, sem elevar a temperatura do topo do óleo no tanque a 50°C e com temperatura de referência de 75°C.
- l) O sistema de arrefecimento deverá conter três estágios
- ONAN – 120 MVA
  - ONAF – 135 MVA
  - OFAF – 150 MVA
- m) Os níveis de isolamento para cada enrolamento

Enrolamentos	Primário (H1)	Secundário (X1)	Neutro (H0/X0)
Tensão máxima $U_m$ (kV - eficaz)	362	245	15
Tensão induzida de curta duração (kV - eficaz)	460	275	-
Tensão suportável à frequência industrial (kV - eficaz fase-fase)	460	275	-
Impulso atmosférico pleno (kV - crista)	1050	650	110
Impulso atmosférico cortado (kV - crista)	1155	715	-
Impulso de manobra (kV - crista)	850	550	-

- n) O neutro dos enrolamentos primário e secundário deverão ser acessíveis e solidamente aterrados
- o) A impedância percentual nominal, referida à temperatura de 75°C dos enrolamentos, para 345 kV e 150 MVA de base, deve ser superiores a 12,5%
- p) As perdas totais máximas, nas condições nominais de funcionamento e para a temperatura dos enrolamentos de 75°C, devem ser as mínimas possíveis a fim de obter melhor rendimento e regulação
- q) O nível máximo de ruído – 85dB
- r) O nível de rádio interferência deverá está abaixo dos valores normalizados pela norma NBR 7876

- s) O nível de descargas parciais não deve ultrapassar 300pC para ensaios de tensão induzidas de curta duração e de 500pC para ensaios de tensão induzidas de longa duração

## 6 Conclusão e Resultados

Os transformadores de potência têm papel fundamental no sistema elétrico, proporcionando grande economia na transmissão de energia elétrica e interligação dos sistemas diferentes, principalmente no Brasil onde as grandes usinas geradoras encontram-se afastadas dos centros consumidores. Porém, devido à sua complexidade e importância, o transformador se apresenta como um dos maiores custos em uma subestação. Assim, a análise de sua aplicação e especificação se faz necessário.

A especificação completa de um transformador de potência abrange desde o projeto até a operação e manutenção, determinando a configuração elétrica, os materiais empregados, os ensaios a serem realizados, as limitações de operação e o planejamento de manutenção entre outros dados. Muitos destes itens já são especificados por norma e outros são determinados junto com o fabricante com base em dados de especificação elétrica do equipamento. Desta forma, este estudo se limitou à análise das principais tipos de ligações e levantamentos dos dados essenciais a serem especificados.

Para a análise da aplicação e especificação de transformadores de potência, foram estudados desde o princípio de funcionamento de transformador elementar (monofásico) aos principais tipos de ligações existentes apresentando-se suas vantagens e limitações, os requisitos técnicos essenciais e as principais normas técnicas aplicáveis.

Através do estudo realizado, os transformadores foram classificados em elevadores, abaixadores e de interligação, todos estes com função de abaixar ou elevar os níveis de tensão. Entretanto, a grande diferença ocorre na relação de transformação, que nos transformadores elevadores e abaixadores são elevadas e nos transformadores de interligação são menores. A grande diferença entre os transformadores elevadores e abaixadores está no sentido usual do fluxo de potência, o que torna o tipo de ligação mais adequado para esta aplicação muito parecida, a ligação  $\Delta$ -Y e Y- $\Delta$  usufruindo das vantagens da ligação em Y para elevadas tensões e  $\Delta$  para elevadas correntes e baixas tensões. A ligação  $\Delta$ -Y também é utilizada para sistemas abaixadores de subtransmissão e distribuição. Quando a relação de transformação se aproxima de 1, a utilização de autotransformadores apresenta grandes benefícios e, devido a interligações de grandes

níveis de tensão, a ligação Y-Y tende a ser mais vantajosa. Para potências elevadas e com tensões elevadas, a utilização de bancos de transformadores monofásicos se torna vantajosa e necessária devido a limitações de isolamento e dimensões.

Os requisitos essenciais para especificação foram apresentados, porém grandes partes dos requisitos são dadas pelas normas que regem o funcionamento e dimensionamento de transformadores. A norma 5356:2007 é bastante utilizada e se encontra dividida em 8 partes.

Com este estudo, verificou-se também que não existem regras fixas para a aplicação de um tipo de ligação para transformadores de potência, mas tendências que favorecem a aplicação de uma determinada ligação que dependem diretamente da configuração do sistema a onde o transformador será utilizado. Assim, podem existir exigências do sistema que limitem a aplicação de um tipo de ligação e pode ser necessária a utilização de outros tipos de ligações especiais.

O resultado do estudo são as folhas de dados de especificação dos transformadores de potência para os sistemas 13,8/138kV/75MVA, 230/69kV/45MVA e 345/230kV / 150MVA, analisados no subitem 5.3 deste trabalho. Apresentadas abaixo:

## Transformador 13,8/138kV/75MVA.

Número de fases	3	
Número de enrolamentos	2	
Potência nominal (MVA) e máxima sobrecarga (%)	75/150	
Fluido isolante	óleo	
Núcleo	envolvido	
Estágios de resfriamento (MVA)	ONAN - 60	ONAF - 75
Temperatura de referência (°C)	75	75
Limite de elevação de temperatura média do enrolamento (°C)	55	55
Limite de elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C)	65	65
Limite de elevação da temperatura do topo do óleo no tanque (°C)	50	50
Temperatura ambiente (°C)	40	40
Grupo de ligação	Dyn1	
Corrente nominal dos enrolamentos primário/secundário (A)	3141/314	
Corrente (kA) e potência (MVA) de curto-circuito	11,53/500	
Tensões nominal e máxima variação do enrolamento de AT (kVef)	138/145	
Tensão nominal e máxima variação do enrolamento de BT (kVef)	13,8/14,5	
Tap enrolamento primário	±2 x 2,5%	
Tap enrolamento secundário	±2 x 2,5%	
Níveis de isolamento - Enrolamentos	AT/BT/N	
- Tensão máxima (kVef)	145/15/15	
- Tensão suportável nominal à frequência industrial (kVef)	230/34/-	
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kVcr)	AT/BT/N	
. Onda Plena	550/110/110	
. Onda Cortada	605/121/-	
- Tensão induzida de curta duração (kVef)	230/34/-	
Frequência (Hz)	60	
Nível máximo de ruído (dB)	80	
Nível máximo de tensão de rádio interferência (µV)	de acordo com a norma NBR 7876	
Neutro do enrolamento secundário	acessível e diretamente aterrado	
Impedância a 75°C, base 13,8 kV e 75 MVA (%)	>12,5	

## Transformador 230/69kV/45MVA.

Número de fases	3	
Número de enrolamentos	2	
Potência nominal (MVA) e máxima sobrecarga (%)	45/150	
Fluido isolante	óleo	
Núcleo	envolvente	
Estágios de resfriamento (MVA)	ONAN - 36	ONAF - 45
Temperatura de referência (°C)	75	75
Limite de elevação de temperatura média do enrolamento (°C)	55	55
Limite de elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C)	65	65
Limite de elevação da temperatura do topo do óleo no tanque (°C)	50	50
Temperatura ambiente (°C)	40	40
Grupo de ligação	Dyn1	
Corrente nominal dos enrolamentos primário/secundário (A)	113/377	
Corrente (kA) e potência (MVA) de curto-circuito	3,02/3000	
Tensões nominal e máxima variação do enrolamento de AT (kVef)	230/242	
Tensão nominal e máxima variação do enrolamento de BT (kVef)	69/72	
Tap enrolamento primário	±2 x 2,5%	
Tap enrolamento secundário	±2 x 2,5%	
Níveis de isolamento - Enrolamentos	AT/BT/N	
- Tensão máxima (kVef)	245/72,5/15	
- Tensão suportável nominal à frequência industrial (kVef)	275/140/-	
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kVcr)	AT/BT/N	
. Onda Plena	650/350/110	
. Onda Cortada	715/385/-	
- Tensão induzida de curta duração (kVef)	275/140 /-	
Frequência (Hz)	60	
Nível máximo de ruído (dB)	78	
Nível máximo de tensão de rádio interferência (µV)	de acordo com a norma NBR 7876	
Neutro do enrolamento secundário	acessível e diretamente aterrado	
Impedância a 75°C, base 69 kV e 45 MVA (%)	>11	

## Transformador 345/230kV/150MVA.

Número de fases	3		
Número de enrolamentos	2		
Potência nominal (MVA) e máxima sobrecarga (%)	150/130		
Fluido isolante	óleo		
Núcleo	envolvente		
Estágios de resfriamento (MVA)	120	135	150
Temperatura de referência (°C)	75	75	75
Limite de elevação de temperatura média do enrolamento (°C)	55	55	55
Limite de elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C)	65	65	65
Limite de elevação da temperatura do topo do óleo no tanque (°C)	50	50	50
Temperatura ambiente (°C)	40	40	40
Grupo de ligação	YNyn0		
Corrente nominal dos enrolamentos primário/secundário (A)	251/377		
Corrente (kA) e potência (MVA) de curto-circuito	2,85/25000		
Tensões nominal e máxima variação do enrolamento de AT (kVef)	345/362		
Tensão nominal e máxima variação do enrolamento de BT (kVef)	230/242		
Tap enrolamento primário	±8 x 1,25%		
Tap enrolamento secundário	±8 x 1,25%		
Níveis de isolamento - Enrolamentos	AT/BT/N		
- Tensão máxima (kVef)	362/245/15		
- Tensão suportável nominal à frequência industrial (kVef)	460/275/-		
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kVcr)	AT/BT/N		
. Onda Plena	1050/650/110		
. Onda Cortada	1155/715/-		
-Tensão suportável nominal de impulso de manobra (kVcr)	850/550/-		
- Tensão induzida de curta duração (kVef)	460/275 /-		
Frequência (Hz)	60		
Nível máximo de ruído (dB)	85		
Nível máximo de tensão de rádio interferência (µV)	7876		
Nível de descargas parciais (pC)	300pC		
Neutro do enrolamento secundário	aterrado		
Impedância a 75°C, base 230 kV e 150 MVA (%)	>12,5		

## 6.1 Trabalhos Futuros

O estudo apresentado sobre a aplicação e especificação limitou-se aos casos fundamentais de aplicação de transformadores de potência e em condições normais de operação, possibilitando outros trabalhos futuros. Entre as possibilidades podem ser feitos estudos e especificações para transformadores sobre efeitos de transitórios, em aplicações para cargas especiais, para transformadores de distribuição de baixa potência e de baixa tensão e para transformadores especiais.

## 7 Referências Bibliográficas

- [1] FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. *Electric Machinery*. 6° ed. Nova Iorque: McGraw hill, 2003.
- [2] CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*. 2° Ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2001
- [3] NOGUEIRA, S. D. e ALVES, D.P. *Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*. Projeto de Graduação DEE, Abril de 2009.
- [4] MARTIGNONI, Alfonso. *Transformadores*. Ministério da Educação e Cultura, Diretoria do Ensino Industrial, 1967.
- [5] HALLIDAY, D., RESNICK, R. e WALKER, Jearl, *Fundamentos de Física 3 – Eletromagnetismo*. 4° ed. JC Editora.
- [6] JORDÃO, R. G. *Transformadores*. SK&C Comunicação Integrada.
- [7] *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3ª edição. Agência Nacional de Energia Elétrica- ANNEL
- [8] [www.abb.com/transformers](http://www.abb.com/transformers), acessado em 18/01/2010.
- [9] OLIVEIRA, J.C., COGO, J. R., ABREU, J. P. G. *Transformadores Teoria e Ensaios*. Ed. Edgard Blücher Ltda. 1984.
- [10] KINDERMAN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1ª ed. Florianópolis: Ed do autor, 2006. v.2.
- [11] [www.iitree-unlp.org.ar/caue/PapersRevista/2000-N4-Ressonancia.PDF](http://www.iitree-unlp.org.ar/caue/PapersRevista/2000-N4-Ressonancia.PDF), acessado em 28/12/09.
- [12] NBR 5356 Transformadores de Potência. *Parte-1:Generalidades, Parte-2: Aquecimento, Parte-3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar,Parte- 4: Guia para ensaios de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores,Parte-5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos*.Edição 17.12.2007.
- [13] NEMÉSIO, J. S. *Apostila do Curso Manutenção Elétrica*. 22° Engeman – Alumar 2009.
- [14] [www.weg.net](http://www.weg.net), acessado em 18/01/2010.

- [15] [www.perfectum.eng.br/subest64MVA.html](http://www.perfectum.eng.br/subest64MVA.html), acessado em 18/01/2010.
- [16] “Transmission Line Reference Book 345 kV and Above”, Electric Power Research Institute.
- [17] *Ruído De Linhas Eléctricas De Muito Alta Tensão: Um Estudo Experimental e Previsional – CIGRÉ - XIII Eriac Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano De Cigr.* 24 al 28 de mayo de 2009.
- [18] [www.abntcatalogo.com.br/](http://www.abntcatalogo.com.br/) acessado em 26/01/2010.
- [19] STEVENSON Jr., Willian D., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. Editora McGraw – Hill do Brasil Ltda.

## Anexo A – Componentes de seqüência

As componentes de seqüência é uma ferramenta para resolve problemas de circuitos desequilibrados. O método de componente de seqüência foi apresentado pelo Dr. C.L. Fortescue em 1918 intitulado de “Método de componentes Simétricos Aplicado à Solução de Circuitos Polifásicos”. O trabalho de Fortescue provou que um sistema desequilibrado de  $n$  fasores pode ser decomposto em  $n$  sistemas de fasores equilibrados com ângulos e módulos iguais entre os fasores adjacentes do conjunto. Apesar do método de componentes de seqüência ser para sistemas polifásicos será apresentado para sistema trifásicos, devido ser usual em sistemas elétricos de potência [19].

Seguindo o método de componente de seqüência apresentado por Fortescue, três sistemas desequilibrados podem ser substituídos por três sistemas equilibrados de fasores. Os três conjuntos são: Componentes de seqüência positiva, que recebe o subscrito 1, constituídos de três fasores iguais em módulo, defasados de  $120^\circ$  entre si e com mesma seqüência de fases que os fasores originais. Componente de seqüência negativa, que recebe o subscrito 2, constituídos de três fasores iguais em módulo, defasados de  $120^\circ$  entre si e com seqüência de fases oposta aos fasores originais. Componentes de seqüência zero, que recebe o subscrito 0, constituído de três fasores iguais em módulo e com defasagem angular de zero entre si [19].

A figura 1 abaixo mostra os fasores das três componentes simétricas considerando um sistema com seqüência de fase  $a, b$  e  $c$ .

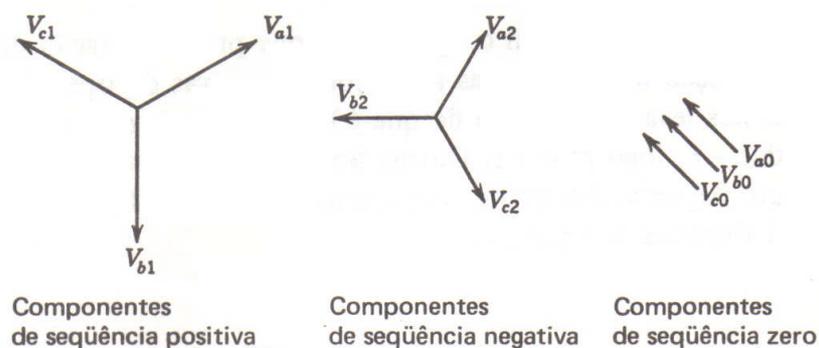


Figura 1 – Ondas de normalizada de impulso de manobra.

(Stevenson Jr., Willian D., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*.)

A soma das componentes de seqüência de cada fase resulta na componente da fase original, desta forma temos as equações abaixo:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad \text{equação 1}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad \text{equação 2}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad \text{equação 3}$$

A figura 2 mostra a soma fasorial dos fasores de seqüência mostrados na figura 1 que resultam nos fasores originais de um sistema trifásico desequilibrado.

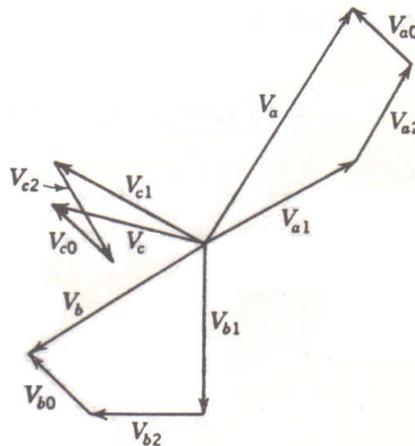


Figura 1 – Ondas de normalizada de impulso de manobra.

(Stevenson Jr., Willian D., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*.)

O método de componente de seqüência tem o grande emprego na análise de faltas assimétricas (fase-terra e fase-fase-terra) onde transforma um sistema assimétrico em três sistemas simétricos. O método mostrado para tensões também é aplicado da mesma forma para corrente, recebendo os mesmos subscritos. Assim, permite calcular os valores de correntes e tensões em pontos diferentes do sistema desequilibrado [19].

## Anexo B – Tabelas de sobretensões de nível de isolamento

Tabela 1 - Tensões suportáveis nominais para transformadores com enrolamentos com tensão máxima  $U_m < 170$  kV - Série I, baseado na prática europeia e brasileira, conforme a ABNT NBR 6939 (NBR 5356-1: *Transformadores de Potência Parte – 1: Generalidades*)

Tensão máxima para o equipamento $U_m$ kV (eficaz)	Tensão suportável a impulso atmosférico kV (crista)	Tensão induzida de curta duração ou tensão suportável à frequência industrial kV (eficaz)
0,6 (nota 1)	-	4
1,2	30	10
3,6	20	10
	40	
7,2	40	20
	60	
12	60	28
	75	
	95	
15	95	34
	110	
17,5	75	38
	95	
24	95	50
	125	
	145	
36	145	70
	170	
	200	
52	250	95
72,5	325	140
	350	
92,4	380	150
	450	185
123	450	(185)
	550	230
145	(450)	(185)
	550	230
	650	275
170	(550)	(230)
	650	275
	750	325

NOTA 1 O nível de isolamento correspondente a  $U_m = 0,6$  kV só é aplicável à baixa tensão de transformador, cuja alta-tensão tem  $U_m$  superior a 1 kV.

NOTA 2 Se os valores entre parênteses forem considerados insuficientes para provar que as tensões suportáveis fase-fase especificadas são satisfeitas, ensaios adicionais de suportabilidade fase-fase são necessários.

Tabela 2 - Tensões suportáveis nominais para os enrolamentos de um transformador com tensão máxima de  $U_m < 169$  kV - Série II, baseada na prática norte americana. (NBR 5356-1: *Transformadores de Potência Parte – I: Generalidades*)

Tensão máxima do equipamento $U_m$ kV (eficaz)	Tensão suportável nominal a impulso atmosférico kV (pico)		Tensão induzida de curta duração ou tensão suportável à frequência industrial kV (eficaz)	
	Transformadores de distribuição (nota 1) e de classe I (nota 2)	Transformadores classe II (nota 3)	Transformadores de distribuição e de classe I	Transformadores classe II
15	95	110	34	34
	125	-	40	-
26,4	150	150	50	50
36,5	200	200	70	70
48,3	200	200	70	70
	250	250	95	95
72,5	250	250	95	95
	350	350	140	140
121		350		140
		450		185
		550		230
145		450		185
		550		230
		650		275
169		550		230
		650		275
		750		325

NOTA 1 Transformadores de distribuição transferem energia do circuito de distribuição primário para o circuito secundário.

NOTA 2 Transformadores classe I incluem enrolamentos de  $U_m \leq 72,5$  kV.

NOTA 3 Transformadores classe II incluem enrolamentos de  $U_m \geq 121$  kV.

Tabela 3 - Tensões suportáveis nominais para enrolamentos de transformadores com  $U_m > 170$  kV. (NBR 5356-1: *Transformadores de Potência Parte – 1: Generalidades*)

...

Tensão máxima do equipamento $U_m$ kV (eficaz)	Tensão suportável a impulso de manobra kV (crista)	Tensão suportável a impulso atmosférico kV (crista)	Tensão induzida de curta duração ou tensão suportável à frequência industrial kV (eficaz)
245	550	(650)	(275)
	650	(750)	(325)
	750	850	360
	850	950	395
	850	1 050	460
300	750	850	395
		950	
	850	950	460
	1 050		
362	850	950	460
		1 050	
	950	1 050	510
	1 175		
420	850	1 050	460
		1 175	
	950	1 175	510
	1 300		
420/460	1 050	1 300	570
		1 425	
525	950	1 175	510
		1 300	
525/550	1 050	1 300	570
		1 425	
	1 175	1 425	630
	1 550		
550	1 300	1 550	680
		1 675	
765	1 300	1 675	
		1 800	
765/800	1 425	1 800	
		1 950	
	1 550	1 950	
		2 100	

NOTA 1 Para transformadores uniformemente isolados com valores nominais de isolamento à frequência industrial extremamente baixos, medidas especiais devem ser tomadas para executar o ensaio de tensão induzida de curta duração.

NOTA 2 Se os valores entre parênteses forem considerados insuficientes para provar que as tensões suportáveis fase-fase especificadas são satisfeitas, ensaios adicionais de suportabilidade fase-fase são necessários.

## Anexo C – Tabelas de valores normalizados de ruído audível.

Tabela 1 - Níveis de ruído para transformadores em óleo, de potência nominal igual ou inferior a 500 kVA. (NBR 5356-1: *Transformadores de Potência Parte – 1: Generalidades*)

Nível médio de ruído dB	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos
	kVA
48	1 – 50
51	51 – 100
55	101 – 300
56	301 – 500

Tabela 2 - Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal superior a 500 kVA (NBR 5356-1: *Transformadores de Potência Parte – 1: Generalidades*)

Nível de ruído médio dB	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos <sup>a</sup>								
	kVA								
	I.A. até 350 kV <sup>b</sup>			I.A. de 380 kV a 650 kV <sup>b</sup>			I.A. de 750 kV a 850 kV <sup>b</sup>		
	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
57	700								
58	1 000								
59	-			700					
60	1 500			1 000					
61	2 000								
62	2 500			1 500					
63	3 000			2 000					
64	4 000			2 500					
65	5 000			3 000					
66	6 000			4 000			3 000		
67	7 000	6 250 <sup>c</sup>		5 000	3 750 <sup>c</sup>		4 000	3 125 <sup>c</sup>	
68	10 000	7 500		6 000	5 000		5 000	3 750	
69	12 500	9 375		7 500	6 250		6 000	5 000	
70	15 000	12 500		10 000	7 500		7 500	6 250	
71	20 000	16 667		12 500	9 375		10 000	9 375	
72	25 000	20 000	20 800	15 000	12 500		12 500	9 375	
73	30 000	26 667	25 000	20 000	16 667		15 000	12 500	
74	40 000	33 333	33 333	25 000	20 000	20 800	20 000	16 667	
75	50 000	40 000	41 667	30 000	26 667	25 000	25 000	20 000	20 800
76	60 000	53 333	50 000	40 000	33 333	33 333	30 000	26 667	25 000
77	80 000	66 667	66 667	50 000	40 000	41 667	40 000	33 333	33 333
78	100 000	80 000	83 333	60 000	53 333	50 000	50 000	40 000	41 687
79		106 667	100 000	80 000	66 667	66 667	60 000	53 333	50 000
80		133 333	133 333	100 000	80 000	83 333	80 000	66 667	66 667
81			166 667		106 667	100 000	100 000	80 000	83 333
82			200 000		133 337	133 333		106 667	100 000
83			250 000			166 667		133 333	133 333
84			300 000			200 000			166 667

Tabela 3 - Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal superior a 500 kVA continuação. (NBR 5356-1: *Transformadores de Potência Parte – 1: Generalidades*)

Nível de ruído médio dB	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos <sup>a</sup> kVA								
	I.A. até 350 kV <sup>b</sup>			I.A. de 380 kV a 650 kV <sup>b</sup>			I.A. de 750 kV a 850 kV <sup>b</sup>		
	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
85			400 000			250 000			200 000
86						300 000			300 000
87						400 000			350 000
88									400 000

<sup>a</sup> Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos: é a metade da soma das potências nominais aparentes nos terminais de todos os enrolamentos do transformador.

<sup>b</sup> I.A: Tensão suportável a impulso atmosférico.

<sup>c</sup> 67 dB para todas as potências nominais até este valor.

NOTA 1 Tipo de resfriamento:

(1) ONAN, OFWF, ODWF.

(2) ONAF, OFAF, ODAF, com primeiro estágio de resfriamento em funcionamento.

(3) OFAF, ODAF, com trocador de calor, ONAF, OFAF, ODAF com segundo estágio de resfriamento em funcionamento.

NOTA 2 Para valores intermediários de potência, usar o nível médio de ruído superior mais próximo.

NOTA 3 Nas colunas (2) e (3), os níveis de ruído são considerados com o equipamento de resfriamento auxiliar em funcionamento.

Tabela 4 - Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal superior a 500 kVA continuação. (NBR 5356-1: *Transformadores de Potência Parte – 1: Generalidades*)

Nível de ruído médio dB	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos <sup>a</sup>								
	kVA								
	I.A. de 950 kV a 1 050 kV <sup>b</sup>			I.A. 1 175 kV <sup>b</sup>			I.A. de 1 300 kV a 2 100 kV <sup>b</sup>		
	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
73	12 500								
74	15 000			12 500					
75	20 000	16 667		15 000			12 500		
76	25 000	20 000	20 800	20 000	16 667		15 000		
77	30 000	26 667	25 000	25 000	20 000	20 800	20 000	16 667	
78	40 000	33 333	33 333	30 000	26 667	25 000	25 000	20 000	20 800
79	50 000	40 000	41 667	40 000	33 333	33 333	30 000	26 667	25 000
80	60 000	53 333	50 000	50 000	40 000	41 667	40 000	33 333	33 333
81	80 000	66 667	66 667	60 000	53 333	50 000	50 000	40 000	41 667
82	100 000	80 000	83 333	80 000	66 667	66 667	60 000	53 333	50 000
83		106 667	100 000	100 000	80 000	83 333	80 000	66 667	66 667
84		133 333	133 333		106 667	100 000	100 000	80 000	83 333
85			166 667		133 333	133 333		106 667	100 000
86			200 000			166 667		133 333	133 333
87			250 000			200 000			166 667
88			300 000			250 000			200 000
89			400 000			300 000			250 000
90						400 000			300 000
91									400 000

<sup>a</sup> Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos: é a metade da soma das potências nominais aparentes nos terminais de todos os enrolamentos do transformador.

<sup>b</sup> IA: Tensão suportável a impulso atmosférico.

NOTA 1 Tipo de resfriamento:

(1) ONAN, OFWF, ODWF.

(2) ONAF, OFAF, ODAF, com primeiro estágio de resfriamento em funcionamento.

(3) OFAF, ODAF, com trocador de calor, ONAF, OFAF, ODAF com segundo estágio de resfriamento em funcionamento.

NOTA 2 Para valores intermediários de potência, usar o nível médio de ruído superior mais próximo.

NOTA 3 Nas colunas (2) e (3), os níveis de ruído são considerados com o equipamento de resfriamento auxiliar em funcionamento.