

---

Análise de resposta em frequência aplicada em  
transformadores de potência

*Ezequiel Rabelo de Aguiar*

---



Universidade Federal de Minas Gerais  
Escola de Engenharia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

# Análise de resposta em frequência aplicada em transformadores de potência

*Ezequiel Rabelo de Aguiar*

**Orientador:** *Prof Dr José Luiz Silvino*

Dissertação de mestrado submetido à Banca Examinadora designada pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais - PPGEE/UFMG, como requisito parcial a obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica.

**Belo Horizonte**  
**março/2007**



# Resumo

Este trabalho trata da análise da resposta em frequência aplicada em transformadores de potência. Foi dado um enfoque aos métodos de medição da assinatura para cercar futuros estudos sobre o diagnóstico de faltas mecânicas.

Durante a pesquisa, foi desenvolvido um sistema de medição baseado no método de Ponte Auto-Balanceada. O sistema realiza os testes e medições de forma automatizada, por meio da varredura de frequência, e pode ser aplicado em campo (subestação).

Também foi proposto um modelo de circuito equivalente para a representação dos enrolamentos no domínio da frequência. Ele foi baseado em medições realizadas em transformadores de potência reais e descreve os fenômenos físicos principais dos enrolamentos.



# Abstract

This work deals with the frequency response analysis applied to power transformers. An approach was given to the measurement methods of the signature to support futures studies on the mechanical faults diagnosis.

During the research, a measurement system was developed based on the Auto-Balanced Bridge method. The system performs tests and measurements of automatized form, by means of the frequency sweepings, and can be applied in field (substation).

Also an equivalent circuit model was considered for the representation of the windings in the frequency domain. It was based on measurements implemented in real power transformers and describes the main physical phenomena of the windings.



# Agradecimentos

Aos professores Silvino e Peterson, pela orientação, pelo incentivo e pela paciência.

Aos amigos da CEMIG, em especial ao Álvaro, ao Marcelo, ao Nilton e ao Marcos Aurélio, pelo apoio técnico e profissional.

A Elaine, que começou esta pesquisa, e ao Daniel, que deu-lhe continuidade.

Aos meus pais, Maria da Glória e Elias, por estarem comigo sempre.

E a todas as pessoas que contribuíram para o êxito do trabalho.

*“Se vi mais longe foi por estar sobre os ombros de gigantes.”*      Isaac Newton



# Sumário

Resumo . . . . .	v
Abstract . . . . .	vii
Agradecimentos . . . . .	ix
Sumário . . . . .	xiii
Lista de Figuras . . . . .	xvii
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	4
1.3 Metodologia . . . . .	4
1.4 Justificativa . . . . .	4
1.5 Organização do texto . . . . .	5
<b>2 Revisão da Literatura</b>	<b>7</b>
2.1 Medição da assinatura em frequência . . . . .	7
2.2 Modelamento e Estimação de parâmetros . . . . .	8
2.3 Diagnósticos de faltas . . . . .	9
<b>3 Teoria Básica dos Transformadores</b>	<b>11</b>
3.1 Princípio de funcionamento do transformador . . . . .	11
3.2 O transformador real . . . . .	14
3.3 Tipos básicos de transformador . . . . .	18
3.4 Transformadores trifásicos . . . . .	19
3.5 Denominações dos terminais . . . . .	22
<b>4 Transformador de Potência</b>	<b>25</b>
4.1 Tanque principal, radiadores e tanque de expansão . . . . .	26

4.2	Parte ativa . . . . .	29
4.2.1	Enrolamentos . . . . .	29
4.2.2	Núcleo magnético . . . . .	31
4.2.3	Estrutura de sustentação . . . . .	31
4.3	Buchas . . . . .	32
<b>5</b>	<b>Faltas mecânicas</b>	<b>35</b>
5.1	Esforços mecânicos no transformador . . . . .	36
5.2	Faltas mecânicas no transformador . . . . .	38
5.3	Tipos de faltas mecânicas . . . . .	38
5.3.1	Deformação radial . . . . .	38
5.3.2	Deformação axial . . . . .	39
5.3.3	Deslocamento dos enrolamentos . . . . .	40
5.4	Causas das faltas mecânicas . . . . .	41
5.4.1	Correntes de curto-circuito . . . . .	41
5.4.2	Correntes de energização . . . . .	42
5.4.3	Impactos durante o transporte . . . . .	43
<b>6</b>	<b>Resposta em Frequência</b>	<b>45</b>
6.1	Técnicas de Medição no Domínio do Tempo . . . . .	46
6.2	Técnicas de Medição no Domínio da Frequência . . . . .	49
6.2.1	Relação de Transformação . . . . .	51
6.2.2	Análise de redes . . . . .	53
6.2.3	Ponte Auto-Balanceada . . . . .	55
6.3	Sistema de Medição Desenvolvido . . . . .	59
6.3.1	Arquitetura do Sistema . . . . .	59
6.3.2	<i>Rack</i> dos instrumentos . . . . .	60
6.3.3	Módulo Ponte Auto-Balanceada . . . . .	62
6.3.4	Aplicativo desenvolvido . . . . .	63
6.3.5	Resultado Final . . . . .	75
<b>7</b>	<b>Estudo de Casos</b>	<b>77</b>
7.1	Transformador Monofásico . . . . .	77
7.2	Transformador Trifásico . . . . .	82

7.3	Utilização do Terminal Guarda . . . . .	85
7.4	Complementação do modelo . . . . .	87
<b>8</b>	<b>Conclusões</b>	<b>91</b>
8.1	Resultados alcançados . . . . .	91
8.2	Proposta para pesquisas futuras . . . . .	92
	<b>Referências</b>	<b>96</b>



# Lista de Figuras

3.1	Campo magnético devido a uma corrente . . . . .	12
3.2	Princípio de funcionamento do transformador . . . . .	13
3.3	Adição do núcleo magnético ao transformador . . . . .	15
3.4	Comportamento do material ferromagnético. . . . .	15
3.5	Perdas no núcleo . . . . .	16
3.6	Ciclo de magnetização do material ferromagnético. . . . .	17
3.7	Transformador tipo núcleo envolvido . . . . .	18
3.8	Transformador tipo núcleo envolvente . . . . .	19
3.9	Transformador trifásico tipo núcleo envolvido . . . . .	20
3.10	Transformador trifásico tipo núcleo envolvente . . . . .	21
3.11	Exemplo de denominação dos terminais. . . . .	22
4.1	Vista em corte de um transformador de potência típico. . . . .	27
4.2	Dinâmica do sistema de refrigeração. . . . .	28
4.3	Vista em corte da parte ativa. . . . .	30
4.4	Bucha de baixa tensão . . . . .	32
4.5	Bucha de alta tensão . . . . .	34
5.1	Força em um condutor imerso em campo magnético externo. . . . .	36
5.2	Força entre dois condutores . . . . .	37
5.3	Forças nos enrolamentos . . . . .	37
5.4	Forças em enrolamentos com centros magnéticos deslocados. . . . .	38
5.5	Deformação radial em um enrolamento do transformador. . . . .	39
5.6	Deformação axial em um enrolamento do transformador. . . . .	40
5.7	Deslocamento de um enrolamento do transformador de potência. . . . .	41
5.8	Assimetria da corrente de curto-circuito. . . . .	42

5.9	Corrente de energização - ( <i>inrush</i> ).	43
6.1	Comparação entre o modelo clássico e o real	46
6.2	Medição no domínio do tempo.	47
6.3	Medição no domínio da frequência.	49
6.4	Medição da relação de transformação.	52
6.5	Resultado da medição da relação de transformação.	52
6.6	Medição via análise de redes.	54
6.7	Resultado da medição da análise de redes.	54
6.8	Medição utilizando ponte auto-balanceada.	55
6.9	Resultado da medição de impedância utilizando ponte auto-balanceada.	56
6.10	Medição de elementos interconectados	57
6.11	Ponte auto balanceada com terminal de guarda.	57
6.12	Estratégias de guarda em transformadores	58
6.13	Arquitetura do sistema desenvolvido.	60
6.14	<i>Rack</i> de instrumentação.	61
6.15	Esquema do Módulo Ponte Auto-Balanceada.	62
6.16	Tela principal do aplicativo.	63
6.17	Rotina principal da execução do ensaio.	65
6.18	Rotina de controle da varredura de frequência.	66
6.19	Rotina de aquisição das tensões.	68
6.20	Rotina de medição da impedância.	69
6.21	Relação dos fasores no cálculo do ângulo medido.	70
6.22	Rotina de determinação do ângulo da impedância.	71
6.23	Critério para a mudança da faixa de medição.	73
6.24	Verificação da forma de onda.	74
7.1	Medição de um transformador monofásico	78
7.2	Componentes reativas na medição.	78
7.3	Arranjos RLC e o comportamento da impedância.	79
7.4	Modelo proposto para representação do enrolamento	79
7.5	Comparação dos resultados da medição e da simulação	80
7.6	Comparação das partes reais da simulação e da medição.	82

7.7	Medições em um transformador trifásico . . . . .	83
7.8	Ajuste dos parâmetros - medição X3-X0 . . . . .	84
7.9	Terminal guarda no tanque . . . . .	85
7.10	Terminal guarda em Y1 . . . . .	86
7.11	Complementação do modelo . . . . .	87
7.12	Ajuste dos parâmetros - medição H2-H0 . . . . .	88



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação

A utilização da energia elétrica tornou-se uma necessidade fundamental da sociedade contemporânea. A dependência da energia é tamanha que mesmo uma interrupção temporária pode causar grandes prejuízos. Por isso as empresas concessionárias de energia elétrica têm uma grande preocupação com a continuidade do fornecimento e fazem um grande esforço para amenizar e reduzir as interrupções.

Não obstante, devido à economia de mercado e à concorrência, estas empresas devem buscar maximizar a sua receita e minimizar os custos. As formas de conseguir isto são: utilizar a capacidade total de seus equipamentos (uso dos ativos) e procurar evitar defeitos que possam inutilizá-los (manutenção preventiva).

Estes dois argumentos motivam as pesquisas sobre monitoramento e diagnóstico de equipamentos elétricos: evitar interrupções não programadas e estabelecer estratégias de manejo da capacidade dos equipamentos. Um desses equipamentos será o foco desse trabalho: o transformador de potência.

As subestações de transformação são o núcleo funcional dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Nestas, o transformador de potência é o equipamento principal e o mais caro. A ocorrência de falhas nesses equipamentos seguida da retirada de operação implicam em prejuízos significativos, devido aos custos de manutenção e de restabelecimento do equipamento, à perda de produção de indústrias e estabelecimentos comerciais, e à multas contratuais aplicadas à concessionária pelo não fornecimento de energia.

Deve-se observar, entretanto, que o transformador opera sob condições adversas. Campos elétricos elevados, temperatura de trabalho elevada, exposição direta ao ambiente (poeira, água de chuva, poluição, etc) são algumas condições a que o transformador está submetido constantemente. Além destas, algumas situações eventuais solicitam enormemente a resistência do transformador como, por exemplo, sobretensões de manobra, descargas atmosféricas (raios), correntes de curto-circuito.

Por ser um equipamento de extrema importância, o transformador deve assegurar certa robustez frente às dificuldades citadas. Para tanto, seu projeto e sua construção contemplam todas essas condições. A construção de um transformador de potência típico será descrita com mais detalhes posteriormente. Resumidamente, a estrutura do transformador consiste em uma parte ativa (núcleo magnético e enrolamentos) que fica enclausurada em um robusto tanque metálico onde o acesso é feito por conexões especiais.

Esta construção faz com que o transformador tenha um aspecto “blindado” ao meio exterior. Do ponto de vista da manutenção preventiva isto representa um problema, pois impede as inspeções visuais, que é um meio de avaliação comum e eficiente. Além disso, dificulta a tomada de medidas diretamente nos enrolamentos, devido aos elevados campos elétricos presentes.

Um dos méritos das técnicas de monitoramento e diagnóstico é justamente estimar o estado físico do equipamento através de medidas indiretas. Por sua importância e seu custo, os transformadores são os principais alvos dessas aplicações em subestações. Elas visam identificar todos os possíveis defeitos que possam retirar o transformador de operação, sem que o mesmo seja aberto. Entretanto, nem todos os defeitos relevantes possuem uma técnica de diagnóstico eficiente.

Um tipo de defeito que será abordado com maior ênfase neste trabalho é conhecido como *faltas mecânicas* do transformador. Esse defeito consiste na deformação ou deslocamento de um ou mais enrolamentos do transformador, provocado por impactos externos ou por forças eletromagnéticas internas. A ocorrência do defeito geralmente não retira o transformador de operação, mas reduz sua robustez e pode precipitar o final da vida útil.

A técnica que será estudada nesse trabalho para diagnosticar as alterações geométricas é conhecida como *análise de resposta em frequência*. Ela é popular em áreas como a eletrônica e as ciências biomédicas, mas para diagnóstico de transformadores ainda não está devidamente desenvolvida. A técnica consiste em levantar o comportamento de al-

gumas características do transformador em uma ampla faixa de frequência (geralmente quatro ou cinco décadas<sup>1</sup> a partir de 10Hz). Com isso é possível medir e evidenciar as componentes reativas, que são fortemente dependentes da frequência. As componentes reativas também são dependentes da geometria dos enrolamentos do transformador e por isso são uma representação indireta dessa última. Na literatura técnica, o comportamento em frequência é conhecido por *Assinatura* do transformador.

As formas de obtenção da assinatura que são mais empregadas na análise de resposta em frequência dos transformadores são a impedância terminal, a relação de transformação e a análise de redes. Existem pesquisas que procuram determinar quais dessas técnicas produzem resultados mais relevantes para os estudos de diagnóstico. Outra linha de pesquisa é a modelagem da assinatura em frequência, tanto para fins de diagnóstico como também para estudos de transitórios eletromagnéticos.

Existem diversos métodos de medição que podem ser utilizados no levantamento das características no domínio da frequência. Algumas pesquisas buscam avaliar esses métodos frente à qualidade dos dados medidos e também frente à praticidade de cada um. Por praticidade entende-se a possibilidade de uso do sistema de medição em campo(subestação), a facilidade de transporte e montagem do sistema, o tempo de execução dos testes, a disponibilidade dos equipamentos de medição no mercado, o custo do teste, etc.

Os estudos apresentados neste trabalho fazem parte de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) desenvolvido pela CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) em parceria com a UFMG (Universidade Federal de Minas Gerais), sob incentivo da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), iniciado em setembro de 2002, com o título “P&D113 - Novo Método de Diagnóstico de Transformadores de Potência via Sistemas Dinâmicos”. O objetivo principal do projeto de P&D é desenvolver uma metodologia de diagnóstico de faltas (faltas mecânicas principalmente) em transformadores de potência, aplicável aos equipamentos do parque CEMIG.

---

<sup>1</sup>Década é uma representação relativa da frequência. Cada década é equivalente à 10 vezes a frequência de referência

## 1.2 Objetivos

O objetivo principal do trabalho é desenvolver um sistema de medição e os procedimentos de execução para a obtenção do comportamento em frequência de transformadores de potência. O sistema e os procedimentos serão definidos para que possam, preferencialmente, ser utilizados em campo (em uma subestação de energia, por exemplo), onde as condições elétricas e ambientais não são rigidamente controladas.

Outro objetivo é propor um modelo paramétrico para representar o transformador no domínio da frequência. O modelo será apresentado na forma de circuito equivalente (indutores, capacitores, resistores) e terá um número de parâmetros fixo.

## 1.3 Metodologia

O sistema de medição e os procedimentos de execução são adaptados de técnicas utilizadas no levantamento da resposta em frequência de componentes eletrônicos de baixa potência. As técnicas existentes são comparadas e os critérios avaliados, entre outros, são: tensão de excitação, faixa de frequência a ser utilizada, faixa de medição, utilização de terminal de guarda, interferência de ruídos.

A obtenção do modelo proposto se baseia nas medições obtidas em transformadores de potência reais. O modelo é simulado no domínio da frequência e o resultado confrontado com as medições.

## 1.4 Justificativa

Um sistema de medição que possa ser utilizado em campo é importante porque a grande maioria dos transformadores de potência se encontra em subestações onde condições como ruído e temperatura não são controladas, e o seu deslocamento até os laboratórios especializados demanda grandes custos.

Também é necessário definir uma topologia de medição que agregue a maior quantidade de informação disponível sobre o transformador em teste. Isto porque os resultados de medição serão utilizados para desenvolver metodologias de diagnóstico de faltas mecânicas em transformadores.

Um modelo paramétrico para uma ampla faixa de frequência é importante para

estabelecer critérios objetivos no diagnóstico de faltas mecânicas em transformadores. A opção de representação por circuito equivalente traz a vantagem de reduzir o número de parâmetros necessários no ajuste, em comparação à representações numéricas, além de possuir forte relação com os fenômenos físicos, o que proporciona a compreensão mais generalizada do comportamento do transformador.

## 1.5 Organização do texto

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

O capítulo 2 traz os principais trabalhos que estudam a resposta em frequência aplicada em transformadores. Os trabalhos tratam principalmente de: medição da assinatura do transformador no domínio da frequência, modelamento do comportamento em frequência, análise e diagnóstico de faltas.

O capítulo 3 apresenta as teorias de construção e funcionamento dos transformadores em geral. Há um enfoque especial para a construção dos transformadores trifásicos.

O capítulo 4 apresenta as tecnologias de construção dos transformadores de potência. São apresentados os principais componentes do transformador como: parte ativa, tanque, radiadores, buchas.

As principais técnicas de medição da assinatura em frequência são apresentadas no capítulo 6. Neste capítulo também é detalhado o sistema de medição desenvolvido ao longo das pesquisas, que é o objetivo principal deste trabalho.

O capítulo 7 apresenta estudo de casos típicos, a partir de medições realizadas pelo sistema desenvolvido. Também é apresentado um modelo proposto para o estudo do comportamento em frequência dos enrolamentos de transformadores de potência.



# Capítulo 2

## Revisão da Literatura

### 2.1 Medição da assinatura em frequência

O primeiro trabalho a propor a análise de resposta em frequência aplicada em transformadores de potência foi [8], em 1978. O objetivo deste trabalho era diagnosticar alterações mecânicas nos enrolamentos do transformador, sem a abertura do equipamento. O trabalho propõe a utilização de um analisador de redes para executar as medições de relação de transformação e impedância terminal do transformador, em função da frequência. O trabalho apresentou estudos de caso que atestam a sensibilidade do método em verificar alterações mecânicas.

Em [27] foi apresentada uma representação da resposta em frequência obtida a partir de testes de impulso de baixa tensão (LVI - Low Voltage Impulse). As medições são tomadas no domínio do tempo e transpostas para a frequência por meio da transformada de Fourier. O trabalho conclui que o método apresentado pode ser utilizado em alternativa ao analisador de redes empregado anteriormente.

Uma das primeiras experiências no Brasil com medições de resposta em frequência (relação de transformação e impedância terminal) é apresentada em [22]. Neste trabalho foram apresentados casos de análise de resposta em frequência em transformadores de subestações. Estes estudos fizeram parte de investigações para determinar as causas de falhas acontecidas nestes locais. Nestes casos, a análise das assinaturas em frequência corroborou a presença de faltas mecânicas nos equipamentos.

O trabalho [10] faz uma comparação de quatro métodos de medição variantes da técnica de impedância terminal em frequência do ponto de vista da sensibilidade em

detectar faltas. No trabalho, foi utilizado um transformador real com defeito conhecido, onde foram feitas baterias de medições de cada método. Neste estudo foi comprovado que as técnicas utilizadas possuem sensibilidade suficiente para a investigação de defeitos.

O artigo [30] abordou aspectos práticos das medições de resposta em frequência no campo. O trabalho analisou os efeitos de alguns elementos como a presença de pessoas, objetos metálicos não-aterrados, distúrbios eletromagnéticos e posição do comutador de tensão. Foi observado que estes elementos afetam significativamente os resultados de medição.

## 2.2 Modelamento e Estimação de parâmetros

Em [15], o objetivo da pesquisa era validar um modelo elétrico de transformadores para uma larga faixa de frequências, que seria utilizado em estudos de fenômenos transitórios dos equipamentos. Para isso os autores utilizaram medições de impedância terminal pela frequência para estimar os parâmetros discretos do transformador, e validar o modelo proposto. O trabalho apresentou um estudo de caso onde a simulação dos parâmetros encontrados se ajustou perfeitamente à assinatura em frequência medida. Entretanto, para estruturas mais completas (e mais complexas), a técnica mostrada não era aplicável devido a limitações do sistema computacional da época.

Em [24] o autor propôs um modelo matemático em espaço de estados para representar o comportamento do transformador no domínio da frequência. O modelo proposto se adequa às técnicas conhecidas como identificação tipo “caixa preta” (ver [1]), que exige menor estrutura computacional e se ajustam bem ao comportamento. Entretanto, os parâmetros do modelo não têm significado físico direto, não permitindo interpretações para o diagnóstico de faltas.

O artigo [4] utilizou de modelos elétricos simplificados para Estimação de parâmetros de transformadores de potencial. A estimação é realizada a partir de medições de impedância terminal no domínio da frequência, e são realizadas em três etapas com condições determinadas por cada modelo. Logo após os três modelos são combinados em um único. Com este método foi possível estabelecer uma representação mais completa do transformador em uma maior faixa de frequências.

No trabalho [19], os autores propuseram um modelo de impedâncias interconectadas

(NIF, node-to-node impedance function) de transformadores para estudo de interferências eletromagnéticas. O modelo não é paramétrico (ver [1]) e é obtido através de medições de impedância terminal no domínio da frequência do transformador. O modelo representa o comportamento exato, mas é válido apenas para um determinado equipamento (ou “família” de equipamentos idênticos).

Em [25], os autores propuseram um método de estimação da assinatura em frequência do transformador por meio da localização dos pólos e zeros. A Estimação é realizada a partir dos dados obtidos com medições de impedância terminal no domínio da frequência. A técnica proposta se enquadra como identificação tipo “caixa preta”, onde os parâmetros estimados não tem significado físico direto (ver [1]).

Em [7] os autores derivaram um modelo de transformador em uma ampla faixa de frequência a partir do modelo elétrico convencional para baixas frequências. Utilizaram medidas de impedância terminal para validar o modelo. O modelo se ajusta bem aos dados medidos, mas o número de parâmetros é variável de acordo com cada caso.

Em [3] o autor fez uma formulação matemática formal de um modelo de transformador de parâmetros distribuídos. A formulação foi baseada no modelo de linha de transmissão com parâmetros distribuídos. O modelo proposto foi simulado e comparado com o resultado de um programa bem conhecido e aceito, o SPICE. Nesta linha de raciocínio, em [13] os autores simulam um modelo de transformadores de circuito equivalente dividido em seções, visando emular parâmetros distribuídos. Neste trabalho é avaliado o comportamento da assinatura em frequência frente a alterações nos parâmetros, que, na prática, representam faltas internas no transformador. Foram simuladas faltas como curto-circuito entre espiras, descargas parciais e alterações físicas dos materiais. Os métodos propostos são corroborados em [11] através de estudos de caso reais de transformadores com defeitos conhecidos.

## 2.3 Diagnósticos de faltas

O trabalho [9] foi uma pesquisa experimental onde o objetivo era analisar a resposta em frequência frente a alterações mecânicas nos enrolamentos do transformador. No trabalho um transformador de potência real foi “sacrificado” para que fossem feitas várias alterações mecânicas controladas em seus enrolamentos e tomadas medições de sua

assinatura em frequência. O método de medição utilizado é baseado em LVI ([27]). Foi verificado que a evolução das alterações mecânicas podem ser acompanhadas pela análise da assinatura em frequência. Os autores ainda sugerem a possibilidade de utilizar o método como monitoramento *on-line*, ou seja, monitorar o equipamento sem retirá-lo de operação.

Os trabalhos [23] e [14] apresentaram alguns estudos de caso de detecção de faltas em transformadores de potência utilizando a medição de resposta em frequência. As faltas detectadas eram curto-circuito entre espiras e alterações mecânicas dos enrolamentos, que comprovaram a eficiência do método para estes tipos de defeito.

O relatório técnico [26] apresentou um equipamento comercial de medição da resposta em frequência, desenvolvido especificamente para Diagnóstico de transformadores de potência. No trabalho foram abordados os procedimentos de execução das medições e a interpretação de seus resultados. Foram apresentados, também, alguns estudos de caso reais de detecção de faltas.

O artigo [28], assim como em [30], abordou alguns efeitos e condições encontrados no campo, que poderiam afetar os resultados de medição. São eles: o valor do resistor de medição de corrente (shunt), o comprimento dos cabos de teste, a conexão do neutro ao enrolamento de alta tensão e o efeito das buchas de alta tensão. Devido a estas condições, os autores concluem que a detecção de faltas mecânicas, para pequenas alterações, é muito crítica.

No artigo [16], os autores estabeleceram um método de determinação da função de transferência do transformador, onde foram utilizadas três frequências de amostragem e as transformadas de suas medições foram interpoladas em uma mesma assinatura. A utilização de taxas de amostragem diferentes se justifica pela falta de resolução do método de Estimção no domínio do tempo. No trabalho foram definidos cinco critérios numéricos de Diagnóstico que monitoram o desvio da assinatura medida em relação a uma assinatura de comparação. Nos estudos de caso, defeitos foram emulados para verificar a sensibilidade dos critérios propostos. Como conclusão, os autores reconhecem a dificuldade de não existir base de dados para o diagnóstico por comparação.

# Capítulo 3

## Teoria Básica dos Transformadores

### 3.1 Princípio de funcionamento do transformador

Quando uma corrente elétrica percorre um fio condutor, um campo magnético circular é criado ao longo desse condutor, como mostrado na figura 3.1(a). Esse princípio foi demonstrado pelo físico dinamarquês Hans Christian Oersted, em 1820. Se o condutor for enrolado em uma forma circular, o campo magnético irá se multiplicar, para uma mesma corrente, pelo número de voltas do condutor, ou melhor dizendo, pelo número de *espiras* do enrolamento. O campo magnético descreve um caminho fechado com sentido e intensidade proporcionais à corrente que o cria, conforme apresenta a figura 3.1(b). Considerando que o campo magnético no interior do enrolamento da figura 3.1(b) é uniforme, tem-se:

$$H = N \cdot i$$

onde  $H$  é o campo magnético,  $N$  é o número de espiras do enrolamento e  $i$  é a corrente que circula no condutor.

A concentração do campo magnético ou a *densidade de fluxo magnético* é dependente do meio material em que o campo é estabelecido. Para representar o meio, foi estabelecida uma grandeza chamada de *permeabilidade magnética*. Assim, tem-se:

$$B = \mu \cdot H$$

onde  $B$  é a densidade de fluxo e  $\mu$  a permeabilidade magnética. O vácuo e o ar possuem permeabilidades constantes e praticamente iguais, representadas por  $\mu_0$ .

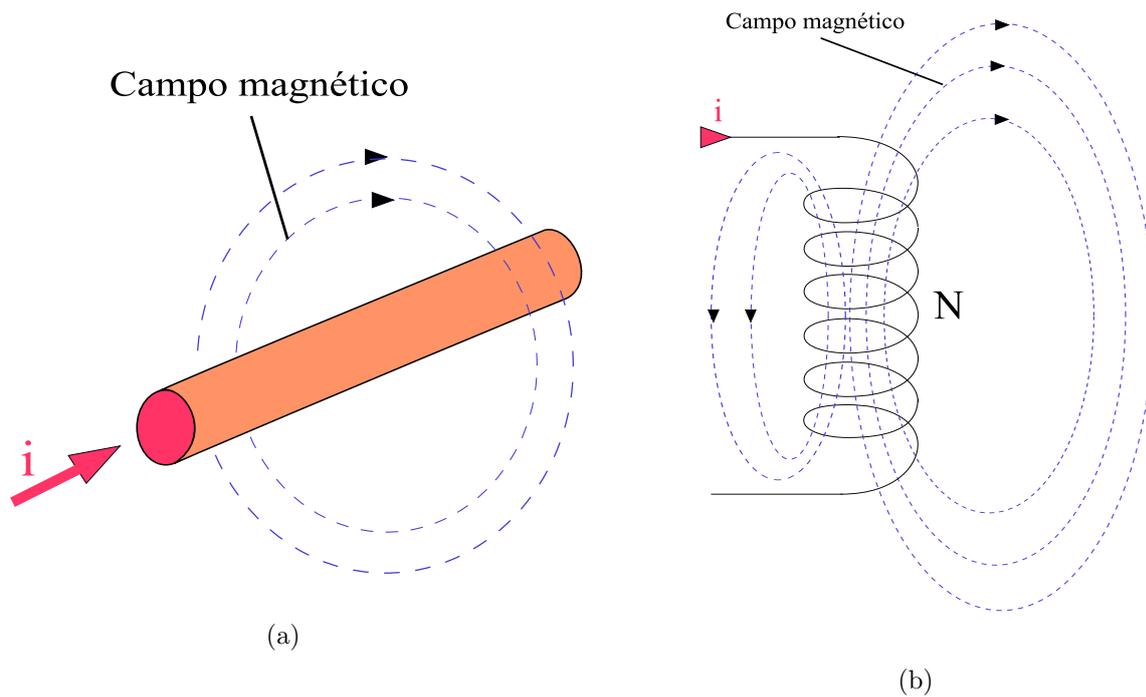


Figura 3.1: Campo magnético devido a uma corrente  $i$ : (a) em um condutor retilíneo; (b) em um enrolamento.

Outra grandeza importante na análise de problemas envolvendo magnetismo é o *fluxo magnético*. O fluxo é definido como a densidade de campo que corta uma determinada superfície. Simplificadamente, para um campo uniforme e uma superfície plana perpendicular ao campo, tem-se:

$$\varphi = B \cdot A$$

onde  $\varphi$  é o fluxo magnético e  $A$  é a área da superfície.

Em 1831, o físico inglês Michael Faraday demonstrou que se um condutor for introduzido em um campo magnético variável no tempo, aparecerá uma tensão elétrica nas extremidades do condutor com amplitude proporcional à taxa de variação e a intensidade do campo. Esse efeito ficou conhecido como *indução eletromagnética*. Para um condutor enrolado, a amplitude da tensão também é proporcional ao número de espiras, ou seja:

$$e = N \cdot \frac{d\varphi}{dt}$$

onde  $e$  é a tensão induzida. Em 1834, o cientista russo Heinrich Friedrich Lenz complementou o trabalho de Faraday para que não ferisse o princípio de conservação da energia.

A *lei de Lenz* estabelece que uma tensão induzida surgirá numa espira condutora fechada com um sentido tal que ela se oporá à variação que a produziu. Assim:

$$e = -N \cdot \frac{d\varphi}{dt}$$

O princípio de funcionamento do transformador é baseado nos efeitos apresentados e pode ser acompanhado na figura 3.2(a). O transformador é constituído de dois enrolamentos condutores isolados eletricamente entre si e com números de espiras distintos. Uma fonte de tensão alternada senoidal  $V_1$  é aplicada no primeiro enrolamento com número de espiras  $N_1$  (convencionalmente chamado de enrolamento *primário*) que estabelece uma corrente  $I_1$ . A corrente, por sua vez, cria um fluxo magnético variável alternado de mesma frequência da fonte. O fluxo magnético induz uma tensão  $e_1$  neste enrolamento contrária à tensão da fonte  $V_1$  (lei de Lenz), fazendo com que o circuito atinja o equilíbrio (a corrente  $I_1$  é suficiente para estabelecer o fluxo magnético). Do mesmo modo, o fluxo magnético induz uma tensão  $e_2$  no outro enrolamento (denominado enrolamento *secundário*) proporcional ao número de espiras  $N_2$ . Uma parcela do fluxo não atinge o enrolamento secundário e é chamada de *fluxo de dispersão*. Considerando que não existe fluxo de dispersão, ou seja, todo o fluxo magnético produzido no enrolamento primário é concatenado no secundário, tem-se:

$$-\frac{d\varphi}{dt} = \frac{e_1}{N_1} = \frac{e_2}{N_2} \implies \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Em outras palavras, o transformador pode converter a tensão da fonte em uma tensão mais baixa ou mais elevada, de acordo com a relação de espiras de seus enrolamentos.

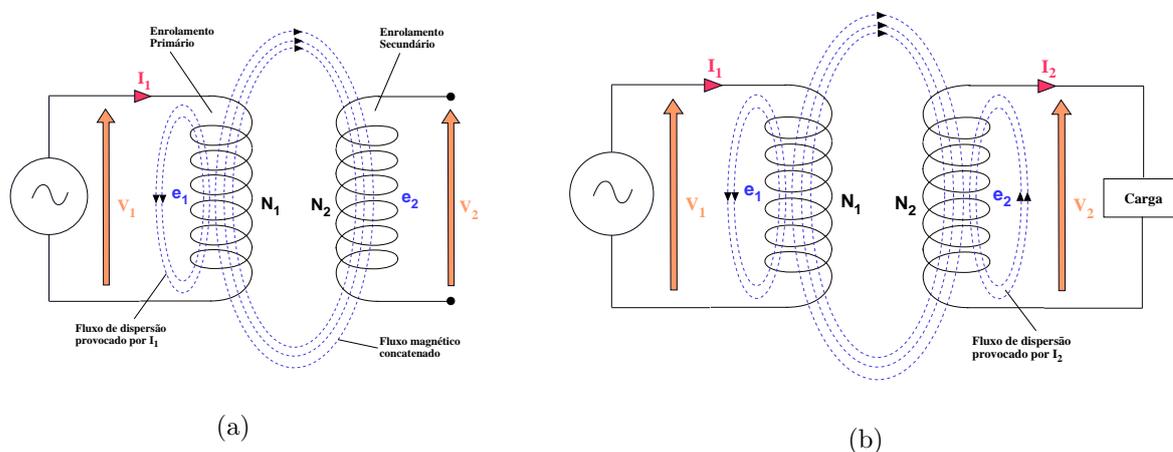


Figura 3.2: Princípio de funcionamento do transformador: (a) sem carga; (b) com carga.

Se uma carga for ligada ao secundário do transformador, conforme mostrado na figura 3.2(b), uma corrente  $I_2$  será estabelecida no circuito. Esta corrente tenderá a criar uma componente de fluxo magnético contrária à criada pela corrente  $I_1$ , reduzindo assim o fluxo total. O primário, por sua vez, responde com um aumento na corrente  $I_1$  para manter o fluxo estabelecido anteriormente. Assim, o fluxo magnético é constante para uma tensão primária constante, independente da corrente solicitada pelo secundário. O fluxo mantendo-se constante faz com que a tensão secundária também permaneça constante. Analogamente ao primário, surge um fluxo de dispersão devido a  $I_2$ . Desprezando as perdas e as dispersões do fluxo, a relação entre as correntes é:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$$

## 3.2 O transformador real

Até agora falou-se de um transformador dito *ideal*, ou seja, um transformador que não possui perdas e que não possui dispersão de fluxo. Entretanto, não é possível construir um transformador assim, pois qualquer material empregado na construção terá algum tipo de perda elétrica e o fluxo magnético não poderá ser contido numa região limitada do espaço.

Para aumentar a eficiência do transformador é necessário facilitar o estabelecimento do fluxo magnético principal e reduzir ao máximo os fluxos de dispersão. Isto é viável quando adicionado um *núcleo magnético* ao transformador, conforme a figura 3.3(a). O núcleo é feito de material *ferromagnético* que é chamado assim porque o ferro e suas ligas são os representantes mais abundantes. Este material tem um comportamento peculiar frente ao campo magnético, como será visto a seguir.

A figura 3.4 mostra a relação entre campo magnético aplicado ( $H$ ) e densidade de fluxo ( $B$ ) para um material ferromagnético. Conforme a figura, existem três regiões diferentes no comportamento do material: região de sensibilização, região linear e região de saturação. Na região linear do material, um pequeno aumento no campo aplicado representa um grande aumento na densidade de fluxo, ou melhor dizendo, a permeabilidade do material nesta região é muito grande. Em materiais ferromagnéticos típicos a permeabilidade nesta região pode atingir milhares de vezes a permeabilidade do ar. Se o campo atinge um valor compreendido na região de saturação, o material deixa de responder com

a mesma intensidade da região linear e passa a ter uma permeabilidade da mesma ordem de grandeza ao do ar. Do mesmo modo, para campos de baixa intensidade o material não responde imediatamente ao campo aplicado e esta região é chamada de região de sensibilização.

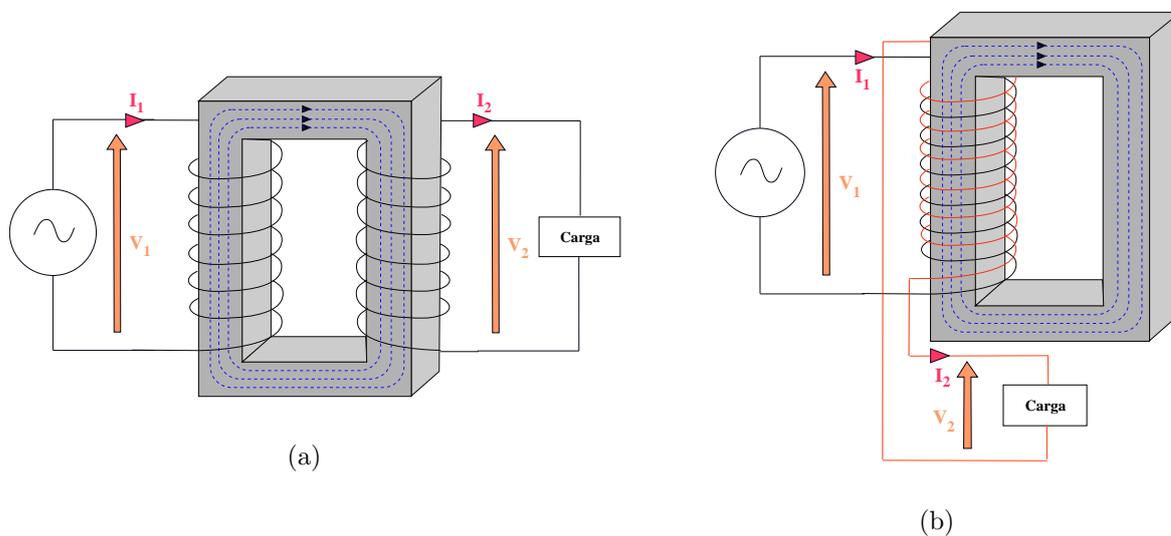


Figura 3.3: (a) Adição do núcleo magnético ao transformador; (b) Aproximação dos enrolamentos.

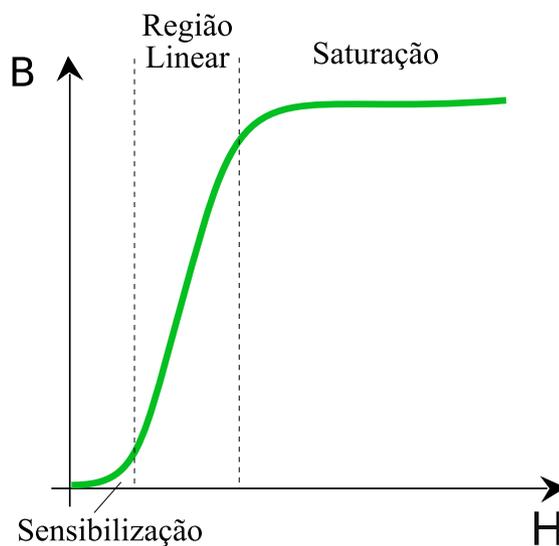


Figura 3.4: Comportamento do material ferromagnético.

Se o núcleo do transformador opera na região linear, ele representa um caminho preferencial para o fluxo magnético em relação ao ar ou ao vácuo, e passa a concentrar praticamente todo o fluxo em seu interior, como mostra a figura 3.3(a). A intensidade de

fluxo que pode circular é proporcional à área da seção reta do núcleo, pois está limitada ao limiar de saturação do material. Além da adição do núcleo, outra maneira de reduzir os fluxos de dispersão é montar os enrolamentos o mais próximos possível um do outro, como mostra a figura 3.3(b).

A utilização do núcleo em transformadores traz grandes benefícios, como já foi dito, entretanto é adicionada uma fonte de perdas no equipamento. As perdas no núcleo são devidas ao comportamento do material ferromagnético em campos magnéticos alternados e podem ser classificadas em dois tipos básicos: perdas por correntes parasitas (efeito Foucault) e perdas por histerese.

As perdas por correntes parasitas serão explicadas acompanhando-se a figura 3.5(a). O núcleo magnético está submetido ao fluxo magnético alternado principal, e este último induz tensões ao longo do material ferromagnético, que também é um material condutor (lei de Faraday-Lenz). Como o circuito é fechado em toda área do núcleo, há, então, a circulação de correntes no material que dissipam energia através do aquecimento do núcleo (efeito Joule). É possível reduzir estas perdas construindo o núcleo de lâminas finas isoladas eletricamente entre si, como mostra a figura 3.5(b). Com a laminação, as áreas de indução ficam menores e conseqüentemente as correntes serão menores. É importante lembrar que o núcleo deve ser laminado no sentido do fluxo magnético e perpendicular às correntes parasitas. Além da laminação, são produzidas ligas compostas de ferro, silício e carbono, o chamado *aço silício*, que é um material que possui uma resistência elétrica mais elevada que o ferro, e assim reduz a intensidade das correntes parasitas.

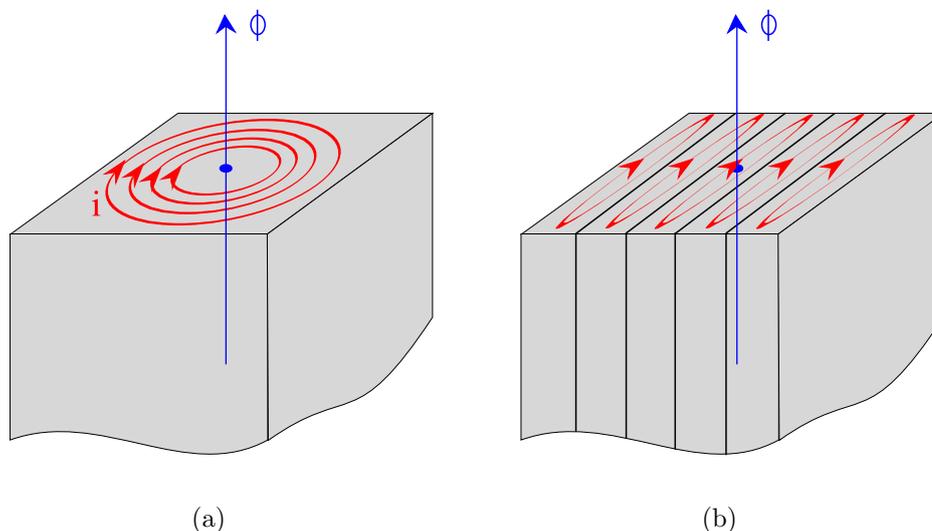


Figura 3.5: (a) Correntes parasitas; (b) laminação do núcleo.

As perdas por histerese serão melhor explicadas acompanhando a figura 3.6, que mostra o ciclo de magnetização de um material ferromagnético para um campo alternado. Este ciclo também é conhecido por *laço de histerese*. Quando o campo parte do zero e começa a aumentar, ele faz com que o fluxo magnético também aumente, este último acompanhando a curva de magnetização mostrada na figura 3.4. Se o campo passar a decrescer, o fluxo decrescerá a uma taxa diferente à do crescimento. Isto deve-se à magnetização do material que apresenta um efeito “memória”. Quando o campo externo se anula, ainda existe uma parcela de fluxo remanescente no material, que permanece magnetizado. Esta parcela de fluxo irá se anular quando o campo atingir um determinado valor no sentido contrário a esse fluxo. Esse valor de campo é chamado de *força coercitiva* e a energia necessária para anular o fluxo remanescente é dissipada em forma de calor. Para valores inversos de campo o fluxo se comportará de maneira análoga ao anterior, completando o ciclo nos demais quadrantes.

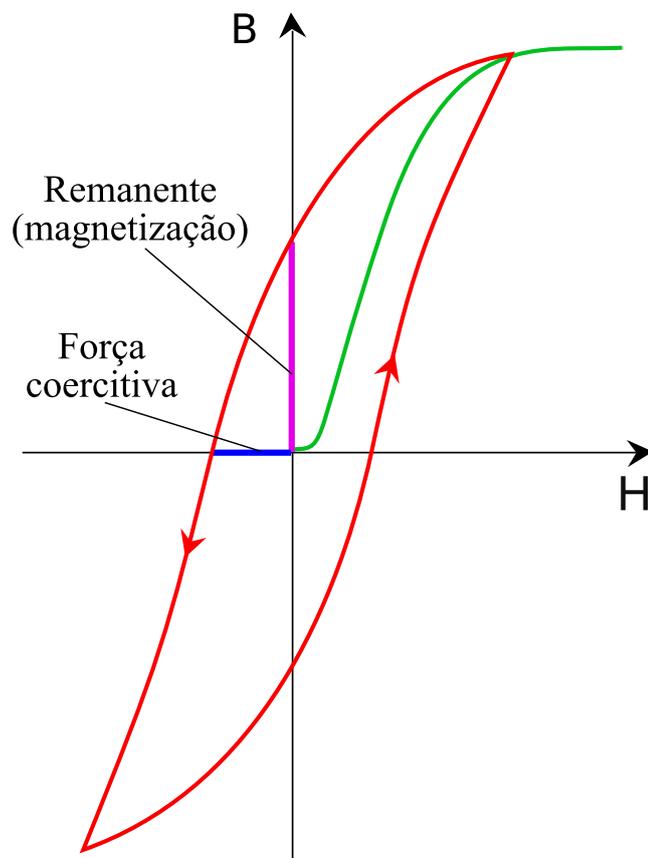


Figura 3.6: Ciclo de magnetização do material ferromagnético.

### 3.3 Tipos básicos de transformador

Dentre várias formas existentes de construção de transformadores, destacam-se duas que são as mais empregadas em transformadores de potência: tipo núcleo envolvido e tipo núcleo envolvente [20].

O transformador de *núcleo envolvido* [20] ou, do inglês, *core type* é apresentado na figura 3.7(a), que mostra este tipo de montagem (uma variante da apresentada na figura 3.3(b)). A figura 3.7(b) mostra seu diagrama em corte com maiores detalhes. Neste tipo de montagem, os enrolamentos são construídos em forma cilíndrica e montados concentricamente em torno do núcleo. Geralmente, o enrolamento de baixa tensão (BT) é o cilindro interno (mais próximo ao núcleo) e o de alta (AT) o cilindro externo. A divisão dos enrolamentos em duas colunas do núcleo (figura 3.7(a)) é feita para balancear o peso do equipamento e para aproveitar melhor a distribuição do fluxo magnético.

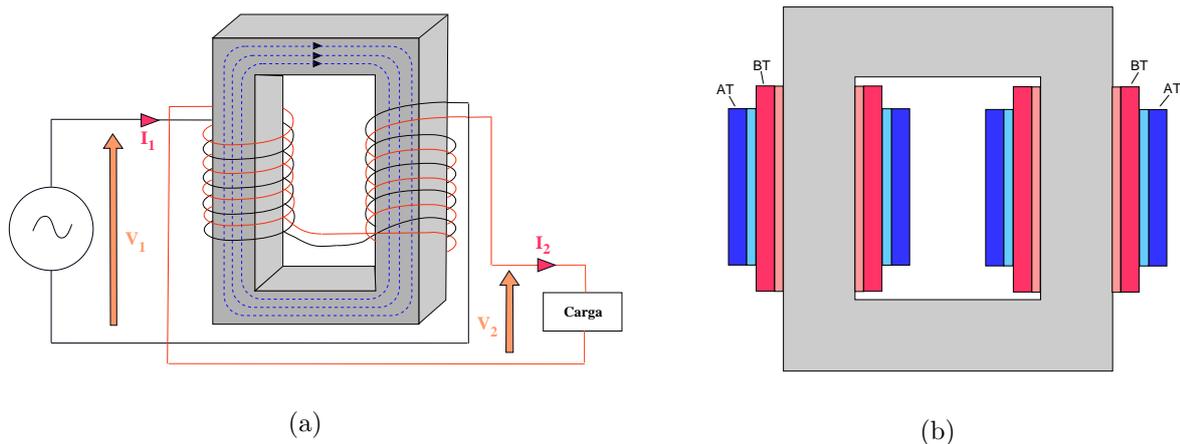


Figura 3.7: Transformador tipo núcleo envolvido (*Core type*): (a) construção; (b) diagrama em corte.

A outra forma de construção é conhecida por *núcleo envolvente* [20] ou pelo termo em inglês *shell type*, mostrado na figura 3.8. Nessa construção, os enrolamentos são feitos em forma de disco e montados numa configuração “sanduíche” onde os enrolamentos de alta e baixa se alternam em camadas. O núcleo possui uma coluna central por onde passa o fluxo magnético total e este último se divide em duas colunas laterais que envolvem os enrolamentos. Cada uma das colunas laterais possui a metade da seção reta da coluna central.

Os transformadores de núcleo envolvente tem maior robustez mecânica que os de núcleo envolvido, e esta montagem é muito utilizada em transformadores de pequena po-

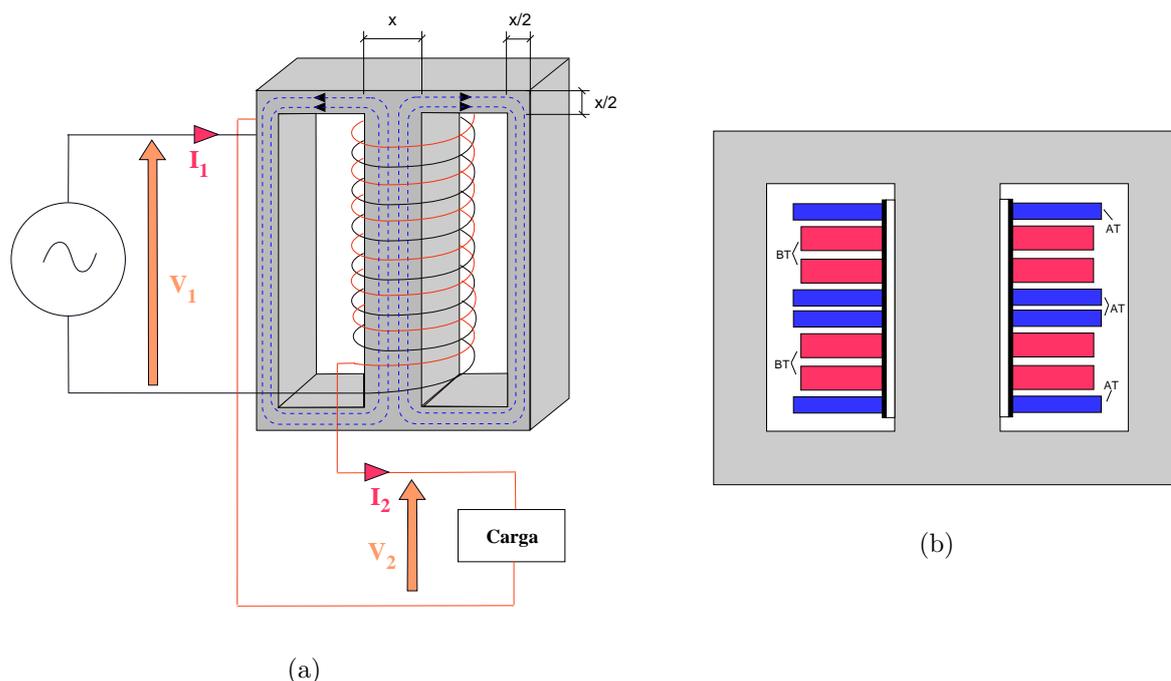


Figura 3.8: Transformador tipo núcleo envolvente (*Shell type*): (a) construção; (b) diagrama em corte.

tência. Entretanto, para grandes transformadores esta montagem não é economicamente viável frente aos de núcleo envolvido, devido a sua complexidade de montagem dos enrolamentos e também devido à economia de material na construção de transformadores trifásicos, que será visto na seção seguinte.

### 3.4 Transformadores trifásicos

A conversão de tensões em um sistema trifásico utilizando transformadores pode ser feita com três unidades independentes operando como se estivessem em um sistema monofásico. Esta solução é comumente chamada de *banco trifásico* de transformadores. Existem várias configurações para interligar os transformadores ao sistema trifásico, mas esse assunto não será explorado neste trabalho (ver [29] e [20]).

Além da utilização de bancos trifásicos de transformadores, outra solução empregada é a construção dos três transformadores integrados num único equipamento chamado *transformador trifásico* [20]. Esta última solução possui vantagens e desvantagens em relação ao banco trifásico que serão melhor detalhadas a seguir.

Para construir um transformador trifásico do tipo núcleo envolvido, são tomados

três transformadores deste tipo dispostos geometricamente a 120 graus um do outro, como num sistema trifásico, conforme mostra a figura 3.9(a). Estes transformadores são unidos pelas colunas do núcleo posicionadas ao centro. Se este equipamento for acionado por correntes trifásicas equilibradas, a resultante de fluxo magnético na região da união é nula, dispensando, portanto, as colunas do núcleo, como pode ser visto na figura 3.9(b). Isto implica em economia de material e redução do peso final do equipamento. A construção mostrada na figura 3.9(b) não é muito usual e é substituída pela montagem da figura 3.9(c), que é de mais fácil execução que a primeira. Essa última montagem provoca uma pequena assimetria nos fluxos de cada enrolamento, mas isto é pouco relevante e plenamente aceitável.

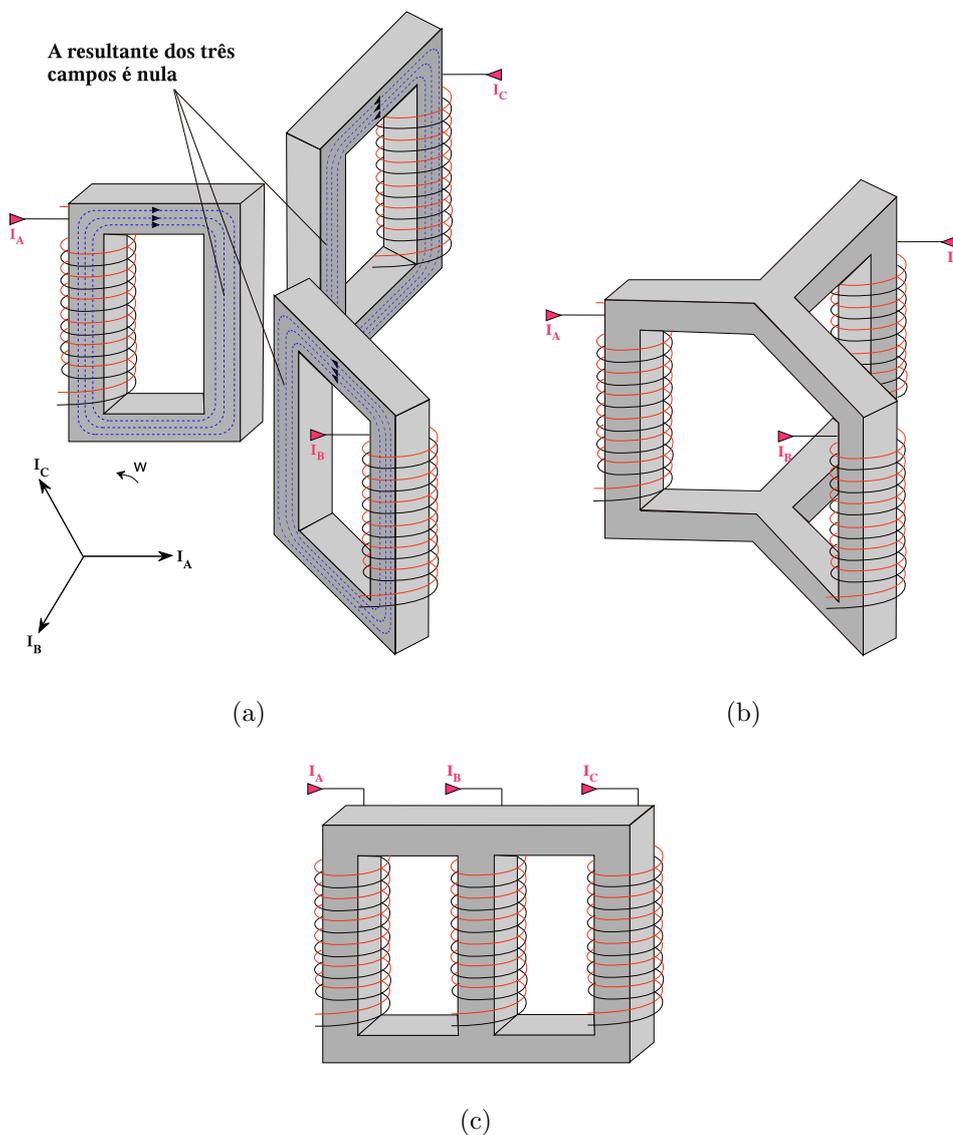


Figura 3.9: Transformador trifásico tipo núcleo envolvido: (a) união de três transformadores *core type*; (b) resultante da união; (c) construção mais usual.

Para um transformador trifásico tipo núcleo envolvente, a evolução da construção pode ser acompanhada na figura 3.10. Três transformadores são unidos em uma configuração “totem” (figura 3.10(a)) onde o transformador do centro tem orientação inversa à dos outros dois. Nas duas regiões de junção, o somatório dos fluxos magnéticos resulta em uma intensidade igual à metade do fluxo da coluna central. Isto significa que a seção reta do núcleo nas regiões de junção pode ser a metade da coluna central, o que corresponde à economia de material e redução de peso. A resultante final dessa construção é apresentada na figura 3.10(b).

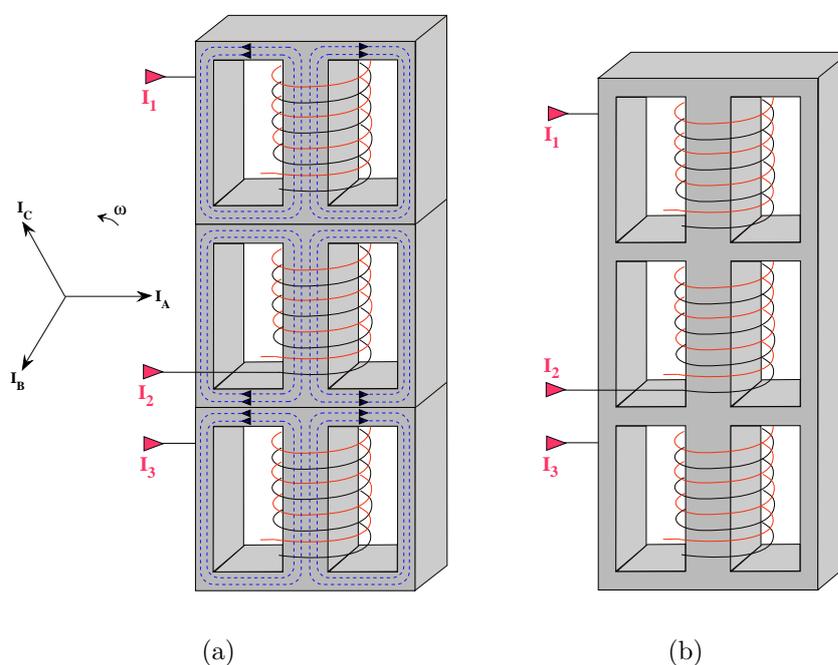


Figura 3.10: Transformador trifásico tipo núcleo envolvente: (a) união de três transformadores *shell type*; (b) resultante da união.

A principal vantagem do transformador trifásico sobre o banco de transformadores é ter um menor custo da instalação devido à economia de material em sua construção. Esta economia é conseguida pela redução do núcleo magnético, conforme foi apresentado, e também pela menor estrutura do equipamento devido a redução do seu peso e volume.

As desvantagens do transformador trifásico são de cunho estratégico. A primeira desvantagem reside no caso de uma falha do equipamento que interromperia o fornecimento de energia de todas as fases de uma vez. Isto não ocorreria no banco de transformadores pois a retirada de operação de uma unidade interrompe o fornecimento de apenas uma das fases. A outra desvantagem é o custo relativo de uma unidade reserva. Em uma

instalação com transformador trifásico uma unidade reserva atenderia a apenas um posto, enquanto que em uma instalação com banco de transformadores uma unidade atenderia a três postos.

### 3.5 Denominações dos terminais

O transformador é um equipamento “transparente”, ou seja, qualquer um dos enrolamentos pode funcionar como primário ou como secundário, independente de onde estejam ligadas a fonte e a carga. Por este motivo as denominações de primário e secundário não são muito utilizadas, pois dependem do contexto em que o equipamento será empregado. Uma denominação mais prática é classificar os enrolamentos como alta ou baixa tensão. O enrolamento de alta tensão é o que possui maior número de espiras e por isso, como o próprio nome sugere, terá a maior tensão. Pela relação inversa das correntes, deduz-se que este enrolamento terá o menor nível de corrente.

Uma convenção bem aceita é nomear os terminais do transformador, separando-os em alta e baixa tensão, por meio de um código alfa-numérico. Os terminais do enrolamento de alta tensão são nomeados sempre começando pela letra “H” seguido de um algarismo numérico maior ou igual a 1, que irá indicar a polaridade relativa do enrolamento. Para os terminais do enrolamento de baixa tensão, eles são começados pela letra “X” seguido do numeral, que tem a mesma função do anterior. Se no transformador houver um terceiro enrolamento, utiliza-se a letra “Y” para designar os terminais do enrolamento de mais baixa tensão, também seguido do numeral. O numeral “0” é reservado para os terminais de qualquer enrolamento (H, X ou Y) que serão destinados à ligação de neutro ou de aterramento. A figura 3.11 mostra um exemplo dessa denominação para um transformador trifásico ligado em delta-estrela.

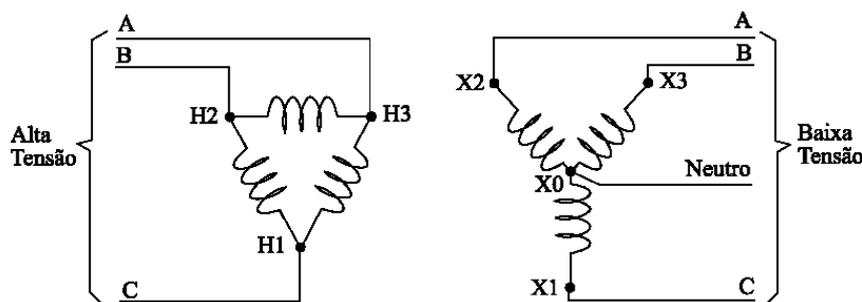


Figura 3.11: Exemplo de denominação dos terminais.

---

Este capítulo abordou parte da teoria clássica e alguns aspectos gerais dos transformadores. Entretanto, deteve-se apenas em apresentar os princípios fundamentais de funcionamento deste equipamento. Para o aprofundamento em assuntos não abordados neste trabalho, o leitor poderá consultar as seguintes bibliografias: [18], [29], [20].

Dentre os diversos tipos de transformadores existentes, o próximo capítulo especializa-se nos *Transformadores de Potência* que são empregados nos sistemas de transmissão de energia elétrica. Serão abordados principalmente as tecnologias de construção aplicadas atualmente a esse tipo de equipamento.



# Capítulo 4

## Transformador de Potência: Aspectos Construtivos

Dentre os vários tipos de transformadores dedicados a aplicações diversas, este trabalho aborda principalmente os transformadores destinados a operar em tensões elevadas e converter grandes quantidades de energia elétrica, os chamados *transformadores de potência* [20], [29]. Esse tipo de transformador é utilizado em sistemas de transmissão de energia elétrica em grandes distâncias onde são viáveis economicamente apenas em tensões elevadas devido à grande potência transmitida. A tabela 4.1 apresenta os níveis de tensão de operação mais usuais desses equipamentos e as respectivas faixas de potência que podem converter.

<b>Tensão</b>	<b>Potência</b>
até 15 kV	até 2MVA
30kV a 75 kV	1MVA a 15MVA
100kV a 150kV	5MVA a 50MVA
acima de 200kV	7,5MVA a 500MVA

Tabela 4.1: Potência e tensão dos transformadores.

Para que o transformador de potência possa operar em níveis de tensão como os apresentados é necessário aplicar em sua construção materiais isolantes de grande rigidez dielétrica. Não somente a escolha de bons materiais, mas também é muito importante a utilização de estruturas e geometrias onde o campo elétrico fique bem distribuído. As elevadas correntes envolvidas também exigem um bom dimensionamento dos condutores

do enrolamento, tanto na escolha dos materiais quanto na geometria, principalmente no enrolamento de baixa tensão.

Além disso, devido ao forte aquecimento provocado pelas perdas elétricas e magnéticas, a construção do transformador deve contemplar um eficiente sistema de dissipação de calor. É importante mencionar que a temperatura máxima de funcionamento do transformador, determinada pela suportabilidade dos materiais usados em sua construção, é o seu principal limitador de potência.

Outro item bastante importante no projeto de transformadores de potência são os esforços mecânicos a que o equipamento estará submetido. Estes esforços são, principalmente, de origem magnética, provocados pela interação dos campos criados pela circulação de corrente nos enrolamentos. A estrutura do transformador e seus vários componentes devem, de alguma forma, suportar estes esforços e manter suas características mínimas frente à fadiga de longo prazo. Os esforços eletromecânicos serão melhor discutidos posteriormente no capítulo que abordará as falhas mecânicas.

A tecnologia de transformadores de grande potência utilizada atualmente está bem estabelecida, e na construção de praticamente todos os equipamentos no mundo são utilizadas as mesmas soluções. A descrição da tecnologia de construção será feita na forma de análise de um equipamento típico. A figura 4.1 apresenta um transformador de potência típico em vista de corte onde podem ser vistos seus principais componentes. Estes componentes são descritos em detalhes a seguir.

## 4.1 Tanque principal, radiadores e tanque de expansão

Todas as partes energizadas do transformador de potência são imersas em um fluido dielétrico, geralmente óleo mineral de petróleo. Esse fluido tem duas funções: contribuir com o isolamento elétrico entre os componentes e promover a refrigeração da parte ativa do transformador através da troca de calor com o meio exterior. A dinâmica da troca de calor do transformador com o meio exterior pode ser acompanhada pelo esquema mostrado na figura 4.2.

A função principal do tanque do transformador é justamente confinar o fluido dielétrico e manter a parte ativa imersa. O tanque também é a estrutura fundamental que

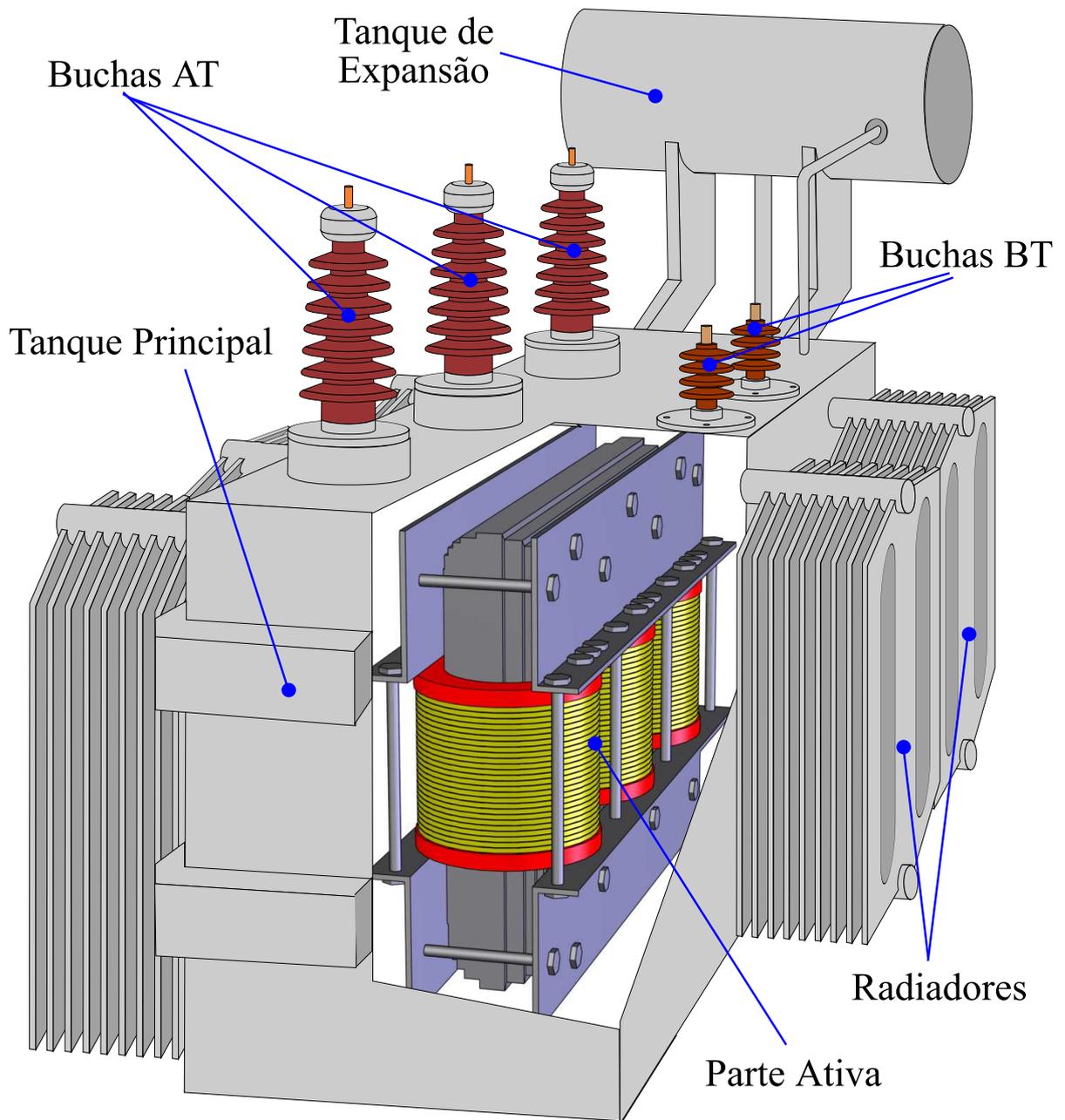


Figura 4.1: Vista em corte de um transformador de potência típico.

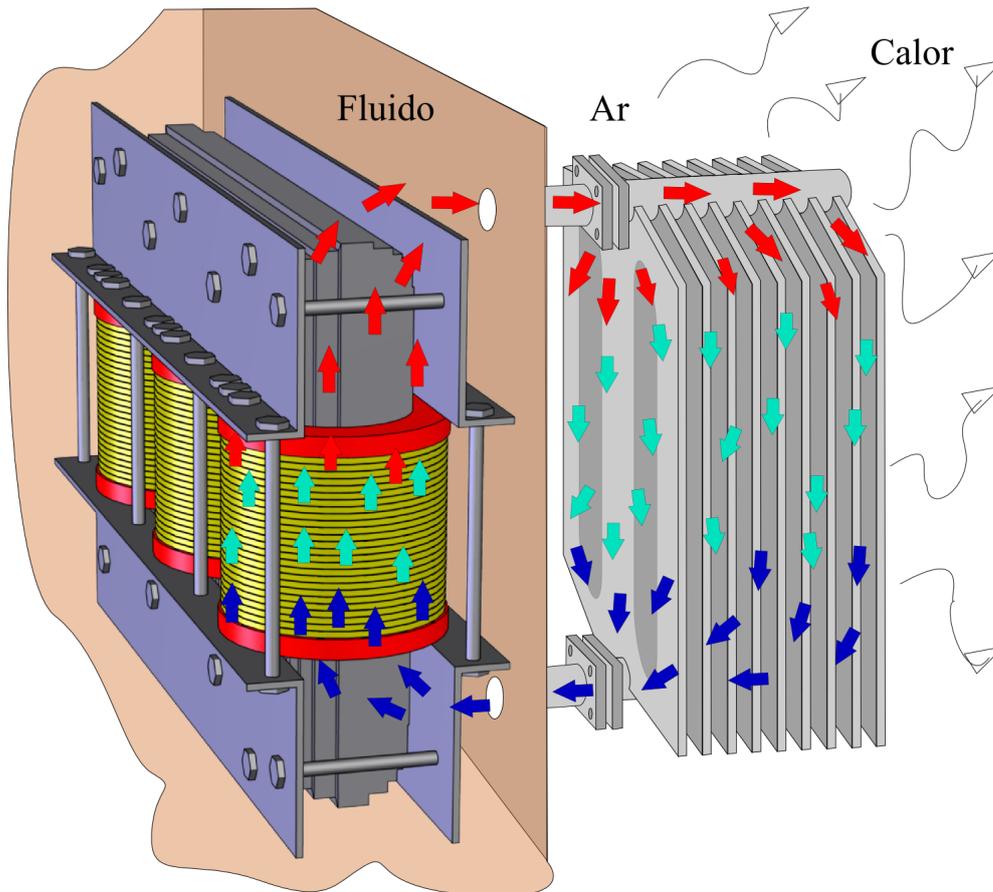


Figura 4.2: Dinâmica do sistema de refrigeração.

sustenta todos os outros componentes do transformador e por isso deve ser dimensionado para suportar esses esforços mecânicos. Além disso, ele deve manter a estanqueidade<sup>1</sup> em seu interior, pois tanto o fluido quanto os outros materiais dielétricos são muito sensíveis ao contato com a umidade, poeira ou mesmo o ar atmosférico. A estanqueidade é importante também pelo fato do fluido geralmente ser inflamável e um pequeno vazamento poderá expor o equipamento a incêndios.

Como pode ser visto na figura 4.2, o calor gerado pela parte ativa do transformador faz com que o fluido dielétrico se aqueça. A porção do fluido aquecida, por causa da alteração de sua densidade pelo calor, passa a ocupar uma posição mais elevada no tanque do equipamento. Quando esta porção chega à parte superior do tanque, ela atinge a tubulação que leva aos *radiadores*, e passa a preenchê-los. Uma vez nos radiadores, o fluido começa a perder calor para o meio exterior por meio do contato do ar com as paredes do radiador. A função do radiador é propiciar uma grande superfície de contato

<sup>1</sup>Entende-se por Estanqueidade o isolamento mecânico entre dois fluidos ou entre dois meios.

com o ar exterior. À medida que o fluido esfria, ele passa a ocupar posições mais baixas nos radiadores até que ele volte novamente para o tanque do transformador, repetindo continuamente o ciclo descrito.

A eficiência do sistema de resfriamento pode ser aumentada com a adição de ventilação forçada nos radiadores e também com a circulação forçada do fluido dielétrico, com o uso de bombeamento. É importante lembrar que um aumento na eficiência da refrigeração do transformador implica em um aumento da potência que o equipamento poderá converter.

Como o fluido dielétrico deve preencher totalmente o tanque do transformador, é necessário compensar a variação do volume do fluido nas variações da temperatura do equipamento. Esta é a função do *tanque de expansão ou compensação* do transformador: propiciar um espaço livre para o aumento de volume do fluido, no caso de um aumento de temperatura, ou manter uma reserva de fluido, no caso de queda da temperatura.

Por ter um nível variável, o tanque de expansão é um ponto de contato do fluido dielétrico com a atmosfera externa ao transformador. Isto é crítico, pois trata-se de uma entrada de contaminantes no material dielétrico. Várias aplicações contornam ou minimizam este problema, como por exemplo: o uso de sílica gel para retirada de umidade do ar, a colocação de membrana separadora ar/óleo, uso de “pulmão” com gás inerte, etc.

## 4.2 Parte ativa

A parte ativa do transformador compreende o núcleo magnético e os enrolamentos, ou seja, a parte funcional do equipamento. A figura 4.3 apresenta a estrutura da parte ativa em detalhes que serão discutidos a seguir.

### 4.2.1 Enrolamentos

Os condutores dos enrolamentos são feitos principalmente de cobre eletrolítico ou, em menos casos, de alumínio, que são materiais de baixa resistividade elétrica. Eles têm seção reta retangular por ter a melhor superfície de apoio e assim podem transferir os esforços mecânicos com mais uniformidade. Em casos onde a seção do condutor deve ser muito grande, é feita uma laminação longitudinal do condutor e uma transposição de seus elementos. Isto é feito para reduzir as perdas por efeito Foucault provocadas pelo campo

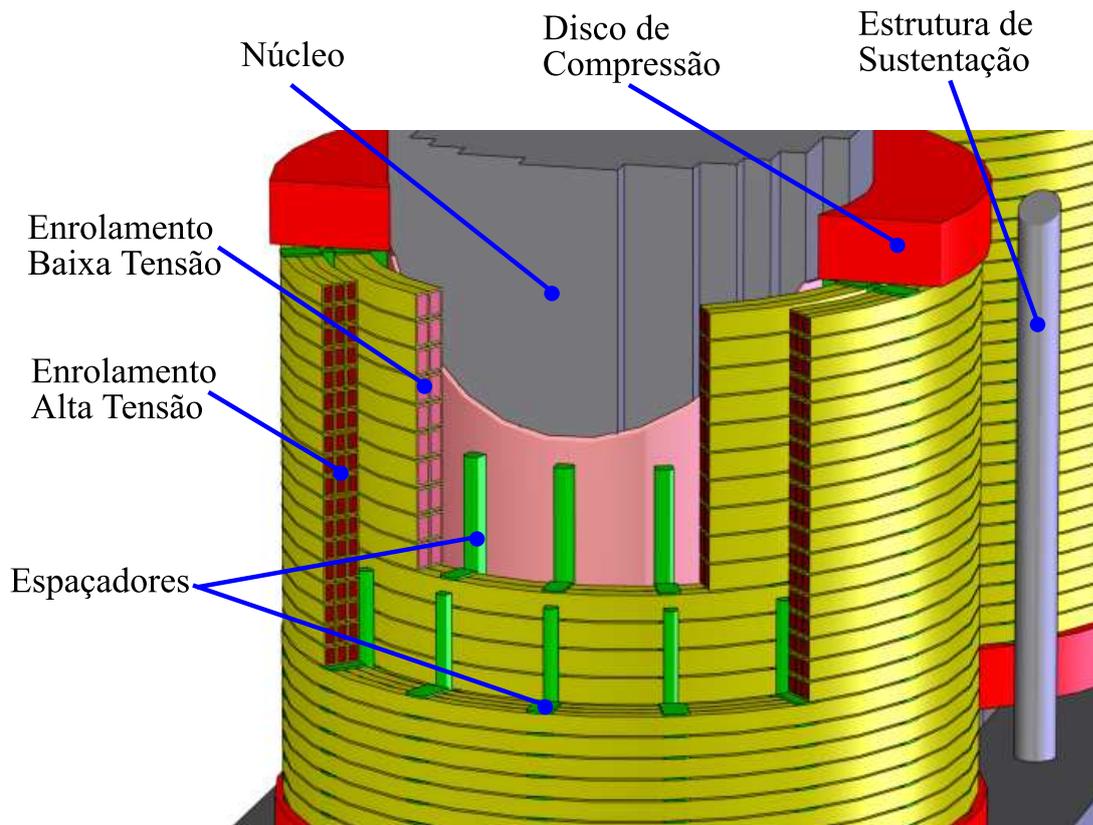


Figura 4.3: Vista em corte da parte ativa.

magnético a que os condutores estão submetidos e também para reduzir as perdas por aumento da resistência efetiva pelo efeito pelicular.

Os condutores são envoltos por uma camada de material isolante à base de celulose, mais conhecido, por suas características aparentes, como papel isolante. Este material tem grande capacidade térmica e grande rigidez dielétrica, principalmente quando suas fibras estão impregnadas com fluido dielétrico (óleo mineral). Diga-se de passagem, praticamente toda a isolamento do transformador dentro do tanque, não somente os condutores, é feita utilizando materiais à base de celulose (papel, cartão e madeira) impregnados com fluido dielétrico, graças às suas excelentes características elétricas, mecânicas e térmicas.

Por contribuir com o aquecimento do equipamento devido ao efeito Joule, o projeto dos enrolamentos contempla uma estratégia de resfriamento feita por meio do fluido dielétrico. Os espaçamentos entre as camadas de condutores permitem a circulação do fluido para que este possa retirar o calor gerado pelo enrolamento. A função dos espaçadores, então, é manter este caminho de circulação e assegurar a rigidez mecânica do conjunto do enrolamento. Os espaçadores são feitos de cartão prensado ou de madeira seca.

### 4.2.2 Núcleo magnético

O núcleo magnético do transformador é constituído de uma liga de aço-silício que é um material que combina grande permeabilidade magnética e resistência mecânica. Para reduzir as perdas provocadas pelo efeito Foucault, o núcleo deve ser laminado em chapas finas isoladas eletricamente entre si. As chapas são fortemente amarradas em um empilhamento que deve ter uma seção reta próxima à circular, principalmente tratando-se de transformadores tipo núcleo envolvido. Isto é feito para que os esforços mecânicos dos enrolamentos sejam transferidos de forma mais uniforme para o núcleo.

Devido a limitações construtivas, o caminho do fluxo magnético no núcleo é dividido em algumas partes. Devido a isto, nas junções das chapas que compõem o caminho magnético surgem pequenos espaçamentos, denominados *entreferos*, que estão perpendiculares à direção do fluxo, formando uma espécie de “barreira”, dificultando o estabelecimento do fluxo magnético. Para minimizar o efeito dos entreferos nas junções são utilizadas estratégias de entrelaçamento e sobreposição no empilhamento das chapas.

As perdas no núcleo, provocadas principalmente pelo efeito Foucault e pela histerese, também são uma fonte de calor que contribui com o aquecimento do transformador. Assim como nos enrolamentos, o núcleo deve possuir espaços por onde o fluido dielétrico possa circular e retirar o calor gerado. Vale lembrar que estes espaços não são como os entreferos, pois estão colocados na mesma direção do fluxo.

### 4.2.3 Estrutura de sustentação

Os esforços eletromecânicos na parte ativa do transformador de potência, provocados pela interação dos campos magnéticos internos, são muito intensos, podendo movimentar grandes massas como os enrolamentos e o núcleo. Movimentos da parte ativa do transformador são muito prejudiciais, pois desestabilizam o controle do campo elétrico interno, fadigam enormemente o material dielétrico e também as conexões dos enrolamentos. Por isso, qualquer movimento, por menor que seja, é inadmissível na parte ativa.

Para evitar movimentos, a parte ativa é fortemente amarrada por uma poderosa *estrutura de sustentação* [20]. Esta estrutura é composta de vigas, grampos e tirantes de aço que se prendem ao núcleo, impedindo que este último sofra alguma flexão em qualquer sentido. Os *discos de compressão* (geralmente feitos de madeira seca), juntamente com o restante da estrutura, comprimem os enrolamentos impedindo-os de se deslocarem na

direção axial. Completando o sistema, os *espaçadores* verticais, além de sua função na refrigeração citada anteriormente, impedem que os enrolamentos se desloquem na direção radial.

### 4.3 Buchas

Para que o transformador possa ser ligado e utilizado é necessário ter acesso aos terminais de seus enrolamentos. Para tanto, as ligações devem atravessar o tanque do equipamento sem que se perca a estanqueidade e também mantendo a isolação elétrica plena dos terminais para o tanque. Para tal tarefa utilizam-se as *buchas* [20], [29].

Em tensões menos elevadas (geralmente até 15kV) são utilizadas as chamadas buchas de baixa tensão. A figura 4.4 apresenta um exemplo de bucha de baixa tensão e sua vista em corte.

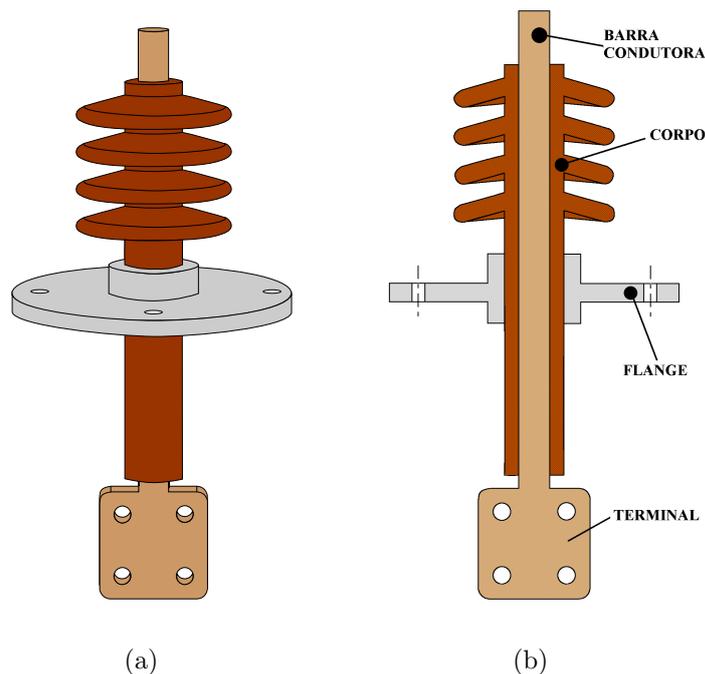


Figura 4.4: (a) Bucha de baixa tensão; (b) vista em corte.

A bucha de baixa tensão é composta de uma barra condutora cilíndrica cujas extremidades possuem terminais para conexão dos condutores dos enrolamentos e da aplicação externa. Também faz parte da bucha o corpo isolante composto de material dielétrico como a porcelana, o vidro e, mais recentemente, polímeros sintéticos. Para transformadores expostos ao ar livre, o corpo isolante das buchas possui abas em forma de cone

cuja função é evitar a formação de filetes de água durante as chuvas e também aumentar o caminho superficial, dificultando a ocorrência de disrupções provocadas pela poluição atmosférica. O último componente da bucha é o flange que é o limite entre o interior do transformador e o meio externo. Além de sustentar os demais componentes da bucha, o flange tem a função de manter a estanqueidade do equipamento.

Para tensões mais elevadas são utilizadas as chamadas buchas de alta tensão. As buchas de alta tensão possuem os mesmos componentes que as de baixa tensão, mas estes componentes não são suficientes para suportar os elevados campos elétricos presentes na transposição dos níveis de tensão através do tanque do transformador. Para superar esta dificuldade, são utilizadas estratégias tecnológicas que serão discutidas a partir da análise da figura 4.5, que mostra uma bucha de alta tensão e sua vista em corte.

Entre a barra condutora e o corpo isolante da bucha de alta tensão são colocadas camadas de papel isolante impregnado com fluido dielétrico, que, como já foi dito, é um composto de extraordinária rigidez dielétrica. Além disso, em cada camada de papel isolante são colocadas finas cascas de material condutor para equalizar os potenciais elétricos e deste modo distribuir uniformemente o campo elétrico na camada isolante. A medida que se caminha para as extremidades da bucha, o número de camadas isolantes decresce. Isto é feito com o intuito de distribuir o campo elétrico linearmente entre as várias camadas isolantes da bucha e evitar que uma fique mais sobrecarregada que a outra.

A alternância entre camadas de condutor e dielétrico faz com que as buchas de alta tensão se assemelhem, em termos construtivos, a capacitores, e por isso também são conhecidas como *buchas capacitivas* ou *buchas condensivas*.

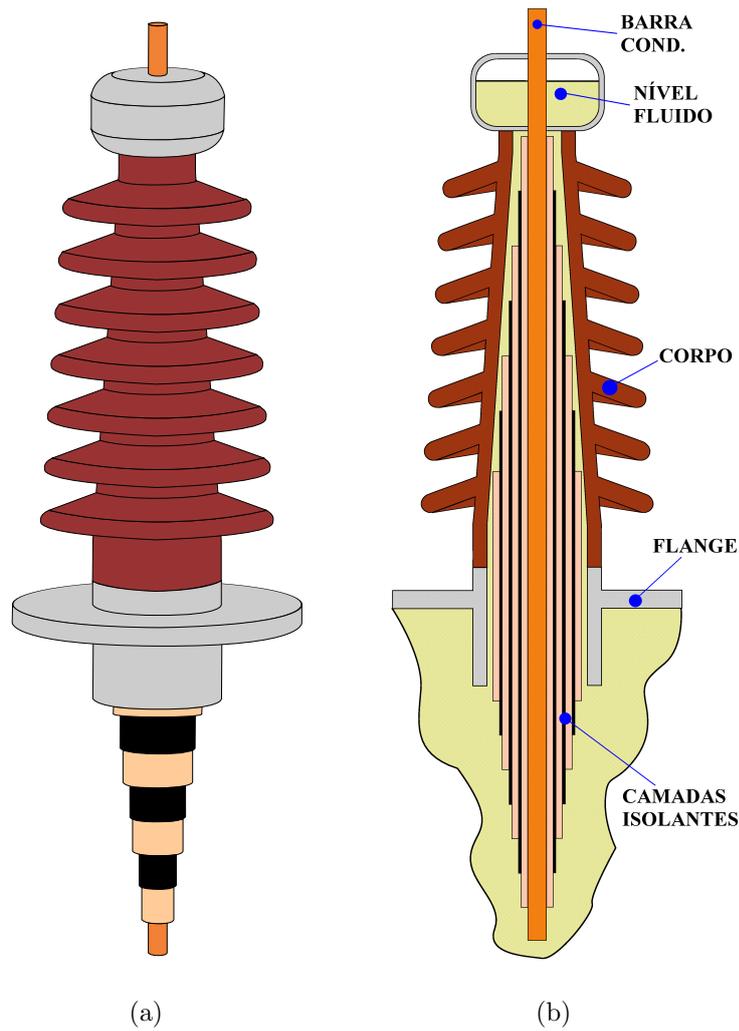


Figura 4.5: (a) Bucha de alta tensão; (b) vista em corte.

Este capítulo apresentou o objeto de estudo principal do trabalho, o transformador de potência, em seus detalhes construtivos. Isto servirá de base para a exposição do próximo capítulo que apresentará uma classe de defeitos que motivaram esta pesquisa: as *Faltas Mecânicas*.

# Capítulo 5

## Faltas mecânicas

O transformador de potência opera continuamente sob condições severas como: campos elétricos e magnéticos elevados, temperatura de trabalho elevada, exposição direta ao ambiente (poeira, água de chuva, poluição). Existem, ainda, algumas situações eventuais que solicitam enormemente a robustez do transformador como, por exemplo, sobretensões de manobra, descargas atmosféricas (raios), correntes de curto-circuito. Além destas, podem acontecer eventos que nada têm a ver com sua operação no sistema, como por exemplo vandalismo e impactos de transporte, mas que ameaçam a integridade do equipamento.

Por ser o equipamento principal e o mais caro de uma subestação de energia, a ocorrência de algum defeito no transformador implica em grandes prejuízos. Não somente pelos custos de substituição e reparo, mas também pelo não-fornecimento de energia a um grande número de consumidores.

Por este motivo, o transformador é objeto de diversos estudos que visam reconhecer anomalias em sua estrutura, que são potenciais fontes de defeito. Essas anomalias são denominadas *faltas*.

Existem vários tipos de faltas que podem ocorrer em transformadores de potência. Por exemplo, a penetração de umidade no tanque, que diminui a rigidez dielétrica do fluido e também acelera a degradação do isolamento sólido (papel). Outro exemplo é a formação de pequenos arcos (descargas parciais) em algumas regiões do dielétrico, que podem ocasionar uma disrupção franca e, conseqüentemente, um grande dano ao equipamento.

Entre os diversos tipos de faltas que existem, este trabalho dá subsídio especificamente ao estudo das *faltas mecânicas* do transformador. A seguir o assunto será explorado com maiores detalhes, começando pela origem dessas faltas: os *esforços mecânicos*.

## 5.1 Esforços mecânicos no transformador

O transformador de potência está submetido constantemente a grandes esforços mecânicos, originados principalmente pela interação dos campos magnéticos de seus enrolamentos [29]. Um meio para compreender estes esforços é analisar a força aplicada a um condutor percorrido por uma corrente elétrica e imerso em um campo magnético externo, conforme mostra a figura 5.1. Para este caso a força é dada por:

$$F = i \times B \quad (5.1)$$

onde  $F$  é o vetor de força resultante (por unidade de comprimento),  $i$  é o vetor corrente que circula no condutor e  $B$  é o vetor densidade de fluxo magnético.

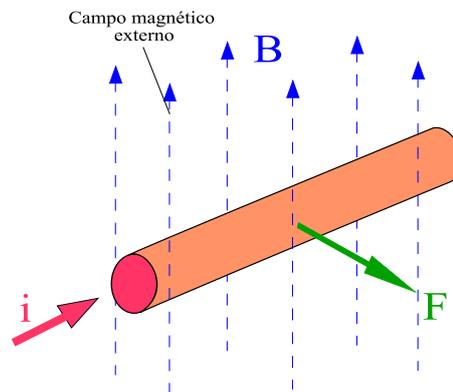


Figura 5.1: Força em um condutor imerso em campo magnético externo.

Se forem tomados dois condutores paralelos onde circulam correntes diferentes, o campo magnético gerado por um condutor irá interagir com o outro, provocando forças de atração (figura 5.2(a)) ou de repulsão (figura 5.2(b)), de acordo com os sentidos das correntes em cada condutor (neste caso,  $F_1$  é resultante de  $i_1$  e  $B_2$ ,  $F_2$  é resultante de  $i_2$  e  $B_1$ , de acordo com a equação 5.1).

Considerando agora um transformador com dois enrolamentos cilíndricos (tipo núcleo envolvido) as correntes em cada enrolamento terão sentidos opostos, como mostra a figura 5.3(a). Os sentidos das correntes são inerentes ao funcionamento do transformador. Assim, aparecerão forças de repulsão entre os enrolamentos, conforme a figura 5.3(b). As forças são no sentido radial dos enrolamentos, tendendo a comprimir o enrolamento interno (geralmente é o enrolamento de baixa tensão) e a expandir o enrolamento externo (geralmente o enrolamento de alta tensão) [29].

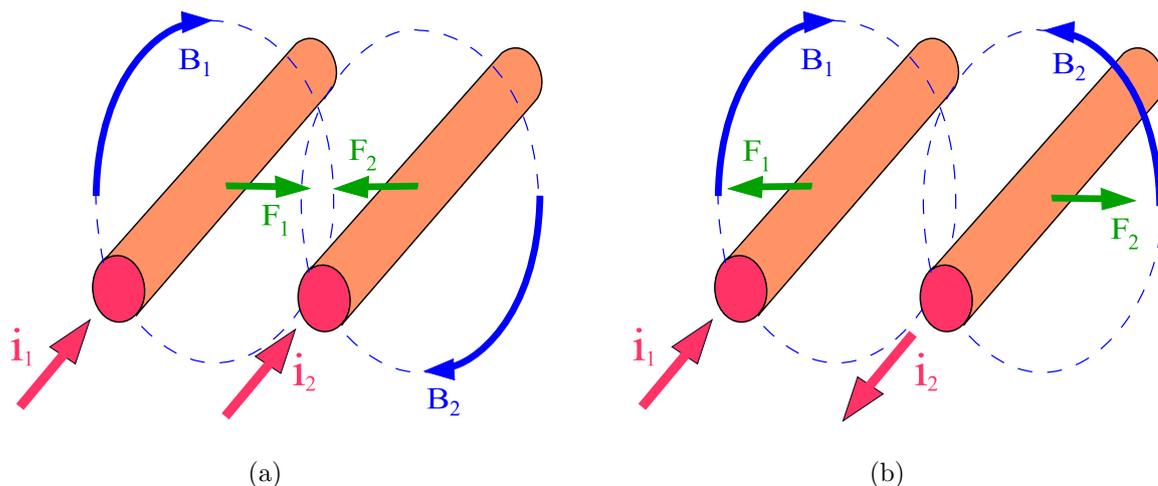


Figura 5.2: Força entre dois condutores: (a) de atração; (b) de repulsão.

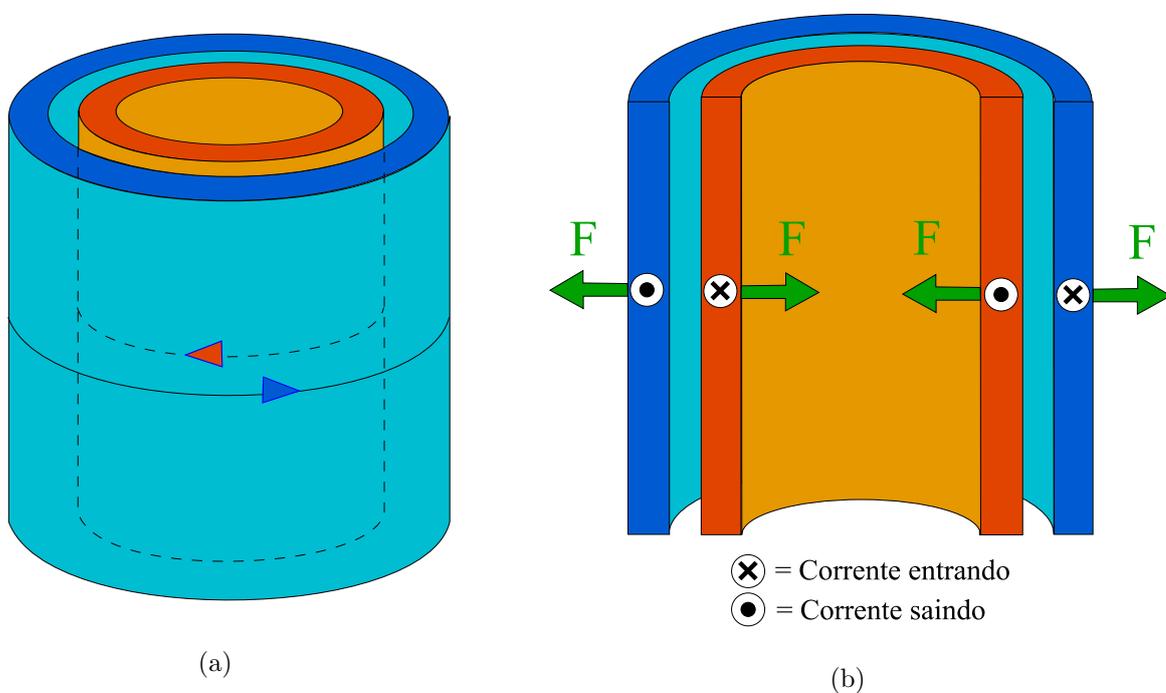


Figura 5.3: (a) Sentido das correntes nos enrolamentos; (b) forças nos enrolamentos.

O caso anterior admitiu que os centros magnéticos dos enrolamentos estavam perfeitamente alinhados. Entretanto, isto não ocorre sempre, pois a geometria dos enrolamentos é complexa e é difícil do ponto de vista de projeto conseguir alinhamento entre os campos dos enrolamentos. No caso em que os centros magnéticos estão desalinhados, a interação dos campos dos enrolamentos faz surgir componentes de força tanto no sentido radial, quanto no sentido axial dos enrolamentos, como pode ser visto na figura 5.4. As forças axiais tendem a “esticar” os helicoides dos enrolamentos e também tendem a deslocar um enrolamento do outro [20] [29].

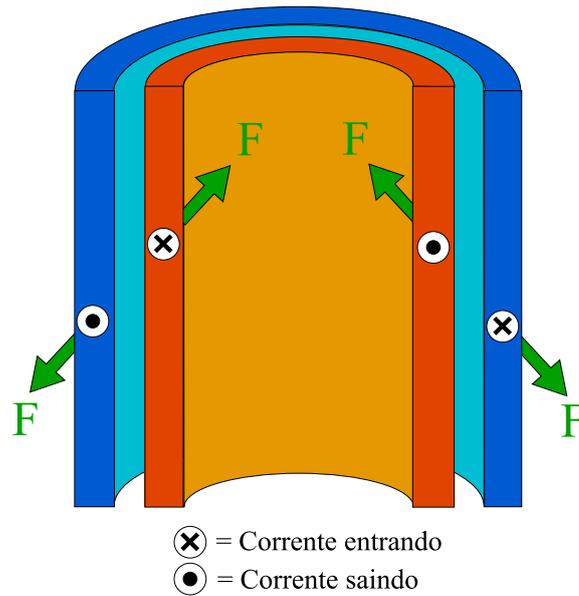


Figura 5.4: Forças em enrolamentos com centros magnéticos deslocados.

## 5.2 Faltas mecânicas no transformador

As faltas mecânicas em transformadores de potência são um tipo de defeito que ocorre na parte ativa do equipamento, e constituem-se da deformação e/ou o deslocamento dos enrolamentos. Essas faltas são provocadas por esforços mecânicos internos (interação dos campos magnéticos) ou externos ao equipamento.

A ocorrência desse tipo de defeito muitas vezes não é imediatamente perceptível, por isso geralmente estas faltas não retiram o transformador de operação. Entretanto, o transformador com alterações mecânicas em seus enrolamentos tem menor robustez, o que pode precipitar o final de sua vida útil.

## 5.3 Tipos de faltas mecânicas

Como foi abordado na seção 5.1, os esforços eletrodinâmicos podem provocar faltas mecânicas nos enrolamentos. A seguir serão analisados alguns tipos de faltas mecânicas nos enrolamentos.

### 5.3.1 Deformação radial

A figura 5.5 apresenta uma vista de corte da seção de um transformador tipo núcleo envolvido que mostra a situação dos enrolamentos antes e depois de uma deformação

radial. Como já foi visto, em transformadores desse tipo a tendência dos esforços eletrodinâmicos é comprimir o enrolamento interno e expandir o enrolamento externo.

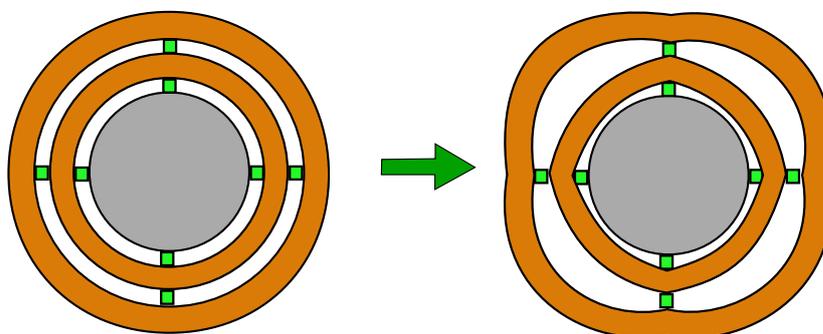


Figura 5.5: Deformação radial em um enrolamento do transformador.

As consequências desse tipo de deformação são:

- Estiramento do isolante que reveste os condutores dos enrolamentos. Isto é altamente prejudicial, pois degrada significativamente o material isolante, reduzindo a vida útil do transformador.
- Diminuição das distâncias de isolamento entre o enrolamento interno e o núcleo. Com isso há uma redução da capacidade do transformador de suportar surtos de tensão. Além disso modifica a distribuição do campo elétrico ao longo do enrolamento, podendo submeter partes do material isolante a maiores estresses elétricos.
- Diminuição das distâncias de isolamento do enrolamento externo ao tanque ou a outro enrolamento do equipamento, no caso de transformadores trifásicos. Provoca os mesmos efeitos do anterior.
- Afrouxamento das amarrações dos enrolamentos. Isto permite uma certa mobilidade dos condutores, o que provoca vibrações e, a longo prazo, a fadiga do material isolante e das conexões. Além disso, reduz a robustez do transformador frente a correntes de curto-circuito.

### 5.3.2 Deformação axial

A deformação axial se configura como mostra a figura 5.6. A figura mostra uma vista de frente dos enrolamentos de um transformador antes e depois da deformação.

As consequências desse tipo de deformação são:

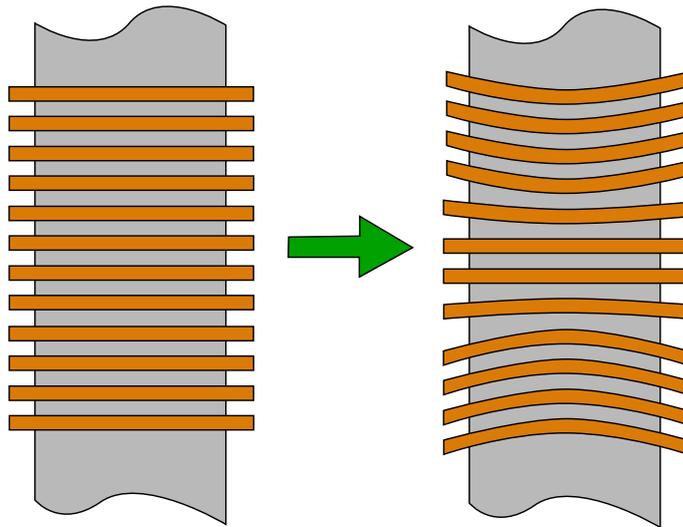


Figura 5.6: Deformação axial em um enrolamento do transformador.

- Torção dos condutores dos enrolamentos. Isto faz com que haja estiramento e/ou esmagamento do material isolante que reveste os condutores, reduzindo a vida útil do transformador.
- Diminuição da rigidez mecânica do disco de compressão ou quebra do mesmo. Permite o deslocamento do enrolamento, provoca vibrações e também reduz a capacidade do equipamento em suportar correntes de curto-circuito.
- Afrouxamento das amarrações dos enrolamentos. Reduz a robustez do transformador frente a correntes de curto-circuito, provoca vibrações e fadiga do material isolante e das conexões.

### 5.3.3 Deslocamento dos enrolamentos

A figura 5.7 apresenta um exemplo de deslocamento de enrolamento, onde é mostrado o enrolamento interno fora de seu eixo.

As principais consequências desse tipo de falta são:

- Diminuição das distâncias de isolamento entre os enrolamentos. Modifica a distribuição do campo elétrico ao longo dos enrolamentos e reduz a capacidade do transformador de suportar surtos de tensão.
- Diminuição da rigidez mecânica do conjunto do enrolamento. Um deslocamento do

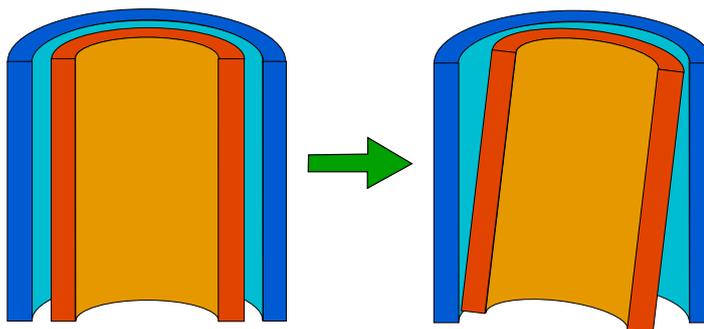


Figura 5.7: Deslocamento de um enrolamento do transformador de potência.

enrolamento indica que há mobilidade do enrolamento, o que provoca vibrações e também reduz a capacidade do equipamento em suportar correntes de curto-circuito.

## 5.4 Causas das faltas mecânicas

Os enrolamentos do transformador de potência são dimensionados mecanicamente para suportar os esforços produzidos pela circulação de suas correntes nominais. Entretanto, existem eventos que ocorrem durante a vida útil do equipamento que, em algum momento, podem provocar algum tipo de falta mecânica.

### 5.4.1 Correntes de curto-circuito

Quando ocorrem curto-circuitos nas saídas do transformador, por ele circulam correntes de intensidade superior às suas correntes nominais. As *correntes de curto-circuito* são limitadas apenas pela impedância do sistema, o transformador incluso, que geralmente é muito baixa, podendo alcançar até 20 vezes a corrente nominal do transformador [20].

A intensidade das correntes de curto-circuito não chega a danificar o transformador por efeito térmico devido a atuação de sistemas de proteção que desligam o equipamento em frações de segundo depois da ocorrência do curto. Entretanto, os esforços mecânicos nos enrolamentos do transformador provocados por estas correntes são muito intensos e, mesmo num pequeno intervalo de tempo, podem superar o limiar de robustez do equipamento. Por isso, os curto-circuitos são uma das maiores ameaças à integridade do transformador quando operam em sistemas de potência.

Além da intensidade da corrente, nos curto-circuitos ainda pode ocorrer um efeito transitório conhecido como *assimetria da corrente*, que é ilustrado na figura 5.8 [20] [29].

Esse efeito ocorre quando há uma transição brusca do ângulo de fase da corrente em relação à tensão no momento do curto-circuito. Devido à presença de uma componente de corrente contínua, a assimetria da corrente eleva ainda mais os esforços mecânicos no transformador de potência.

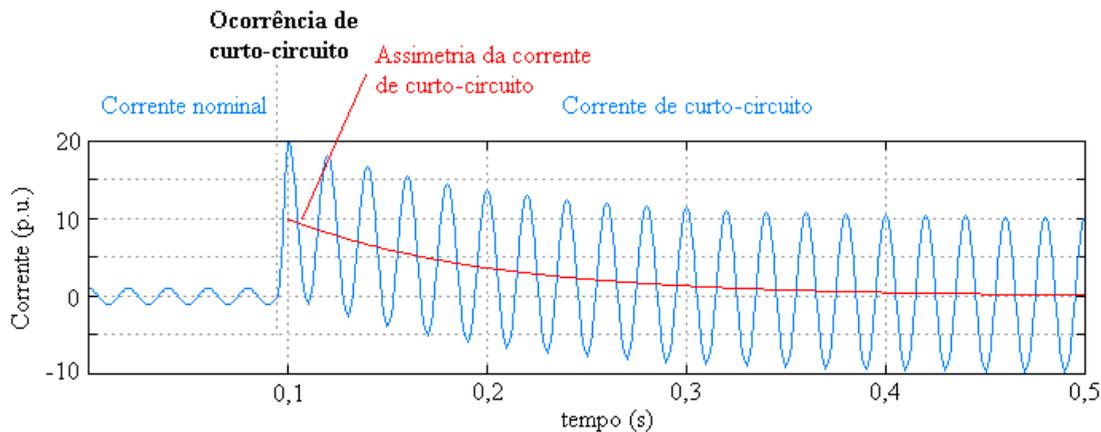


Figura 5.8: Assimetria da corrente de curto-circuito.

### 5.4.2 Correntes de energização

As correntes de energização, ou do inglês *inrush*, ocorrem no momento em que o transformador é energizado e o fluxo magnético ainda não está estabelecido. Estas correntes podem atingir até 8 vezes a corrente nominal do transformador [20] [29].

As correntes de energização acontecem enquanto a tensão induzida não está em equilíbrio com a tensão de alimentação. Neste intervalo de tempo, o fluxo magnético no núcleo do transformador atinge um valor muito intenso fazendo com que o material ferromagnético atinja a saturação. Na saturação, é necessário elevar a corrente de excitação para manter o fluxo. A figura 5.9 mostra como isto ocorre dentro do ciclo alternado. Como pode ser observado, a corrente de energização não é senoidal, ou seja, possui elevado conteúdo harmônico, principalmente terceiro harmônico.

As correntes de energização não são tão elevadas como as de curto-circuito, em compensação são mais frequentes ao longo da vida útil do transformador. Por isso, a sua contribuição na formação das faltas mecânicas também é muito significativa.

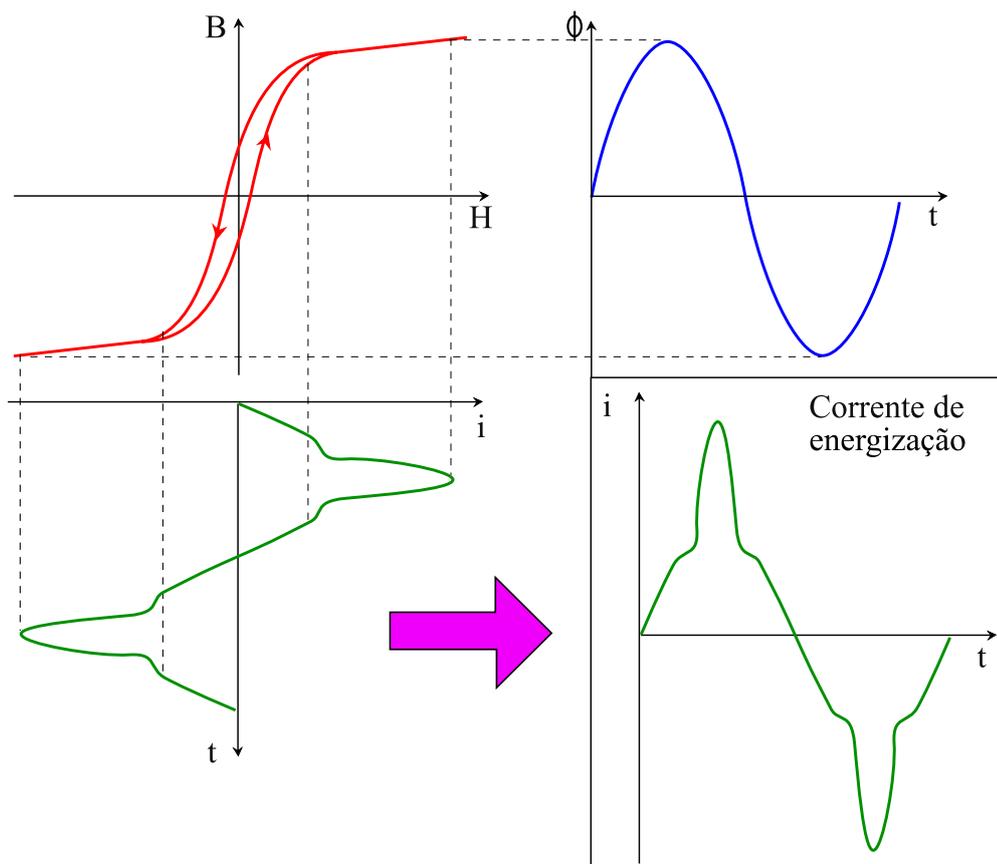


Figura 5.9: Corrente de energização - (*inrush*).

### 5.4.3 Impactos durante o transporte

O transporte de um grande transformador de potência é um problema de logística muito complexo. Devido a seu grande peso e suas dimensões, são exigidas soluções especiais para trafegar o transformador até seu destino final, tais como veículos de carga extra-pesados e guindastes de grande capacidade. Muitas vezes os acessos (estradas, ruas, viadutos) não comportam a passagem desse tipo de comitiva, exigindo planejamento muito apurado ou, quando não restam alternativas, improvisações indesejáveis.

O transformador de potência, devido à grande massa de sua parte ativa, não pode ser submetido a uma determinada aceleração (geralmente acima de três vezes a gravidade) pois corre o risco de sofrer alguma movimentação de seus enrolamentos. Por isso há uma grande preocupação por parte dos fabricantes e também dos usuários do transformador quanto a impactos durante o transporte, que podem ocorrer com uma certa facilidade, tendo em vista as várias dificuldades.

Neste capítulo foram apresentadas as faltas mecânicas, suas principais causas e suas conseqüências à integridade do transformador de potência.

O próximo capítulo abordará a *Análise de Resposta em Freqüência* que são um conjunto de técnicas que podem detectar as faltas mecânicas sem necessidade de desmontar o transformador. Embora o **diagnóstico de faltas** não seja um objetivo direto deste trabalho, pretende-se dar suporte necessário para que as pesquisas possam avançar neste sentido.

O próximo capítulo também irá apresentar em detalhes o principal resultado alcançado por esta pesquisa: o desenvolvimento de um sistema para a medição da assinatura em freqüência de transformadores.

# Capítulo 6

## Resposta em Frequência

*Resposta em Frequência* é uma técnica de análise empregada na abordagem de sistemas lineares. A técnica consiste em apresentar o comportamento do sistema analisado frente a uma ampla faixa de frequências. Esta técnica é muito empregada na Engenharia de Materiais e na Eletrônica para avaliar a qualidade dos componentes e circuitos.

Em operação normal, o transformador de potência trabalha em uma frequência única (50 ou 60 Hertz) determinada pelo sistema elétrico ao qual está ligado. Por isso sua abordagem habitual nos cursos de engenharia considera que seu circuito equivalente constitui-se de componentes resistivas e indutivas (figura 6.1(a)), que são as componentes predominantes nesta frequência. Entretanto, como qualquer outro equipamento elétrico, o transformador possui componentes capacitivas, mostradas na figura 6.1(b). O efeito das componentes capacitivas é muito pequeno na frequência de operação nominal e por isso foram desprezadas no modelo tradicional. Assim estas componentes desprezadas são chamadas de *parasitas*.

As componentes reativas (indutivas e capacitivas) do transformador são fortemente dependentes da geometria dos enrolamentos. Portanto, a medida destas componentes pode indicar a ocorrência de faltas mecânicas na parte ativa. Neste caso, ao contrário da representação tradicional, as componentes parasitas são muito importantes e não podem mais ser desprezadas.

O problema é que os efeitos das diversas componentes são interdependentes e não podem ser tomados separadamente por medição direta. O que pode ser feito é tentar realçar os efeitos quando são observados em frequências variadas.

Assim, a Análise de Resposta em Frequência é o ponto de partida para obter uma

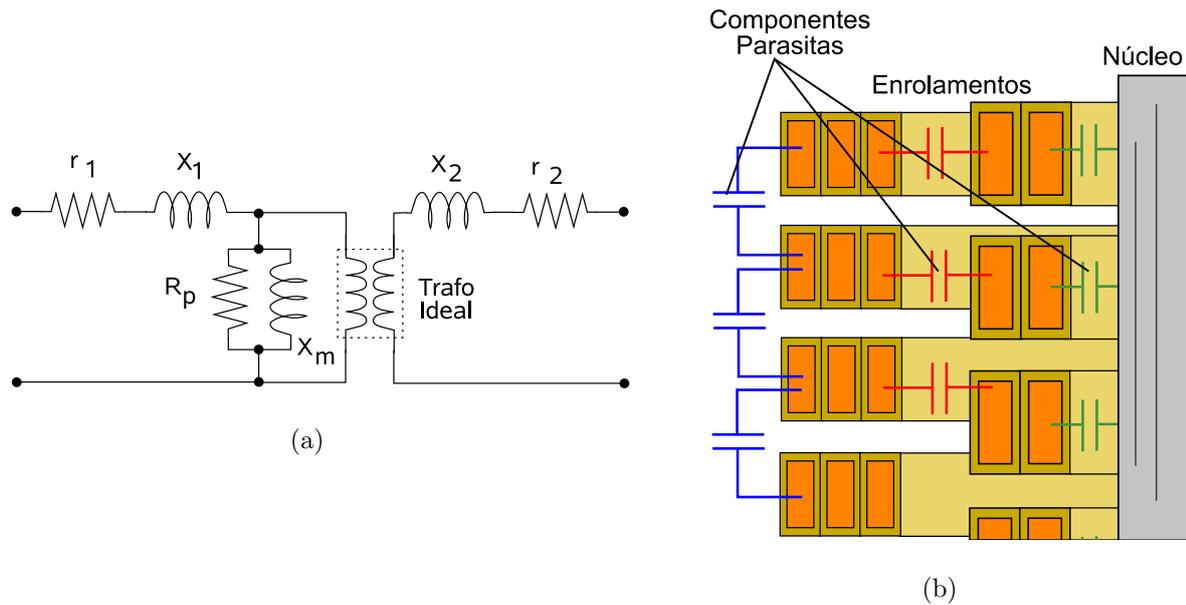


Figura 6.1: (a) Circuito elétrico habitual do transformador; (b) Vista em corte da parte ativa mostrando as componentes parasitas.

metodologia de diagnóstico de faltas mecânicas em transformadores de potência. Isto foi proposto inicialmente pelo trabalho de [8], em 1978, onde são apresentados estudos de casos que atestam a sensibilidade da técnica em verificar alterações mecânicas.

Apesar do estudo de diagnóstico de faltas não ser um objetivo direto deste trabalho, pretende-se desenvolver o suporte necessário para que, no futuro, estas pesquisas possam estabelecer critérios bem fundamentados. O primeiro passo é conseguir medições confiáveis, como é apresentado a seguir.

As técnicas de medição da resposta em freqüência de transformadores podem ser classificadas em dois grandes grupos, de acordo com a filosofia de obtenção dos dados. São eles: técnicas no *Domínio do Tempo* e no *Domínio da Freqüência*, e a seguir serão estudados com maiores detalhes.

## 6.1 Técnicas de Medição no Domínio do Tempo

O primeiro trabalho a propor este tipo de técnica foi [27], em 1992. As técnicas de medição no tempo consistem em, conforme a figura 6.2, aplicar ao transformador um sinal elétrico de larga faixa espectral e medir o sinal filtrado pelo trafo. Os sinais são registrados por meio de uma conversão Analógico/Digital e depois os sinais são transformados para o domínio da freqüência via FFT (Transformada Rápida de Fourier). A relação entre o

sinal aplicado e o sinal medido transformados é chamada de *Assinatura em Freqüência* do transformador.

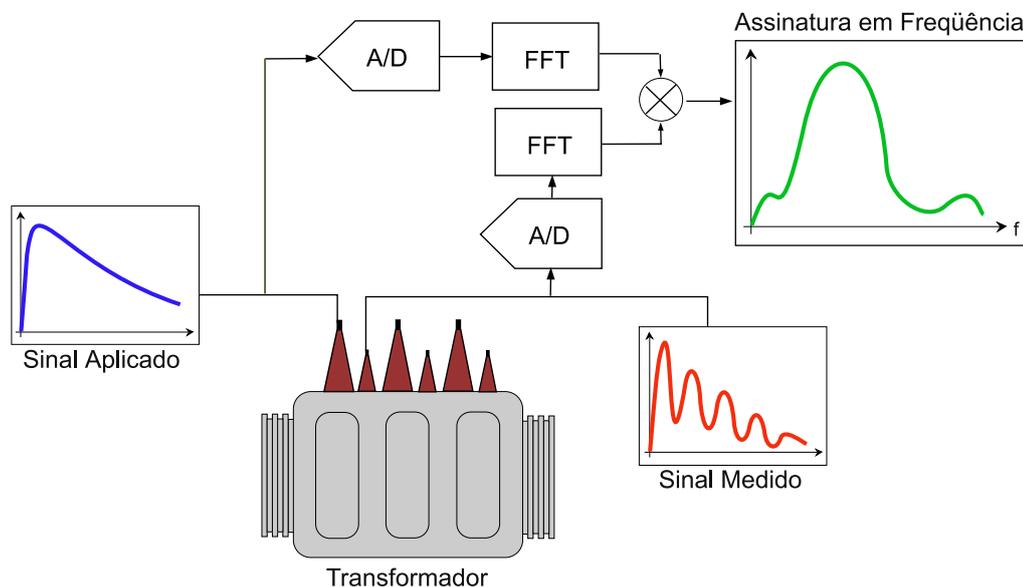


Figura 6.2: Medição no domínio do tempo.

As principais vantagens dessa técnica são:

- **Obtenção da assinatura em poucos segundos** - O espectro do sinal aplicado (geralmente de 10Hz a 10MHz [27], [9]) faz com que este tenha curta duração, sendo menor que um segundo. O processamento dos cálculos matemáticos (FFT e deconvolução) também é realizado de forma bastante rápida, devido a alta capacidade dos computadores atuais.
- **Amostras linearmente espaçadas** - As amostras são tomadas em espaços de tempo regulares (taxa de amostragem do conversor A/D). Isto permite que, numa etapa posterior no diagnóstico, sejam utilizadas ferramentas de estimação baseadas em MMQ (Método de Mínimos Quadrados), que são métodos eficientes, bem depurados e populares, e assim reduzir a necessidade de especialistas para análise.
- **Possibilidade de uso “on-line”** - Esta técnica de medição poderá ser aplicada sem a necessidade de desconectar ou mesmo desligar o transformador. Escolhendo uma amplitude do sinal espectral bem menor que a tensão de operação nominal do transformador, basta sobrepor o sinal à tensão de alimentação do equipamento, sem

prejuízo à integridade do sistema elétrico. Esta possibilidade deverá ser estudada em pesquisas futuras [9].

As limitações das técnicas de medição no domínio do tempo são:

- **Deficiência de amostragem na freqüência** - Uma taxa de amostragem fixa permite que as amostras fiquem igualmente espaçadas no tempo. Entretanto, no domínio da freqüência isso faz com que as freqüências menores à taxa de amostragem fiquem super-amostradas e as maiores fiquem sub-amostradas [16]. A super-amostragem implica em maior demanda de memória no sistema de aquisição, e a sub-amostragem provoca erros na construção da assinatura. Como a faixa de freqüência para estudo da assinatura de transformadores é grande (de 10Hz a 10Mhz), fica impraticável a escolha de uma única taxa de amostragem. Também é difícil a utilização de mais de uma taxa, ou uma taxa dinâmica, já que o sinal espectral é de curta duração e o sistema de aquisição não encontraria um tempo hábil para a mudança na taxa durante a medição.
- **Restrição na faixa de medição** - Do mesmo modo que na faixa de freqüência, a faixa de medição (amplitude das medidas) para estudo da assinatura de transformadores é bastante larga. Como não existe tempo hábil para a mudança da faixa durante a medição, o sistema de aquisição necessitaria de uma grande resolução, ou mais precisamente, de um conversor A/D com número de *bits* elevado. Um sistema assim é difícil de ser encontrado no mercado, possui um custo elevado e ainda limitaria o uso somente em laboratórios onde as condições elétricas e ambientais têm controles muito rigorosos.
- **Suscetibilidade a ruídos** - No momento da medição é impossível limitar ou filtrar eventuais ruídos no sinal medido, pois o ruído tem as mesmas características fundamentais do sinal aplicado. A interferência do ruído poderá ser reduzida na etapa de processamento dos sinais após a aquisição, mas poderá implicar em perda de informação na assinatura do transformador.
- **Altas taxas de variação de tensão** - A característica de amplo espectro do sinal aplicado significa, em termos práticos, que este sinal submeterá o transformador a altas taxas de variação de tensão. Isto implica em elevadas tensões induzidas nos

terminais do transformador. Por isso devem ser tomadas precauções para garantir a integridade física dos equipamentos envolvidos na medição, incluindo o transformador sob análise, e também para a segurança das pessoas presentes no ensaio.

## 6.2 Técnicas de Medição no Domínio da Frequência

De acordo com a figura 6.3, a medição no domínio da frequência consiste em aplicar ao transformador um sinal elétrico de frequência pura conhecida (sinal senoidal) e medir o sinal filtrado pelo trafo, que, por hipótese, será também senoidal de mesma frequência. É realizada uma operação com os sinais para obter um valor relacional. O processo é repetido  $n$  vezes, alterando a frequência do sinal aplicado. Ao final, é obtido um conjunto de valores relacionais que são a assinatura do transformador.

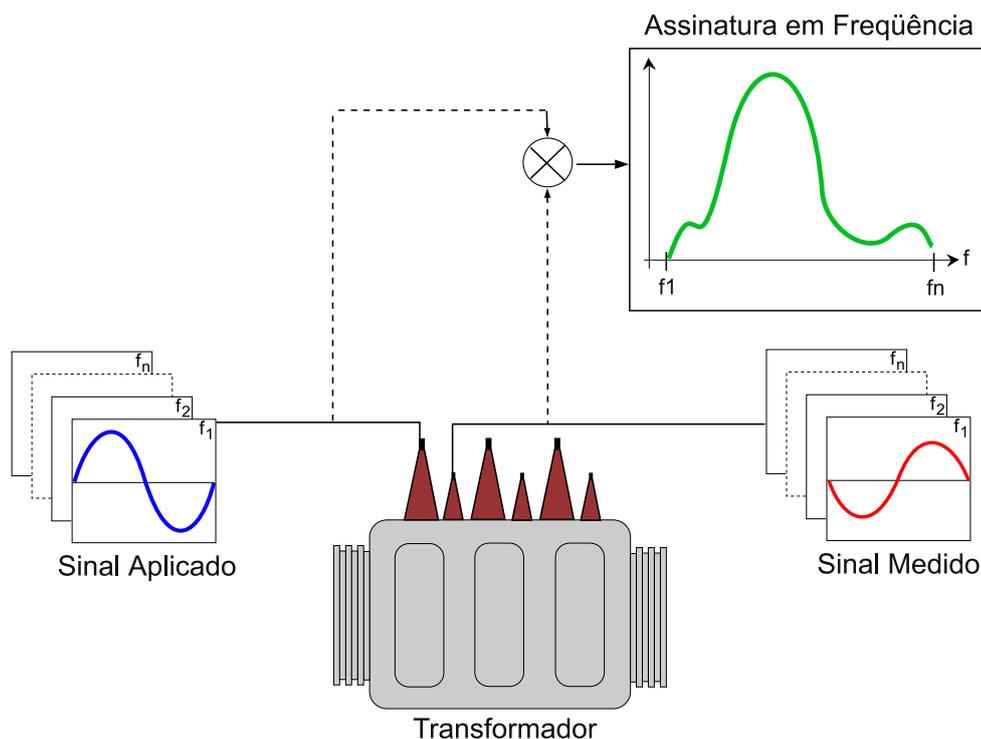


Figura 6.3: Medição no domínio da frequência.

As vantagens das técnicas de medição no domínio da frequência são [21]:

- **Alta resolução e ampla faixa de frequência** - Os equipamentos para geração de sinais senoidais presentes no mercado possuem grande faixa de utilização na frequência, geralmente de 0,1Hz a 100MHz, que atende com sobra à faixa de estudo da assinatura de transformadores (na literatura técnica os estudos realizados

em transformadores utilizaram faixas com frequência máxima de até 10MHz [23], [22], [26]). Além disso, o intervalo de amostragem de frequência pode ser alterado facilmente em tempo de execução<sup>1</sup> da medição, permitindo otimizar os dados sem sub ou super-amostragem.

- **Ampla faixa de medição** - Como é esperado um sinal senoidal para medição, o sistema de aquisição não precisa de grande resolução para captura desse tipo de sinal, bastando, para a maioria dos casos, um conversor de 8 *bits*. Também é possível a mudança da faixa e da sensibilidade de medição em tempo de execução.
- **Robustez a ruídos** - No momento da medição, como é esperado um sinal senoidal de mesma frequência do sinal aplicado, podem ser implementados filtros de rejeição para as outras frequências, desde que não alterem significativamente a amplitude e a fase do sinal medido. Os filtros baseados em média se prestam perfeitamente a essa aplicação, com a vantagem de não dependerem da frequência do sinal.
- **Baixo custo e possibilidade de uso em campo** - As características dessa técnica de medição apresentadas anteriormente resultam em um sistema de baixo custo, onde os equipamentos são comumente encontrados no mercado. Como o sistema é robusto, ele poderá ser aplicado em campo, sem a necessidade de controle rigoroso sobre as condições elétricas e ambientais no local da medição.

As principais limitações desse tipo de técnica é:

- **Deficiência em técnicas de estimação e identificação de parâmetros** - A estimação de parâmetros é uma etapa posterior à medição e de grande importância para o estabelecimento de critérios objetivos no diagnóstico de transformadores. Pelo fato das amostras terem sido tomadas diretamente no domínio da frequência e elas não estarem linearmente espaçadas, não existem muitas técnicas eficientes de estimação para essa abordagem. Assim, o diagnóstico ficaria baseado em critérios subjetivos, geralmente na experiência de especialistas.
- **Não pode ser implementada “on-line”** - Por utilizar sinais senoidais, a medição no transformador seria mascarada pela tensão de operação deste, que também é

---

<sup>1</sup>Mudanças feitas em tempo de execução significa dizer que o processo não precisa ser interrompido ou reiniciado para que as mudanças tenham valor

senoidal. Não é uma desvantagem forte, pois mesmo as técnicas no domínio do tempo, visto anteriormente, ainda não possuem implementação funcional de sistema on-line.

Com foco nos objetivos deste trabalho, as técnicas de medição no domínio da freqüência foram escolhidas para a continuidade dos estudos de desenvolvimento de um sistema de medição. Isso foi feito tendo em vista as vantagens que estas técnicas proporcionam. A seguir, serão apresentadas em detalhes algumas dessas técnicas que podem ser aplicadas em transformadores de potência. São elas:

- Relação de transformação;
- Análise de redes;
- Ponte Auto-balanceada.

### 6.2.1 Relação de Transformação

A técnica de medição da relação de transformação, que pode ser acompanhada no esquema da figura 6.4, consiste em aplicar o sinal de tensão com freqüência variável em um enrolamento do transformador e medir a tensão transferida em um dos outros enrolamentos. O critério para obtenção do valor relacional (amplitude) é:

$$A = \frac{V_S/V_E}{a}$$

onde  $a$  é a relação nominal entre os enrolamentos na medição. Um exemplo de resultado desse tipo de medição é mostrado na forma gráfica na figura 6.5.

A medição da relação de transformação é a técnica mais simples para obtenção de uma resposta em freqüência e, atualmente, é muito empregada para o diagnóstico de transformadores de potência [22]. Entretanto, essa técnica possui alguns inconvenientes:

- Como pode ser observado na figura 6.5, os resultados de medição deste método não apresentam informações relevantes nas baixas freqüências (até 10kHz no exemplo citado).

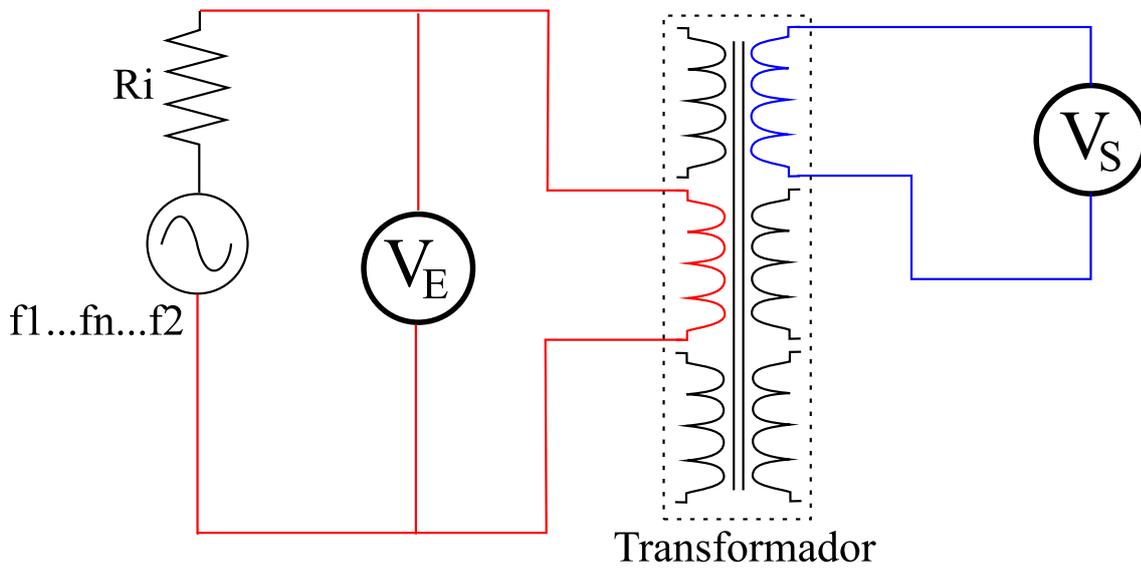


Figura 6.4: Medição da relação de transformação.

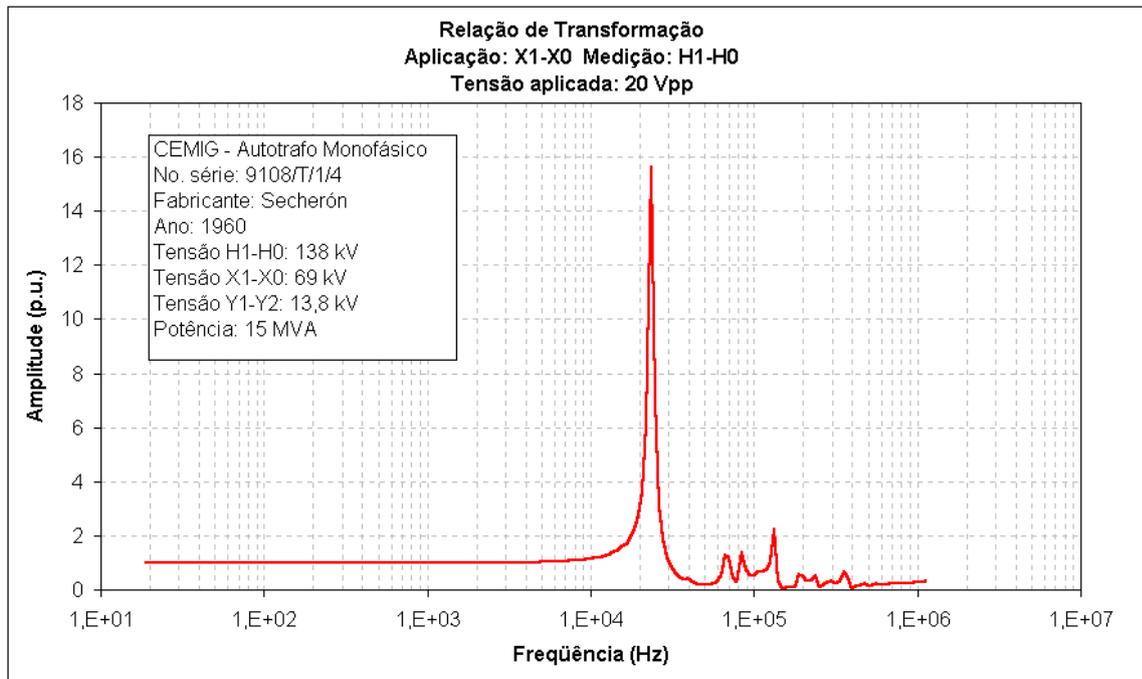


Figura 6.5: Resultado da medição da relação de transformação.

- Mesmo aplicando tensões com níveis considerados baixos, dependendo da relação nominal entre os enrolamentos do transformador, as tensões de saída podem atingir níveis elevados, principalmente nas freqüências de ressonância; no exemplo da figura 6.5 a tensão chegou a 509 Vpp para um sinal aplicado de 16,3Vpp; a relação nominal neste caso é 2. Isto pode restringir ou mesmo impossibilitar a utilização do equipamento de medida (geralmente um osciloscópio) que não suporta tensões elevadas. Além disso, deverão ser observados com rigor os procedimentos de segurança para as pessoas que realizam o ensaio.
- O modelamento do transformador baseado nesses dados medidos é de alta complexidade, devido ao comportamento fortemente não-linear dos resultados.

### 6.2.2 Análise de redes

A técnica de medição via análise de redes, mostrada no esquema da figura 6.6, consiste em aplicar o sinal de tensão com freqüência variável em um terminal do enrolamento do transformador e medir a queda de tensão em um resistor ( $50\Omega$ ) ligado no outro terminal do mesmo enrolamento. Assim, o resultado obtido é uma medida indireta da impedância do enrolamento. O terminal de aterramento do transformador é utilizado como ponto de referência para o circuito de medição.

O resultado final da medição é apresentado na forma de módulo (ganho) e ângulo de fase, que são definidos respectivamente por:

$$K = 20 \cdot \log \left( \frac{|V_S|}{|V_E|} \right) [dB]$$

$$\theta = \angle V_S, V_E [^\circ]$$

Um exemplo de resultado desse tipo de medição é mostrado na forma gráfica na figura 6.7.

A técnica de análise de redes é muito difundida na aplicação de transformadores de potência e existe um extenso banco de dados de medições baseadas nesse princípio [26]. Comparada à relação de transformação, essa técnica oferece as seguintes vantagens:

- Maior informação nas baixas freqüências.
- Comportamento mais linear nos resultados de medição, que facilita o posterior modelamento e ajuste de parâmetros.

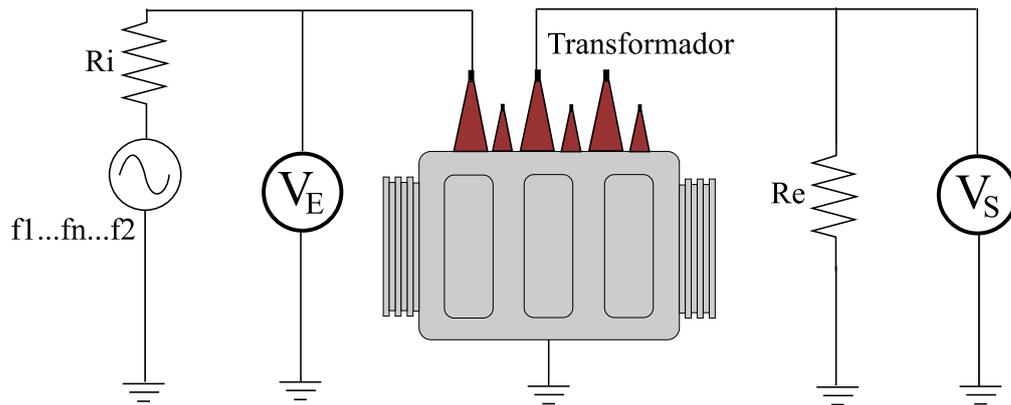


Figura 6.6: Medição via análise de redes.

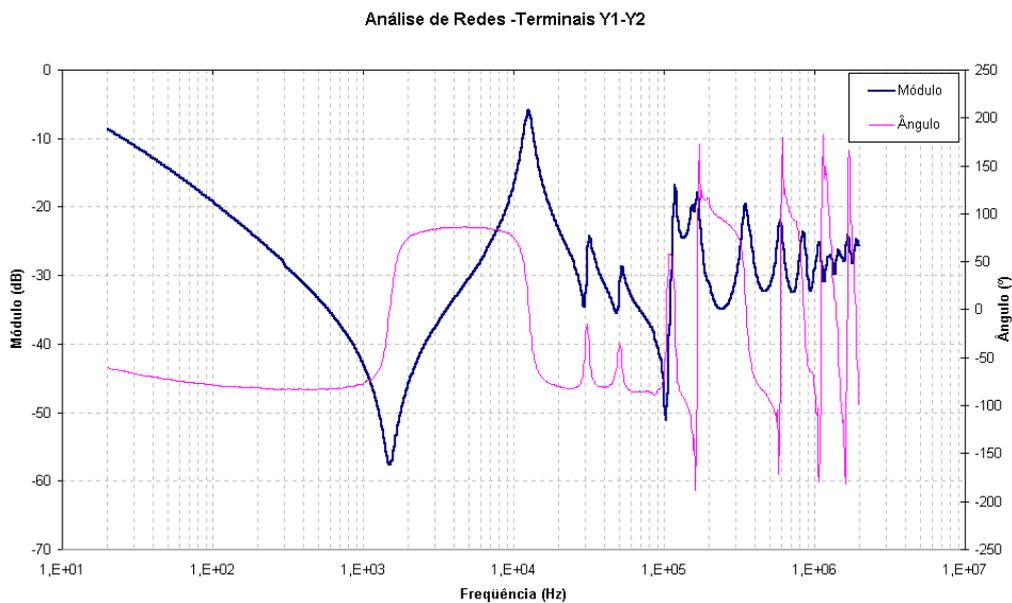


Figura 6.7: Resultado da medição da análise de redes.

- Não induz tensões elevadas nos terminais dos instrumentos de medida.

Como limitação, foi observada uma baixa sensibilidade na medição de grandes transformadores, que têm tensões nominais maiores que 69kV. Nestes casos, nas frequências próximas à ressonância do transformador (ver capítulo 7, página 78), as tensões de saída são pequenas (menores 1 milivolt) e encontram um caminho de baixa impedância pela presença do resistor de saída ( $50\Omega$ ), onde sofrem atenuação. Nesta situação, o sistema atinge o limite mínimo de sua faixa de medição e assim não consegue medir o sinal. Deste modo a assinatura ficará incompleta nesta faixa de frequências.

### 6.2.3 Ponte Auto-Balanceada

O esquema da medição utilizando *Ponte Auto-Balanceada* é apresentada na figura 6.8 [21]. Como nas técnicas anteriores, é aplicado o sinal de tensão com frequência variável em um terminal do transformador. A impedância no ponto *M* é virtualmente zero, graças ao amplificador operacional que tende a manter a tensão diferencial igual a zero. Ele consegue isto fazendo com que uma corrente exatamente igual a corrente *I* injetada no dispositivo passe pelo resistor  $R_X$ . Desse modo a tensão  $V_S$  é proporcional à corrente *I* e o grau de proporcionalidade é  $R_X$ , ou seja:

$$V_S = -R_X \cdot I$$

O resultado é a medição direta da impedância do enrolamento, que é calculada por:

$$Z = \frac{V_E}{I} \Rightarrow Z = \frac{V_E}{\frac{-V_S}{R_X}} \Rightarrow Z = -R_X \cdot \frac{V_E}{V_S}$$

Como a impedância é uma grandeza complexa, ela também é apresentada na forma de módulo ( $\Omega$ ) e ângulo ( $^\circ$ ). A figura 6.9 mostra um exemplo de resultado de medição utilizando a ponte auto-balanceada.

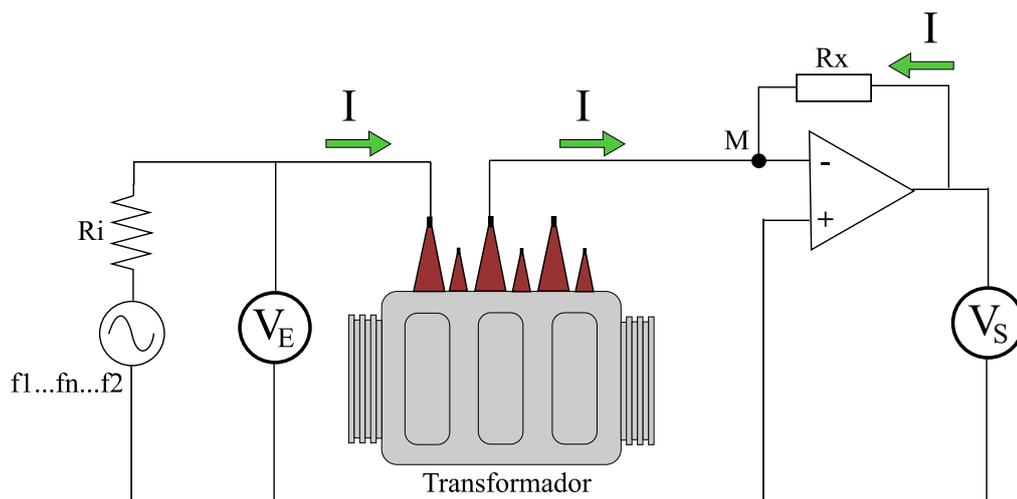


Figura 6.8: Medição utilizando ponte auto-balanceada.

Neste tipo de sistema, o fator de proporcionalidade é um resistor, e assim pode ser mudado facilmente a qualquer instante para adequar a faixa de medição do aparelho, que pode medir impedâncias da ordem de miliohms até megaohms.

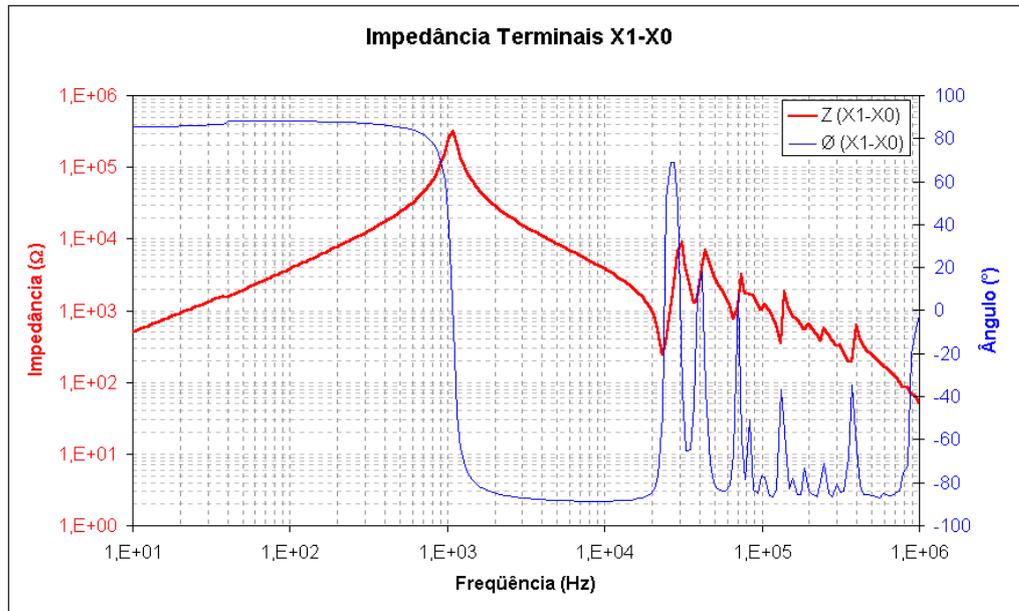


Figura 6.9: Resultado da medição de impedância utilizando ponte auto-balanceada.

Os resultados dessa técnica de medição são bem parecidos com os da técnica de análise de redes, como pode ser observado nas figuras 6.7 e 6.9. Entretanto, **não** sofre do inconveniente da técnica de análise de redes, que limita seu uso a transformadores com tensão nominal inferior a 69kV. Isto deve-se ao fato da ponte auto-balanceada receber diretamente o sinal de corrente, e não por meio de queda de tensão. Para comprovar sua eficiência, no capítulo seguinte, figura 7.12, página 88, é apresentada a medição bem sucedida de um transformador 230kV/150MVA realizada utilizando a técnica de ponte auto-balanceada.

Além disso, a ponte auto-balanceada faz a medida a dois terminais o que proporciona, em comparação com a relação de transformação (4 terminais) e análise de redes (3 terminais), uma maior gama de combinações entre os terminais do transformador. Há, ainda, a possibilidade de utilizar um terceiro, o *Terminal de Guarda*, o que proporciona uma medição mais refinada. A seguir será descrito o funcionamento do terminal de guarda e suas aplicações.

### Terminal de Guarda

Durante a medição de impedância na prática, é muito comum se deparar com um arranjo de impedâncias composta de 3 elementos dispostos conforme a figura 6.10(a) e não se pode desconectá-los fisicamente. Por exemplo, caso se queira medir a impedância  $Z_1$ ,

as impedâncias  $Z_2$  e  $Z_3$  irão influenciar a medida. A corrente aplicada e a corrente medida serão iguais. A figura 6.10(b) mostra como seria o esquema de medição e a impedância por ele medida.

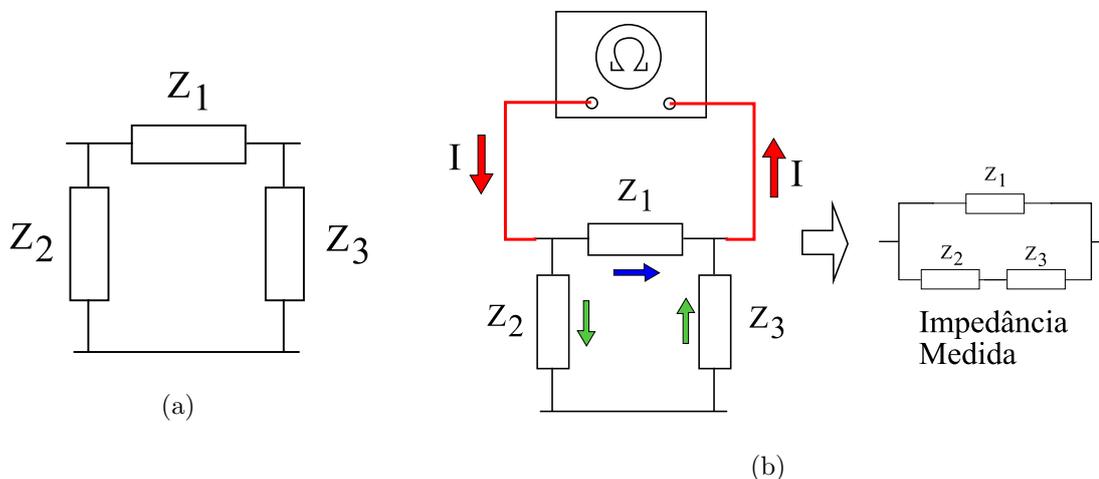


Figura 6.10: (a) Rede de impedâncias prática; (a) Medição da impedância equivalente.

Como pode ser observado na figura 6.10(b), a medida obtida foi a impedância equivalente da associação entre as três impedâncias. Do mesmo modo aconteceria se a medida fosse feita nos terminais de  $Z_2$  ou de  $Z_3$ . Assim, como não se pode desconectar as impedâncias e a medida desejada é apenas uma delas, utiliza-se a estratégia de *Guarda*. A figura 6.11 mostra a técnica de ponte auto balanceada utilizando o terminal de guarda na medição [21].

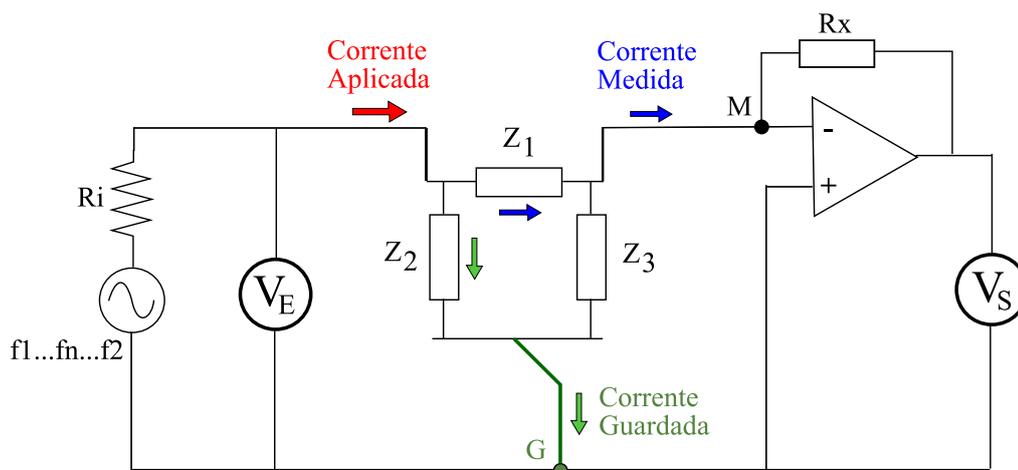


Figura 6.11: Ponte auto balanceada com terminal de guarda.

Como pode ser observado na figura 6.11, a corrente aplicada se divide em duas componentes que irão circular por  $Z_1$  e por  $Z_2$  respectivamente. A componente que circula

por  $Z_2$  é desviada para a fonte através do terminal de guarda (G) e não passa pela seção de medida. Diz-se então que essa corrente foi “guardada”. A corrente que passa somente em  $Z_1$  é a componente que será medida efetivamente pelo equipamento. Em  $Z_3$  não há circulação de corrente, pois como já foi dito anteriormente o ponto M tem a impedância virtualmente zero e deste modo não há diferença de potencial para que exista corrente.

A estratégia de guarda pode ser valiosa para a medição de transformadores de potência. Por exemplo, nos transformadores ligados em configuração delta o terminal de guarda pode ser aplicado para separar as medições de cada enrolamento, como mostra a figura 6.12(a). Outra possibilidade é “guardar” as impedâncias parasitas que existem entre um enrolamento e o aterramento do transformador, conforme figura 6.12(b).

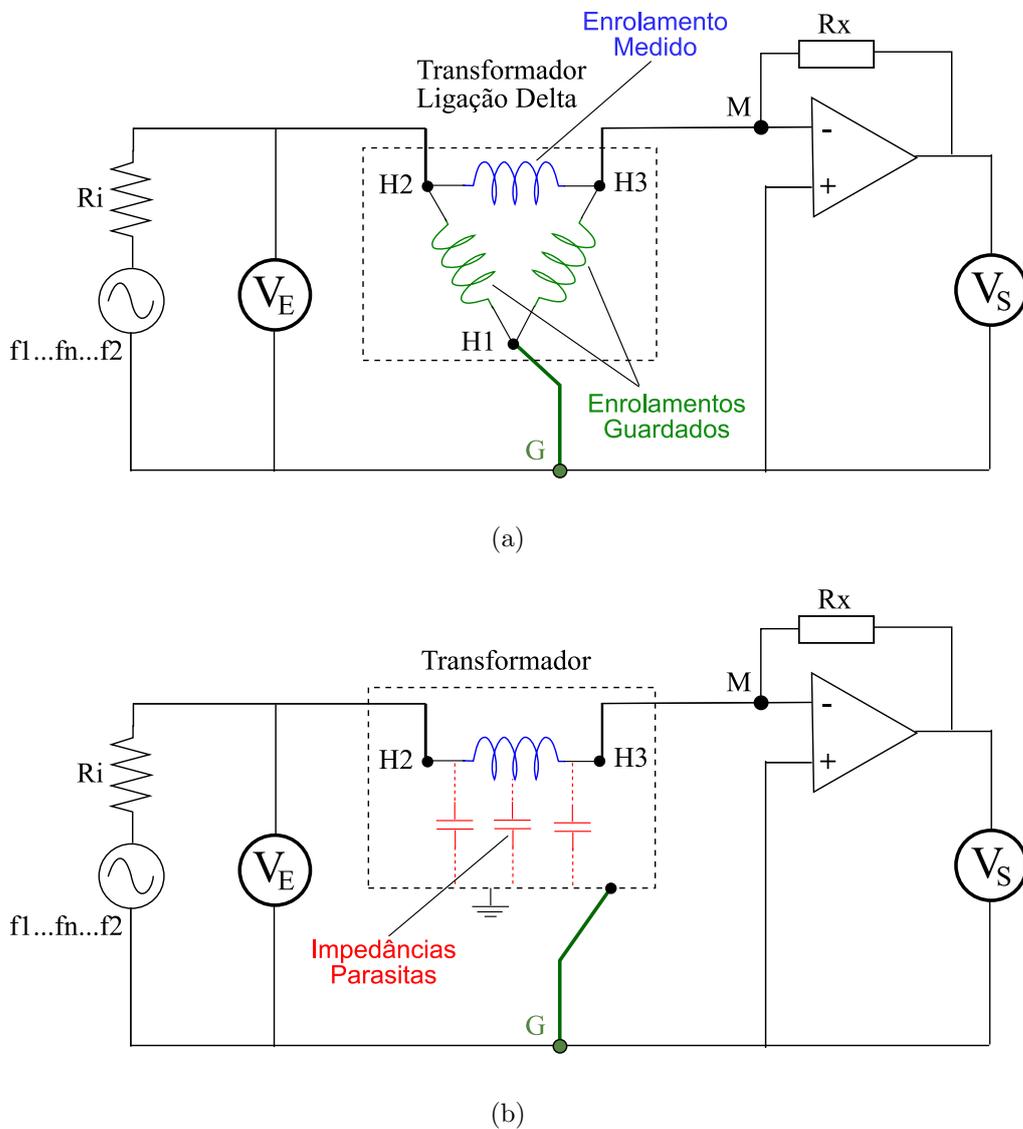


Figura 6.12: Estratégias de guarda em transformadores: (a) Enrolamentos; (b) Impedâncias parasitas.

## 6.3 Sistema de Medição Desenvolvido

Apesar de existirem, disponíveis no mercado, sistemas de medição voltados à medição da resposta em frequência, observou-se que eles não atendiam completamente as características necessárias para os estudos de diagnóstico. Por isso, optou-se por desenvolver um sistema que reunisse as melhores práticas de medição em transformadores de potência.

Nesta seção é apresentado o desenvolvimento do sistema para a medição de resposta em frequência de transformadores de potência. Este é o objetivo principal do trabalho e foi implementado com recursos do projeto P&D-113 desenvolvido em parceria com a CEMIG.

Os requisitos que este sistema deve atender são:

- **Possibilidade de utilização em campo** - O sistema deverá prestar-se para a medição em locais de ambiente não controlado, como por exemplo em uma subestação. Por isso, ele deverá ser portátil e pouco sensível a ruídos. O tempo de execução dos testes também não poderá ser demasiadamente longo, o que leva ao desenvolvimento de um processo automatizado.
- **Foco no diagnóstico de faltas** - Os resultados de medição serão utilizados para desenvolver metodologias de diagnóstico de faltas mecânicas em transformadores. Por isso, é desejável que o sistema possua maior sensibilidade e confiabilidade em sua faixa de frequência. Além disso, é desejável que possua flexibilidade de medição e assim prover uma maior gama de informações a respeito do transformador.

Para atender a estes requisitos, foi escolhida a técnica de Ponte Auto-Balanceada como base do sistema de medição. Optou-se também por um sistema automatizado cuja estrutura é composta de um computador rodando um aplicativo dedicado à aquisição dos dados e controle do processo de medição. A seguir, a arquitetura do sistema será estudada com maiores detalhes.

### 6.3.1 Arquitetura do Sistema

A arquitetura do sistema desenvolvido pode ser acompanhado na figura 6.13. É constituída basicamente de dois módulos separados: o *rack* dos instrumentos e o módulo ponte auto-balanceada.

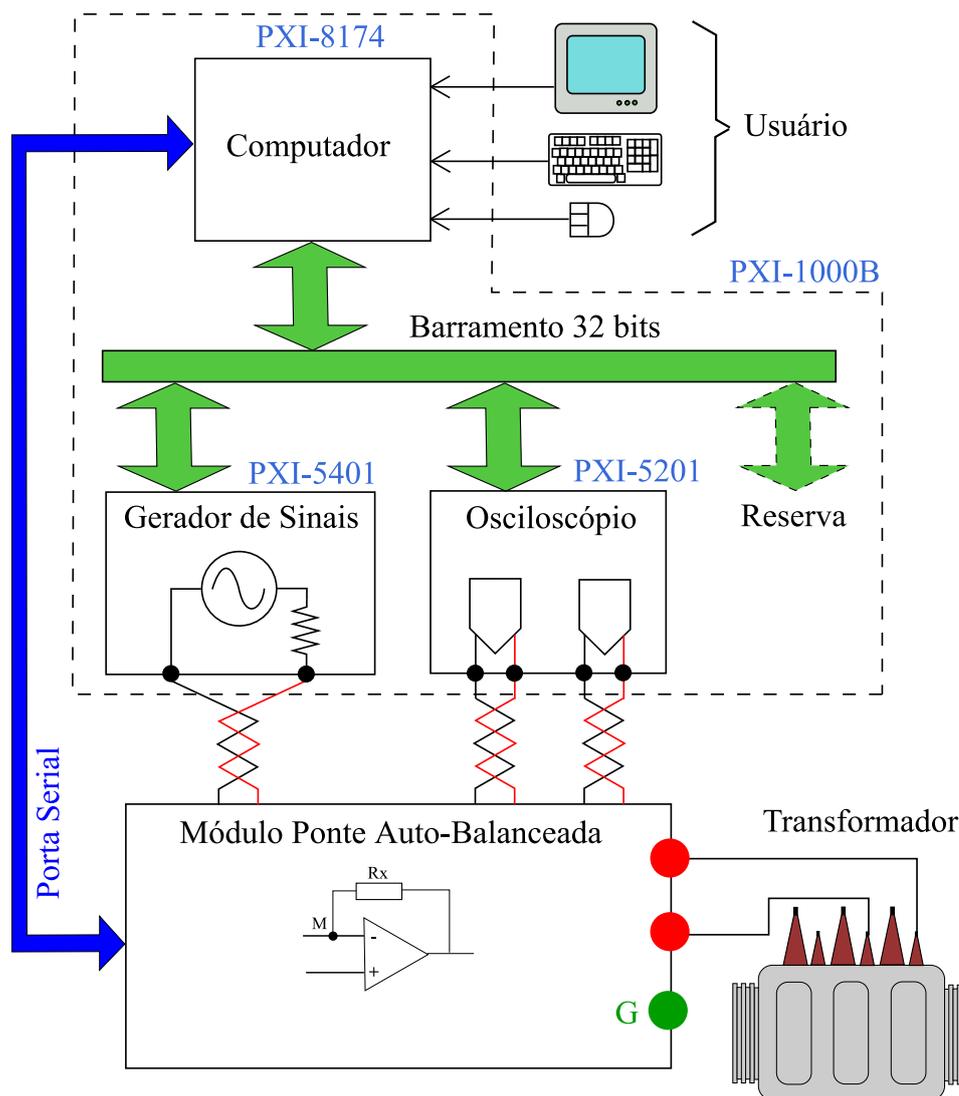


Figura 6.13: Arquitetura do sistema desenvolvido.

### 6.3.2 Rack dos instrumentos

O *rack* e seus submódulos, mostrados na figura 6.14, são equipamentos de instrumentação modular de fabricação *National Instruments*, que podem ser encontrados no mercado nacional. O *rack*, modelo PXI-1000B, possui fonte de alimentação, barramento digital de comunicação de 32 *bits* e espaço para abrigar até oito instrumentos. Os submódulos escolhidos para compor o sistema são:

- **Computador - Modelo PXI-8174** - É o equipamento controlador do sistema, responsável pela automação da medição, armazenamento dos resultados e interface com o usuário. Isto é feito através de um programa específico desenvolvido sob plataforma *LabView*, que será descrito posteriormente.



Figura 6.14: *Rack* de instrumentação.

- **Gerador de sinais - Modelo PXI-5401** - Equipamento responsável por gerar o sinal de frequência controlada que será aplicado no transformador para a medição. Suas principais características são:
  - Resolução de 12 Bits;
  - Frequência máxima de 16 MHz (sinal senoidal);
  - Resolução em frequência de 9,31 mHz;
  - Tensão de saída de até 10 volts de pico;
  - Impedância de saída de 50  $\Omega$  ou 75  $\Omega$ .
  
- **Osciloscópio - Modelo PXI-5201** - Equipamento responsável pela aquisição (conversão Analógico/Digital) dos sinais medidos. Suas principais características são:
  - Resolução de 8 bits;
  - Faixa de passagem de 15 MHz;
  - Taxa de amostragem de até 20 MS/s reais e 1 GS/S para medições intercaladas;
  - Dois canais de amostragem simultânea;
  - Faixa de tensão de 50 mV até 5 V.

### 6.3.3 Módulo Ponte Auto-Balanceada

Este módulo foi desenvolvido para complementar o rack de instrumentos e, deste modo, usufruir todas as vantagens da técnica de medição de ponte auto-balanceada. Seu esquema simplificado pode ser acompanhado na figura 6.15.

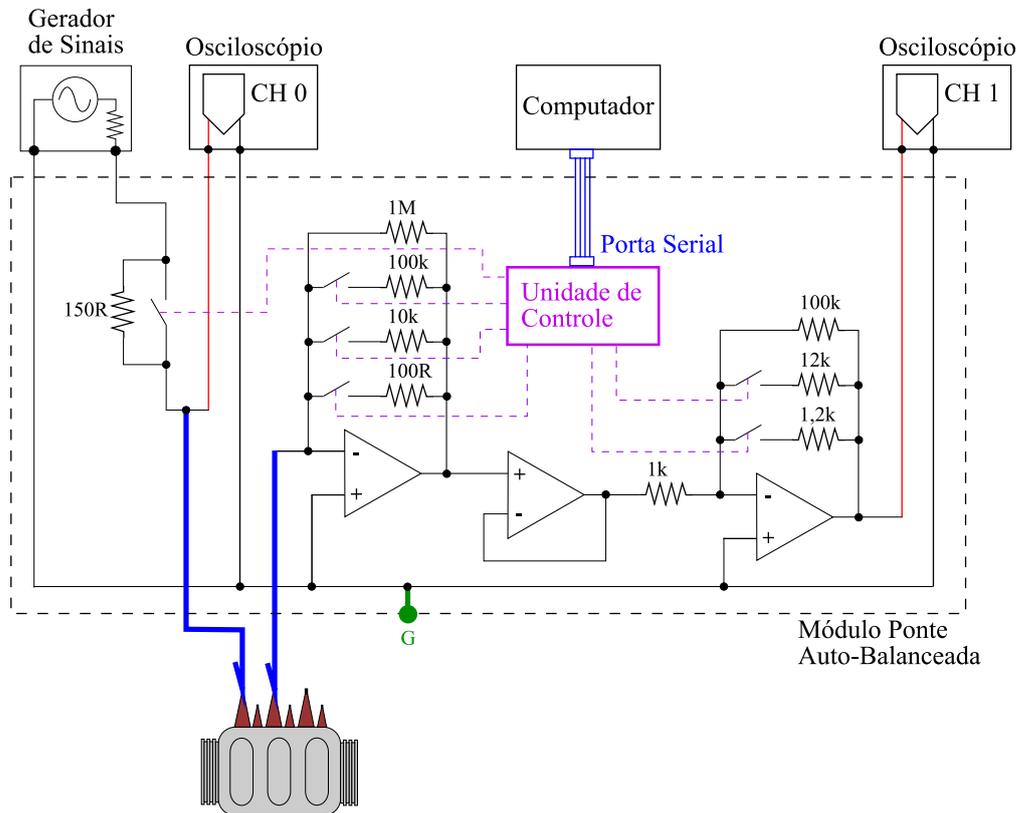


Figura 6.15: Esquema do Módulo Ponte Auto-Balanceada.

A parte principal do módulo é um amplificador operacional (AmpOp) que funciona como elemento de equilíbrio da impedância de entrada, ou seja, a ponte auto-balanceada propriamente dita, conforme foi visto anteriormente. A esse AmpOp estão ligados quatro resistores que representam as faixas centrais de medição do instrumento. São elas:  $100\Omega$ ,  $10k\Omega$ ,  $100k\Omega$  e  $1M\Omega$ . A faixa de medição mais baixa ( $100\Omega$ ) é também a mais extensa, medindo impedâncias de miliohms ( $m\Omega$ ) até kilohms ( $k\Omega$ ). Essa abrangência é conseguida graças à limitação da tensão aplicada, feita via resistor colocado na saída do gerador de funções ( $150\Omega$ ). Para as demais faixas de medição esse efeito é indesejável e não é utilizado.

A mudança das faixas é feita via chaveamento dos resistores, que é comandado pela unidade de controle do módulo. A unidade de controle é um componente microprocessado cuja função é receber e interpretar os comandos recebidos do computador do rack de

instrumentos, onde todas as informações são processadas.

O módulo possui ainda um amplificador inversor ligado em cascata à ponte auto-balanceada. Sua função é amplificar os sinais de saída da ponte para adequar às faixas de tensão do osciloscópio. Seu ganho é controlável via chaveamento de resistores, comandado também pela unidade de controle. Entre a ponte e amplificador existe um *buffer* cuja função é evitar interferências entre as partes.

### 6.3.4 Aplicativo desenvolvido

Para executar a medição de forma automatizada e armazenar seus resultados, foi necessário desenvolver um aplicativo específico para controlar o processo. Esse aplicativo roda no computador do *rack* de instrumentos sob plataformas *LabView* e *Windows*. A tela principal de interface pode ser vista na figura 6.16.

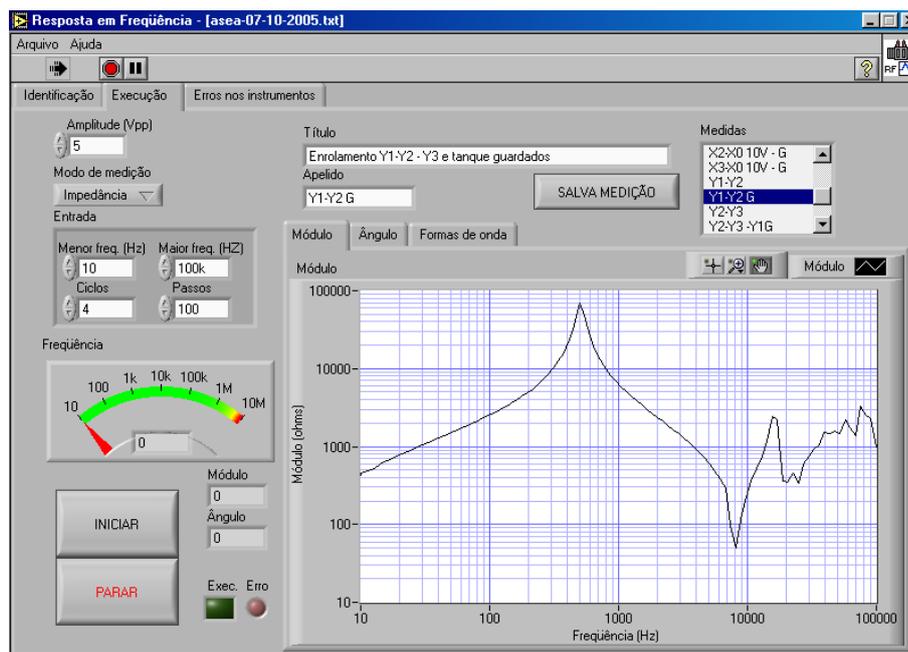


Figura 6.16: Tela principal do aplicativo.

A plataforma de desenvolvimento *LabView* é um ambiente de programação visual que possui várias funções e rotinas voltadas para automação e instrumentação. Além disso, essa plataforma foi escolhida devido ao fato de já possuir os *drivers* e rotinas de controle dos instrumentos (gerador de sinais e osciloscópio). A seguir são descritas as partes principais do aplicativo.

## Rotina principal

A rotina principal da execução do ensaio pode ser acompanhada na figura 6.17. O programa começa pela inicialização do gerador de sinais e do osciloscópio, via os *drivers* específicos de cada instrumento. Logo após, entra na execução de um laço (*loop*) iterativo que possui duas sub-rotinas: varredura de freqüência e medição da impedância. A cada iteração são obtidos três valores: freqüência, módulo e ângulo, que correspondem a um ponto no resultado da medição. O laço de execução será interrompido ao final da última iteração, ou se houver um eventual erro ou ordem de parada. Ao final do laço, o resultado é exibido e os instrumentos são finalizados.

## Varredura de freqüência

A sub-rotina de controle da varredura em freqüência é mostrada na figura 6.18. A rotina recebe os parâmetros gerais do ensaio que são definidos pelo usuário: número de iterações, freqüências inicial e final e ciclos por aquisição. Então, calcula a freqüência do sinal que será aplicado de forma que as amostras fiquem espaçadas de forma logarítmica, de acordo com o seguinte critério [21]:

$$f_i = f_l \left( \frac{f_h}{f_l} \right)^{\frac{i}{N-1}}$$

onde  $f_i$  é a freqüência que será aplicada,  $f_l$  é a freqüência inicial,  $f_h$  é a freqüência final,  $N$  é número de iterações e  $i$  é iteração atual. A rotina calcula também os parâmetros taxa de amostragem e número de pontos, que serão passados à rotina de aquisição de dados.

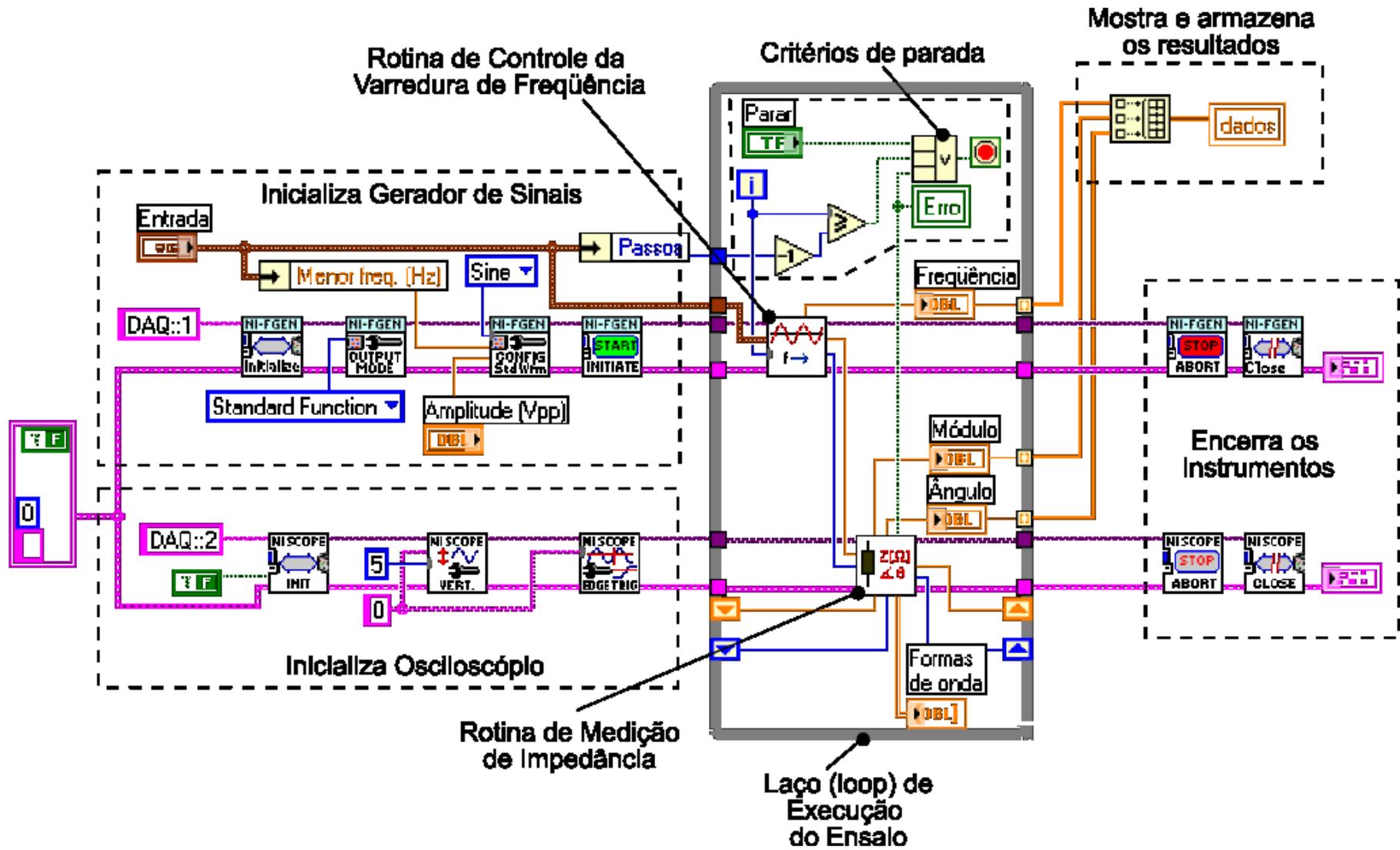


Figura 6.17: Rotina principal da execução do ensaio.



### Medição da impedância

A sub-rotina de medição da impedância será descrita em duas partes. A primeira parte, aquisição dos dados, pode ser vista na figura 6.19. Inicialmente o programa aguarda 100 milissegundos sem nenhuma ação. Este tempo é necessário para que o gerador estabilize a freqüência do sinal aplicado. Depois, são ajustados os parâmetros do conversor A/D (taxa amostr. e núm. pontos) e as faixas de tensão dos canais de entrada. Finalmente, é realizada a aquisição disponibilizando uma matriz com os valores de tensão medidos.

A segunda parte da rotina calcula o módulo e o ângulo da impedância medida, e pode ser vista na figura 6.20. A matriz com os valores é dividida em dois vetores correspondendo aos sinais aplicado e medido. Os sinais são filtrados utilizando a técnica de média móvel para a redução de eventuais ruídos. O módulo da impedância é calculado pela relação dos módulos RMS (raiz média quadrática) das tensões e da faixa de medição (Módulo Ponte Auto-Balanceada) utilizada no momento da aquisição. O cálculo do ângulo é feito por uma sub-rotina que será descrita a seguir.

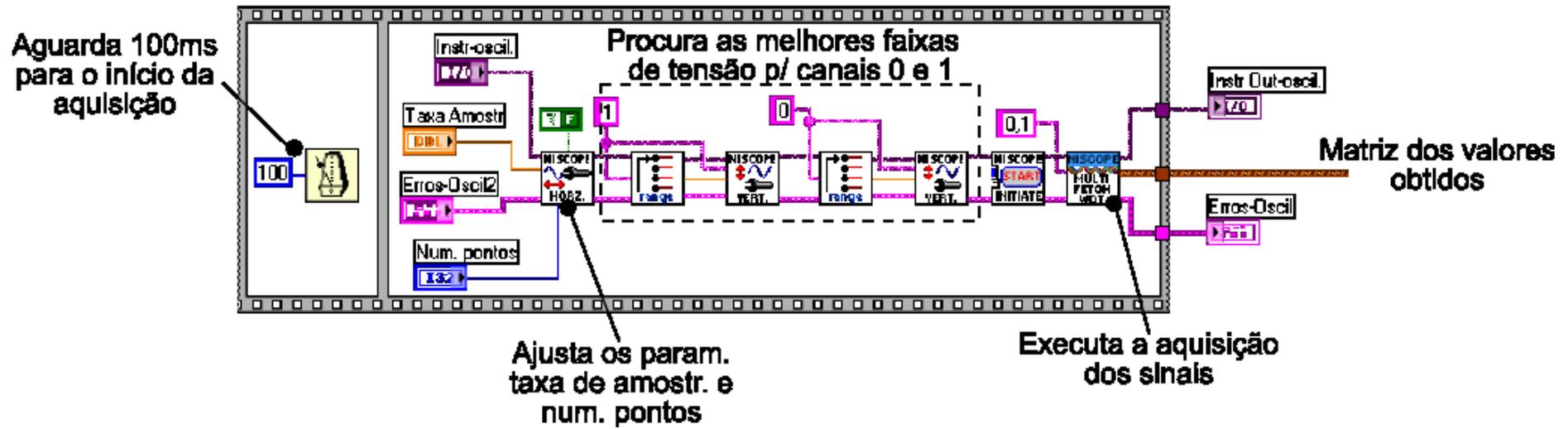


Figura 6.19: Rotina de aquisição das tensões.

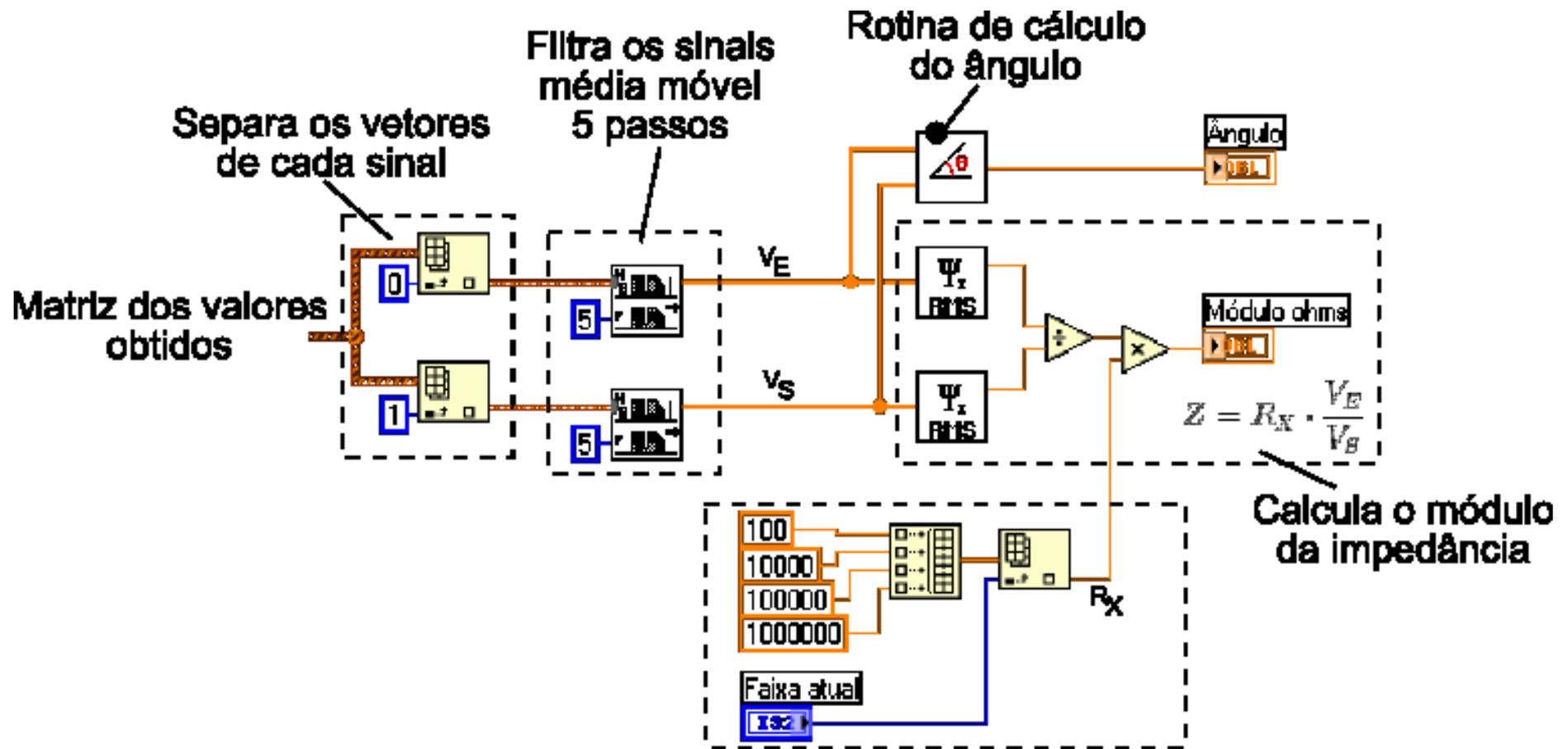


Figura 6.20: Rotina de medição da impedância.

### Medição do ângulo

A sub-rotina de cálculo do ângulo é mostrada na figura 6.22. Primeiro os fasores dos sinais são normalizados, ou seja, passam a ter módulo unitário. Assim é preservado somente a informação de ângulo entre eles. Após isso, é realizada a subtração dos fasores, obtendo um fasor resultante  $K$ . A relação geométrica dos fasores é mostrada na figura 6.21, onde  $\theta$  é ângulo a ser determinado.

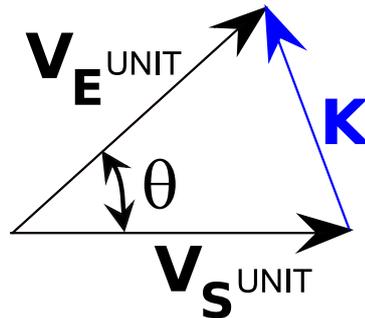


Figura 6.21: Relação dos fasores no cálculo do ângulo medido.

Pela relação trigonométrica dos módulos dos fasores, tem-se:

$$K^2 = V_E^2 + V_S^2 - 2V_E V_S \cos(\theta)$$

Sabendo que os fasores  $V_E$  e  $V_S$  têm módulo 1, obtém-se:

$$K^2 = 2 - 2 \cos(\theta) \Rightarrow \cos(\theta) = 1 - \frac{K^2}{2}$$

Assim, o ângulo pode ser determinado por:

$$\theta = \arccos \left( 1 - \frac{K^2}{2} \right)$$

Entretanto a função arccos retorna o valor do ângulo somente para o intervalo de 0 a 180°. Em outras palavras, a função não identifica a polaridade do ângulo. Para solucionar este problema, uma parte na rotina dedica-se a determinar a polaridade, e funciona da seguinte forma: É obtido um fasor à 90° do sinal aplicado, por meio de uma operação de integração. Depois, é obtido o resultante da soma desse fasor com o sinal aplicado (considerando seus módulos unitários). O resultante tem módulo maior ou igual a  $\sqrt{2}$  para  $0 \leq \theta \leq 180^\circ$ . Deste modo, é feita uma comparação do módulo do fasor resultante para descobrir o sinal do ângulo.

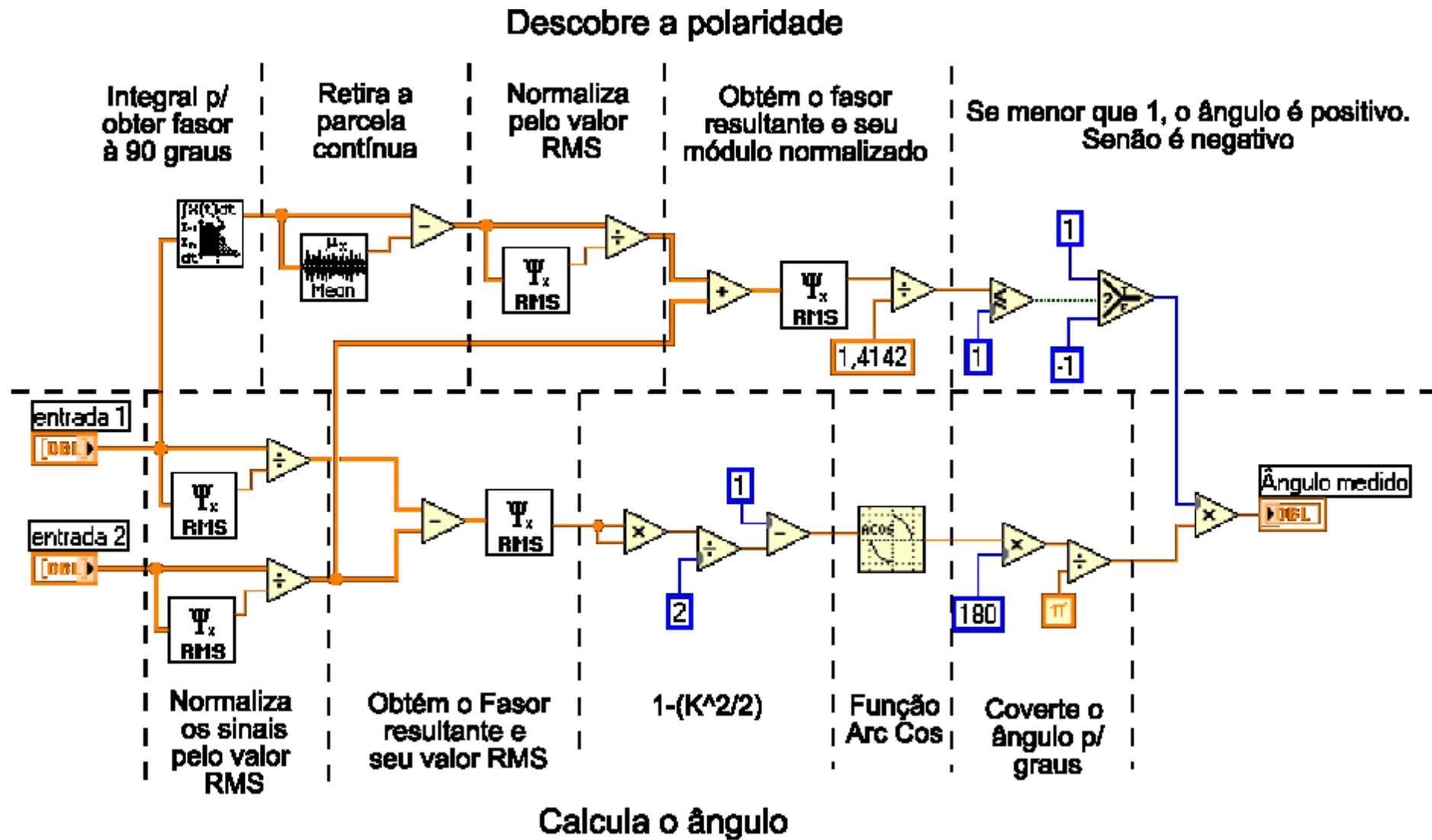


Figura 6.22: Rotina de determinação do ângulo da impedância.

### Mudança da faixa de medição

O rotina para mudança da faixa de medição é necessária para o controle do Módulo Ponte Auto-Balanceada, e é mostrada na figura 6.23. O critério adotado para a decisão da mudança é baseada na tensão medida: se o máximo for maior que 3,5 volts, muda para faixa inferior, e se for menor que 25mV, muda para a faixa superior.

Nas medições práticas realizadas para validar o sistema, foi observado que, em uma determinada combinação de freqüência e impedância, o sinal medido não correspondia ao sinal aplicado. Provavelmente, o sistema (incluindo o transformador sob teste) havia “sintonizado” um sinal espúrio. Nesta situação, a mudança da faixa de medição retornaria o sistema à “normalidade”. Por isso foi incluído um critério extra para mudança: *verificação da forma de onda*, que será explicado a seguir.

### Verifica forma de onda

A verificação da forma de onda do sinal medido é mostrada na figura 6.24. São obtidos os harmônicos do sinal por meio de uma transformada de Fourier. Para um sinal senoidal puro, é esperado que somente um harmônico tenha valor diferente de zero. Mas é aceitável um sinal que tenha mais harmônicos, desde que prevaleça um harmônico principal. No critério adotado, o harmônico principal deverá ter módulo quatro vezes maior que os demais para que a forma de onda seja aceita.

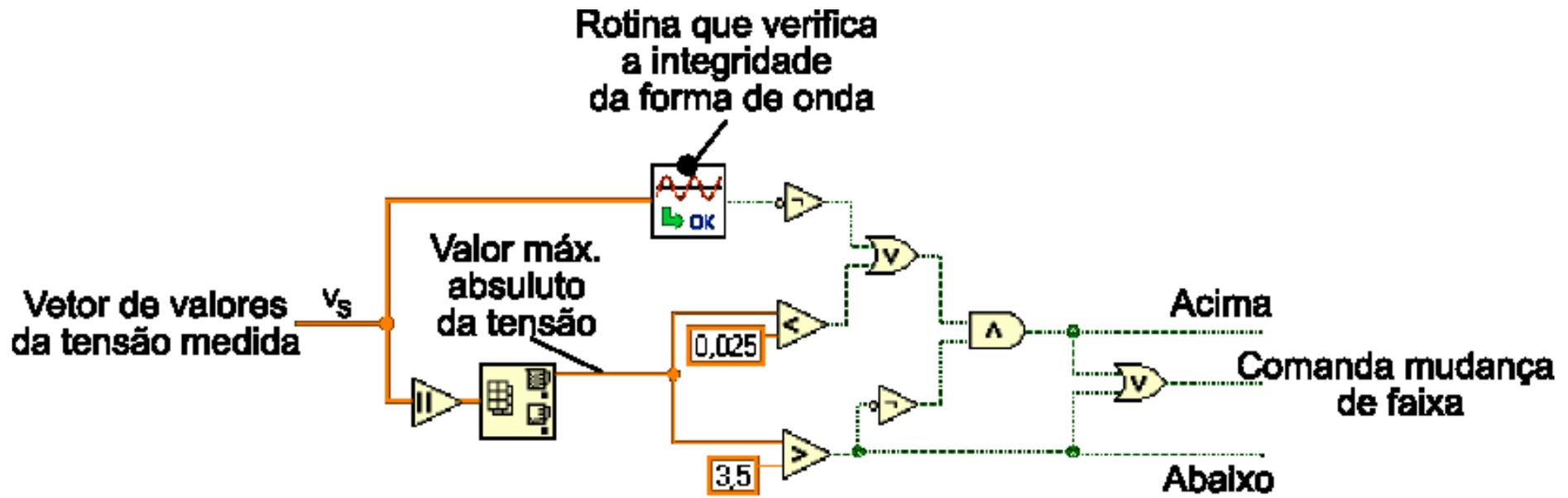


Figura 6.23: Critério para a mudança da faixa de medição.

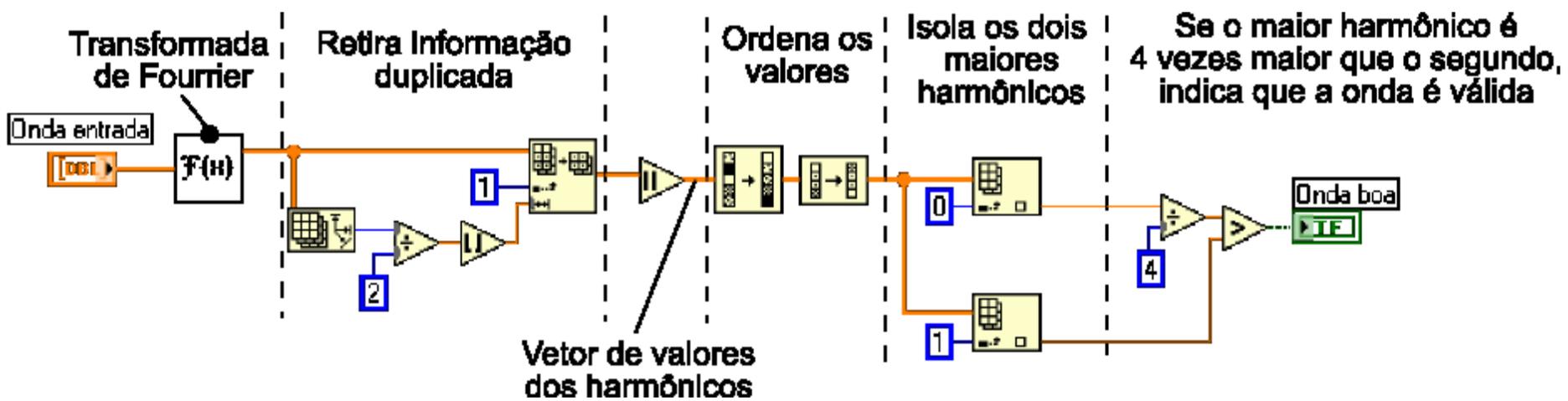


Figura 6.24: Verificação da forma de onda.

### 6.3.5 Resultado Final

Após o desenvolvimento, o sistema final apresenta as seguintes características:

- Faixa de frequência - 10Hz a 10MHz;
- Faixa de medição - 100mΩ a 10MΩ;
- Tempo médio de execução do teste - 5 minutos para 100 pontos de aquisição;
- Tensão de aplicação máxima - 10V de pico.

A principal limitação do sistema é a tensão de saída (10V). Foi observado que o aumento da tensão implica em aumento da sensibilidade do teste e diminuição das interferências por ruído. Em trabalhos de melhoria futuros, é importante a busca de componentes e circuitos que permitam a utilização de tensões de saída mais elevadas.

Além das rotinas voltadas à medição, foram desenvolvidos programas auxiliares para executar as tarefas de interface com usuário, armazenamento dos resultados, produção de relatórios e simulação do circuito equivalente. Neste trabalho estas partes do programa serão mostradas, pois, além de não serem vitais para a compreensão do sistema, elas são muito extensas e visualmente complexas.

---

Neste capítulo foram apresentadas as principais técnicas para a obtenção da assinatura em frequência de transformadores de potência. Dentre as técnicas apresentadas, a Ponte Auto-Balanceada é a que apresenta as melhores características e, por isso, foi escolhida para o desenvolvimento do Sistema de Medição, objetivo principal deste trabalho. O sistema também foi apresentado em detalhes.

No próximo capítulo serão apresentados estudos de casos de transformadores de potência reais, onde as medições foram obtidas com o sistema desenvolvido. Além disso, será apresentada uma análise do comportamento em frequência dos equipamentos, onde é proposto um modelo elétrico para representá-lo.



# Capítulo 7

## Estudo de Casos

Este capítulo apresenta alguns resultados de medições realizadas em transformadores de potência. As medidas foram obtidas pelo sistema desenvolvido, apresentado no capítulo anterior. Os resultados são analisados para melhor compreensão do método adotado e do comportamento do transformador no domínio da frequência.

O objetivo da análise é obter um modelo paramétrico, na forma de circuito equivalente, para descrever os enrolamentos do transformador. O modelo condensa a informação do comportamento do transformador em um número reduzido de parâmetros numéricos. Em futuras pesquisas para o diagnóstico de faltas mecânicas, o estudo da variação dos parâmetros é muito importante, pois permite estabelecer critérios objetivos na análise.

### 7.1 Transformador Monofásico

Inicialmente é apresentado o estudo de um transformador monofásico por ser o equipamento de construção mais simples e, portanto, o que possui a medição mais “limpa”. A análise desse caso será a base para o estudo dos transformadores trifásicos. A figura 7.1 apresenta o resultado de medição do enrolamento de baixa tensão de um trafo de relação 230kV/13,8kV e potência nominal de 25MVA. Esta medição foi realizada em fábrica dentro de um laboratório onde as condições eletromagnéticas eram bem controladas, garantindo um baixo nível de ruídos.

O resultado é típico e, como pode ser observado, ocorrem dois pontos de ressonância: o primeiro acontece próximo a 650Hz e o segundo próximo a 10kHz. A ressonância é caracterizada por um ponto de máximo ou mínimo na curva de Módulo da impedância e,

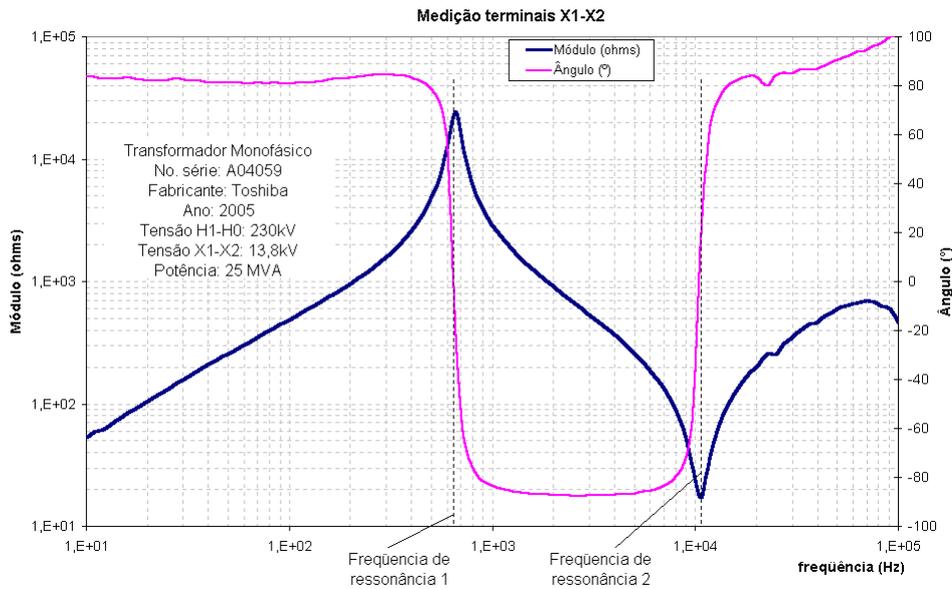


Figura 7.1: Resultado da medição de um transformador monofásico.

ao mesmo tempo, pela passagem da curva de ângulo por zero.

Acompanhando a figura 7.2, pode-se dizer que, antes do primeiro ponto de ressonância, o enrolamento tem o comportamento tipicamente indutivo, pois a impedância aumenta com a frequência e tem ângulo próximo de 90°. Isto já era esperado, por se tratar de um transformador que opera em baixas frequências. Após a ressonância ocorre o contrário, quando o enrolamento passa a ter um comportamento capacitivo. A ressonância acontece justamente quando as componentes indutivas e capacitivas se anulam. Após o segundo ponto de ressonância ocorre uma nova inversão no comportamento do enrolamento.

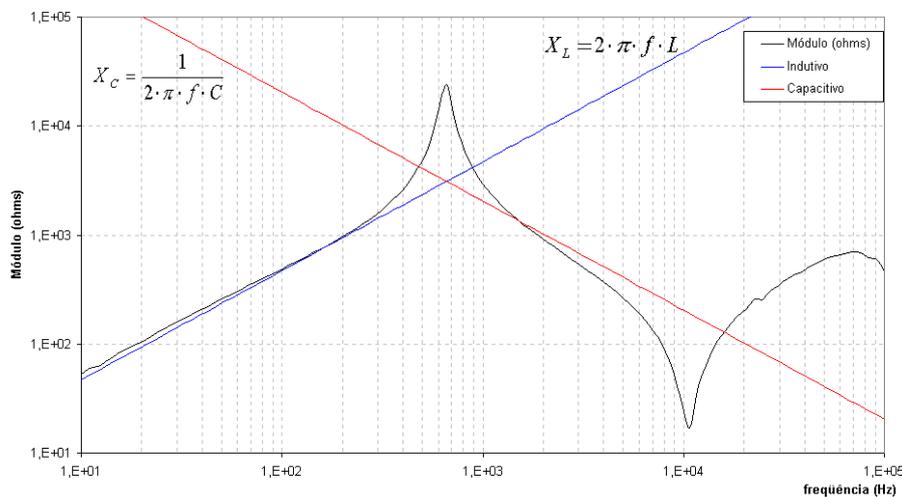


Figura 7.2: Componentes reativas na medição.

O que determina se a ressonância será um ponto de máximo ou mínimo na impedância é a configuração das componentes. Um arranjo RLC paralelo produz um ponto de máximo enquanto que o RLC Série produz um ponto de mínimo, como mostra a figura 7.3.

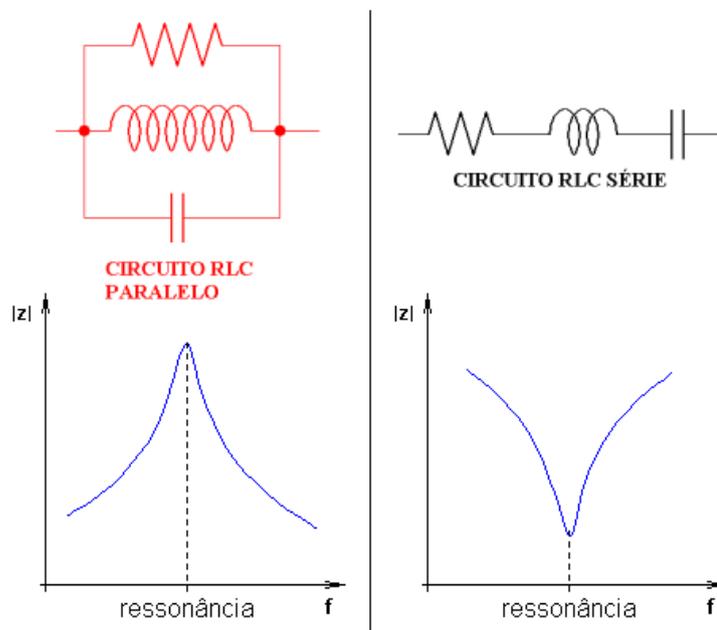


Figura 7.3: Arranjos RLC e o comportamento da impedância.

O modelo proposto para o enrolamento de um transformador é uma associação dos arranjos série e paralelo mostrado na figura 7.4. O indutor  $L_1$  e o capacitor  $C_2$  definem o primeiro ponto de ressonância. O segundo ponto é definido por  $C_2$  e  $L_2$ . O resistor  $R_1$  estabelece o valor máximo da impedância, e  $R_2$  o valor mínimo. O resistor  $R_0$  completa o modelo, estabelecendo o valor inicial (frequência zero) da impedância.

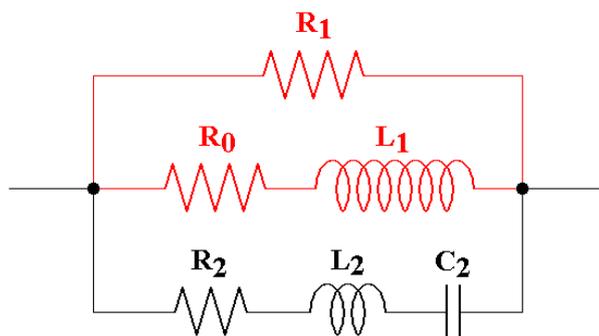
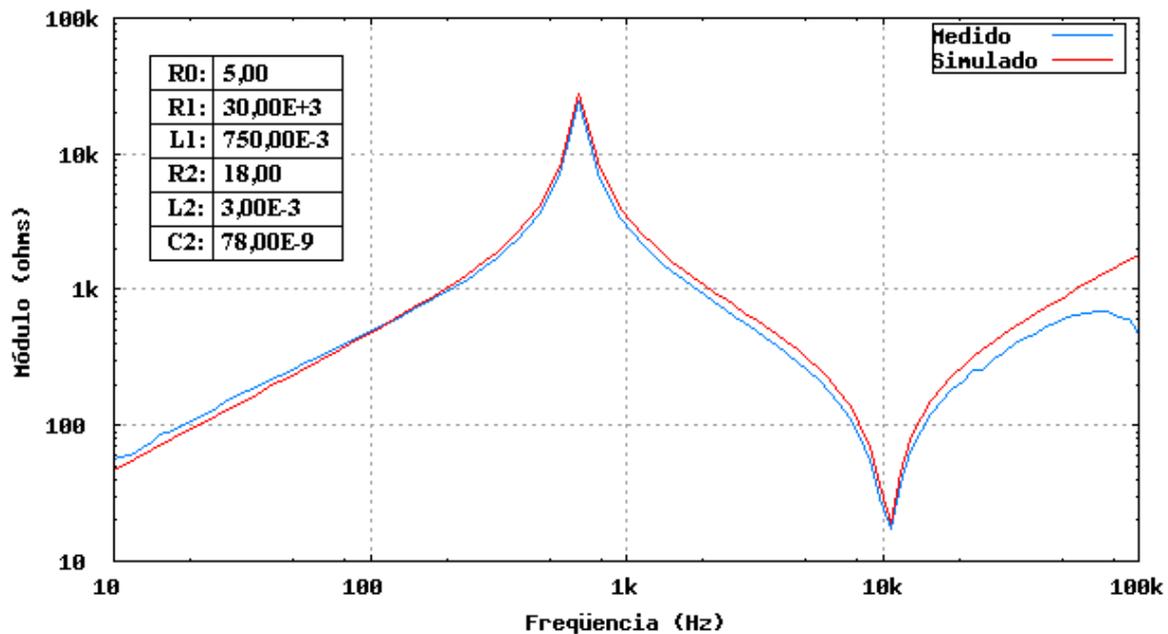


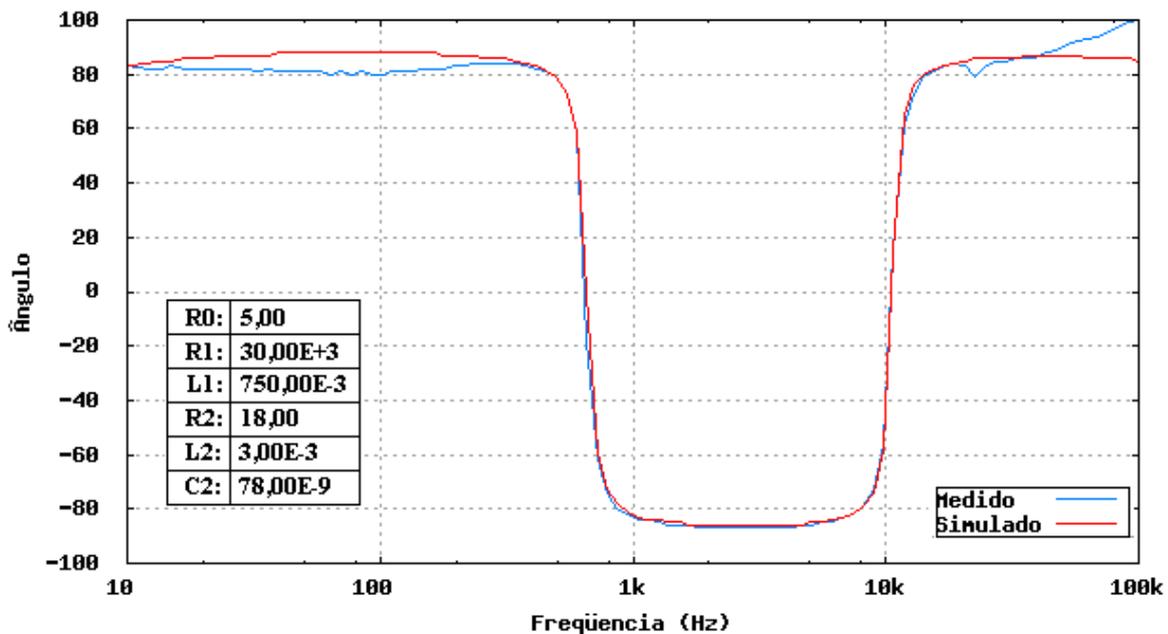
Figura 7.4: Modelo proposto para representação do enrolamento no domínio da frequência.

Devido às dimensões do transformador, seria esperado um modelo de parâmetros distribuídos ao longo da extensão do enrolamento (como mostrado na figura 6.1(b)). Entretanto, no projeto de construção do equipamento é previsto uma montagem que distribui

linearmente os campos elétricos e magnéticos no enrolamento. Portanto, o modelo pode ser sintetizado em um modelo de parâmetros concentrados, como o que é proposto neste trabalho. Para confirmar esta afirmação, a figura 7.5 apresenta o ajuste dos parâmetros do modelo para este caso específico e a comparação dos resultados obtidos na medição.



(a)



(b)

Figura 7.5: Comparação dos resultados da medição e da simulação para o transformador monofásico: (a) Módulo; (b) Ângulo.

Analisando o modelo proposto sob o ponto de vista físico, pode-se dizer que:

- $L_1$  representa a soma da indutância de dispersão própria do enrolamento e da indutância de magnetização referida ao enrolamento medido. É de se esperar um valor elevado para esse parâmetro, dada as grandes dimensões do núcleo e dos enrolamentos.
- $C_2$  representa a resultante das capacitâncias entre as espiras do enrolamento, das capacitâncias entre enrolamentos, e das entre o enrolamento e núcleo/tanque. Na medição, este parâmetro pode ser afetado pelas buchas do transformador e pelo estado do fluido dielétrico.
- $L_2$  representa as indutâncias parasitas das ligações do transformador, como as buchas e trechos de condutor utilizados nas ligações. São ditas parasitas pois não compõem o enrolamento propriamente dito e não produzem campo magnético no núcleo. Geralmente resulta em um valor pequeno, em comparação a  $L_1$ . Durante a medição, este parâmetro pode ser influenciado pelos fios e cabos utilizados na ligação dos instrumentos. Por isso, devem ser tomados cuidados na escolha dos tipos e comprimentos dos cabos.
- $R_1$  representa as perdas no dielétrico e no núcleo do transformador. A técnica de resposta em frequência não é indicada para determinar este parâmetro com precisão, já que existem outras técnicas de medição mais apuradas para este objetivo.
- $R_2$  representa a resistência dos trechos de ligação até os enrolamentos. O valor do parâmetro indica a impedância mínima assumida pelo transformador na frequência de ressonância.
- $R_0$  representa a resistência elétrica do enrolamento para a frequência zero. A técnica de resposta em frequência não tem o objetivo de determinar  $R_0$  com precisão, pelo mesmo motivo mencionado em  $R_1$ .

O modelo é pouco sensível à  $R_0$ ,  $R_1$ ,  $R_2$ , ou seja, uma grande variação nestes parâmetros não corresponde a uma mudança forte nos resultados de simulação. A principal função destes parâmetros, que justifica sua presença no modelo, é a convergência numérica das simulações.

Apesar do modelo ajustar-se bem às medições em geral, ele não descreve totalmente os fenômenos que ocorrem nos enrolamentos. Um exemplo disso é a influência do efeito Pelicular que, entre outras coisas, altera dinamicamente a resistência do enrolamento. O parâmetro que deveria representá-lo,  $R_0$ , não contempla essa alteração. Essa influência pode ser explicitada comparando a parte real da impedância obtida na simulação e a obtida na medição, como mostra a figura 7.6.

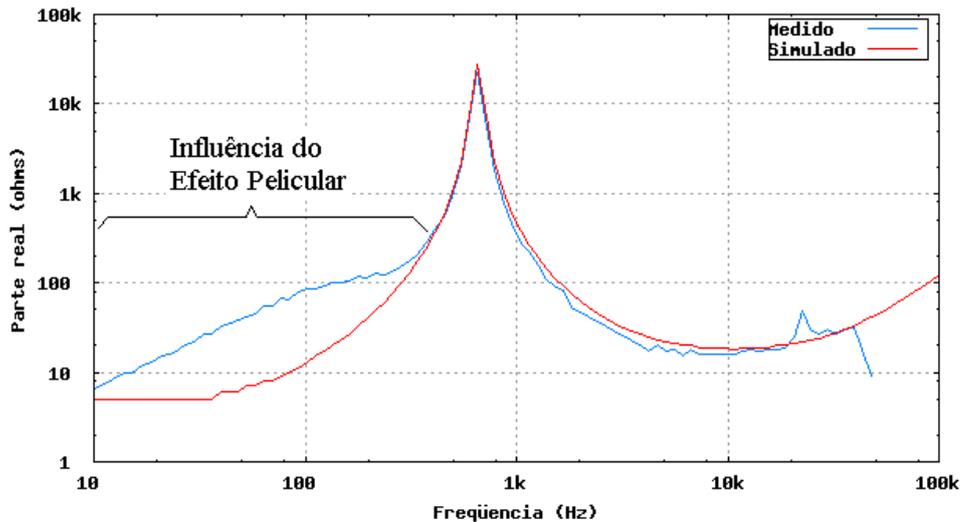
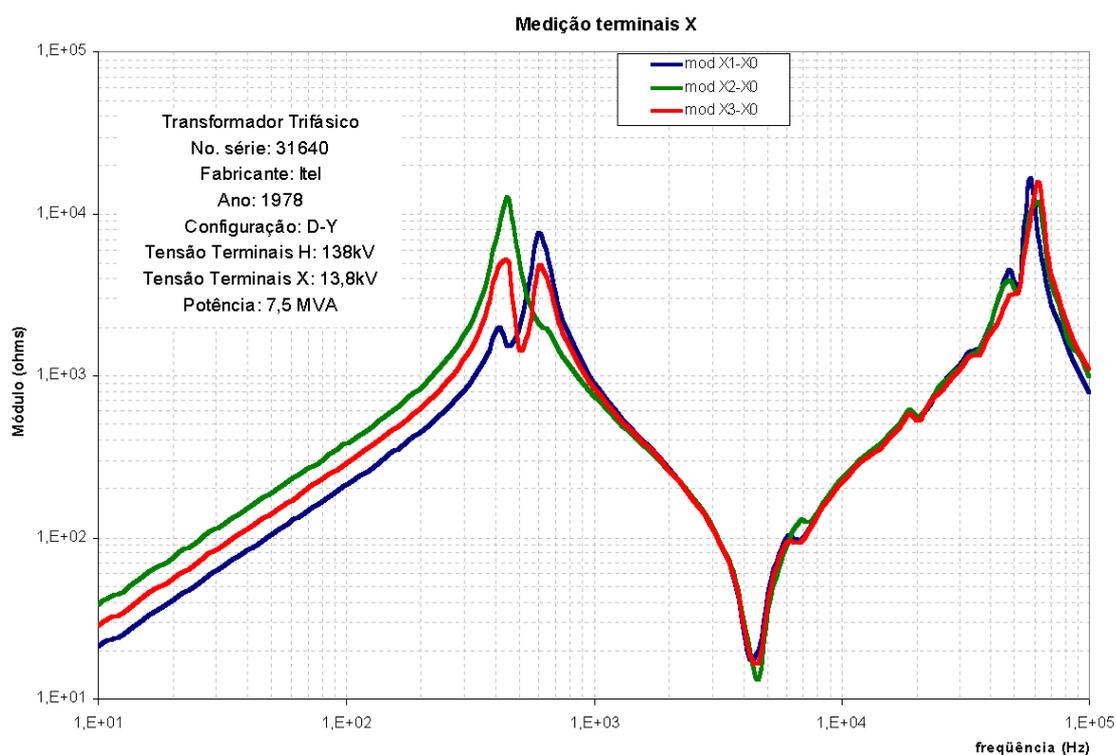


Figura 7.6: Comparação das partes reais da simulação e da medição.

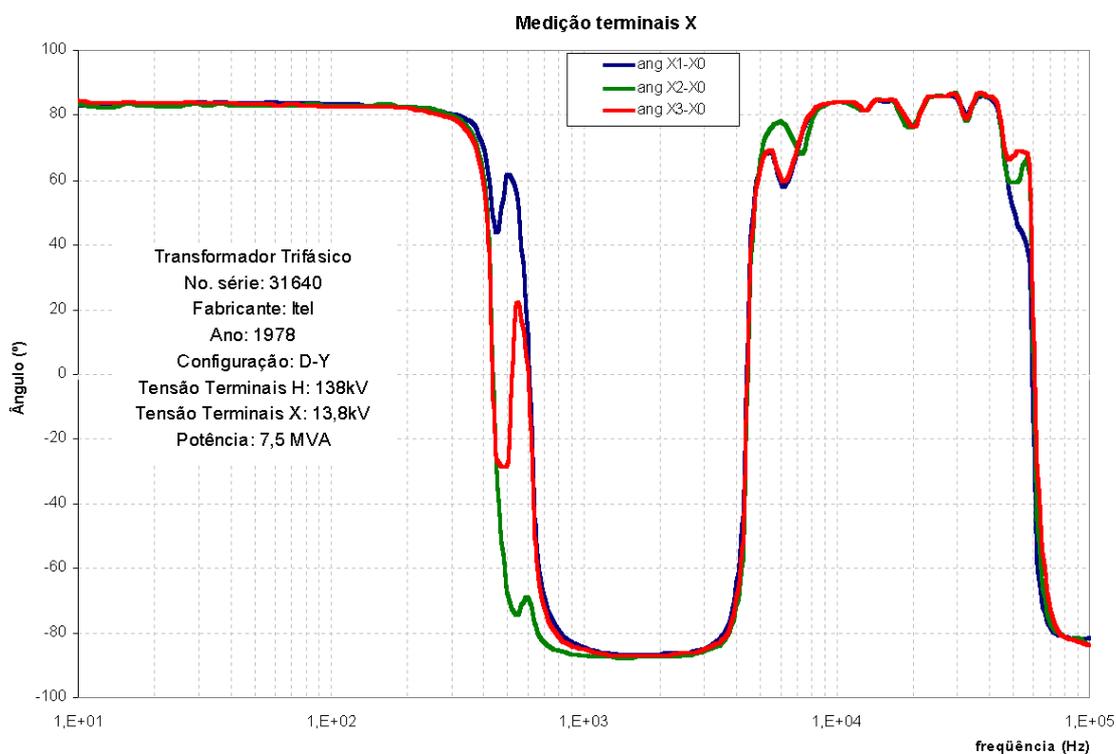
## 7.2 Transformador Trifásico

O segundo caso trata-se da medição de um transformador trifásico de dois enrolamentos por fase. Este tipo de equipamento é muito empregado em subestações de médio porte e foi escolhido por ser o mais predominante no parque energético nacional. O equipamento tem relação nominal de 138kV/13,8kV, potência de 7,5MVA, ligação delta nos enrolamentos de alta tensão (terminais H) e ligação estrela na baixa tensão (terminais X). O ensaio foi realizado em campo aberto e, apesar das condições aparentemente desfavoráveis, obteve-se resultados de boa qualidade. A figura 7.7 apresenta o resultado de medição dos enrolamentos de baixa tensão.

Mesmo a construção dos três enrolamentos sendo idênticas, era esperado que as medições fossem diferentes entre eles, corroborado pela figura 7.7. Isto porque a montagem dos enrolamentos no núcleo não é simétrica e eles não são equidistantes. Além disso, ocorre a interferência cruzada dos enrolamentos, intensificada pela ligação delta-estrela.



(a)

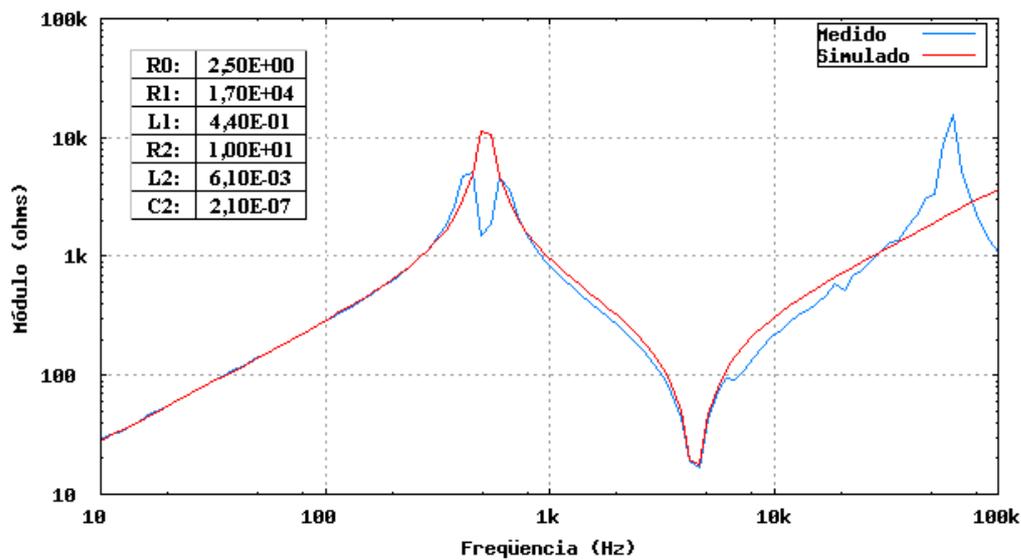


(b)

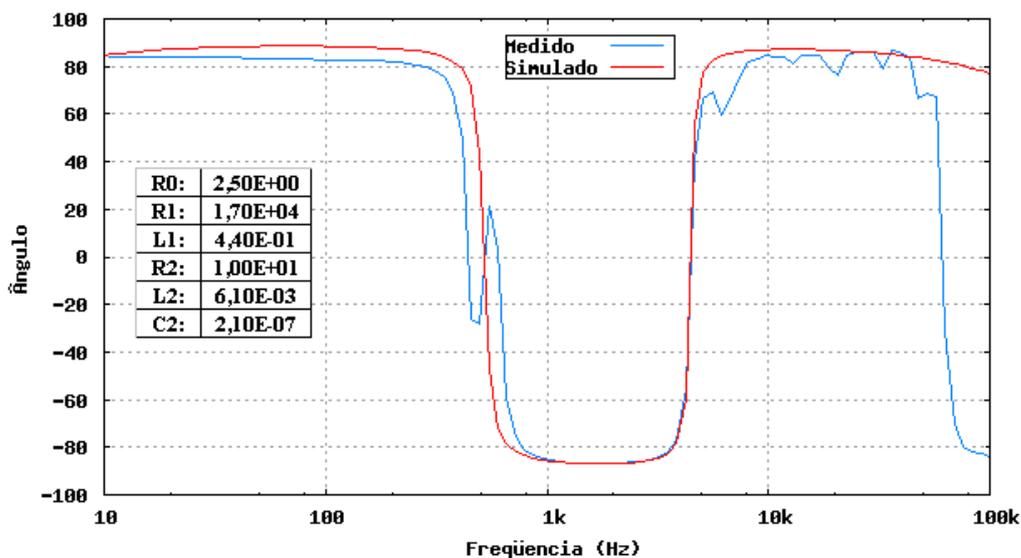
Figura 7.7: Resultados das medições de um transformador trifásico tomadas nos terminais X: (a) Módulo; (b) Ângulo.

Neste caso específico, a interferência cruzada é mais notada na medição do enrolamento X3-X0, onde os efeitos dos outros enrolamentos produzem duas frequências de ressonância bem próximas, por volta de 500Hz. Assim a frequência de ressonância própria de X3-X0 acaba ficando “mascarada” pelas interferências.

Os parâmetros do modelo foram ajustados para a medição X3-X0 e o resultado é mostrado na figura 7.8. A simulação estima a frequência de ressonância própria deste enrolamento em 497Hz.



(a)



(b)

Figura 7.8: Ajuste dos parâmetros para a medição do enrolamento X3-X0: (a) Módulo; (b) Ângulo.

### 7.3 Utilização do Terminal Guarda

O terceiro caso trata da medição de um auto-transformador trifásico com três enrolamentos, 138kV/69kV/13,8kV, 15MVA, ligação estrela-estrela-delta (Y-Y-d). As medições foram realizadas em campo aberto. O objetivo desse caso é analisar o funcionamento do terminal de guarda do sistema de medição. Foram avaliadas duas situações:

- Terminal Guarda conectado no tanque do transformador.
- Terminal Guarda conectado em enrolamentos com ligação em delta.

A primeira situação, ligação do terminal Guarda no tanque do transformador (que geralmente é o ponto de aterramento do equipamento), visa avaliar se é possível eliminar na medição os efeitos das impedâncias parasitas de terra (ver figura 6.12(b)). Foram feitas duas medições nos terminais Y2-Y3 (13,8kV) com e sem o terminal Guarda, mostradas na figura 7.9.

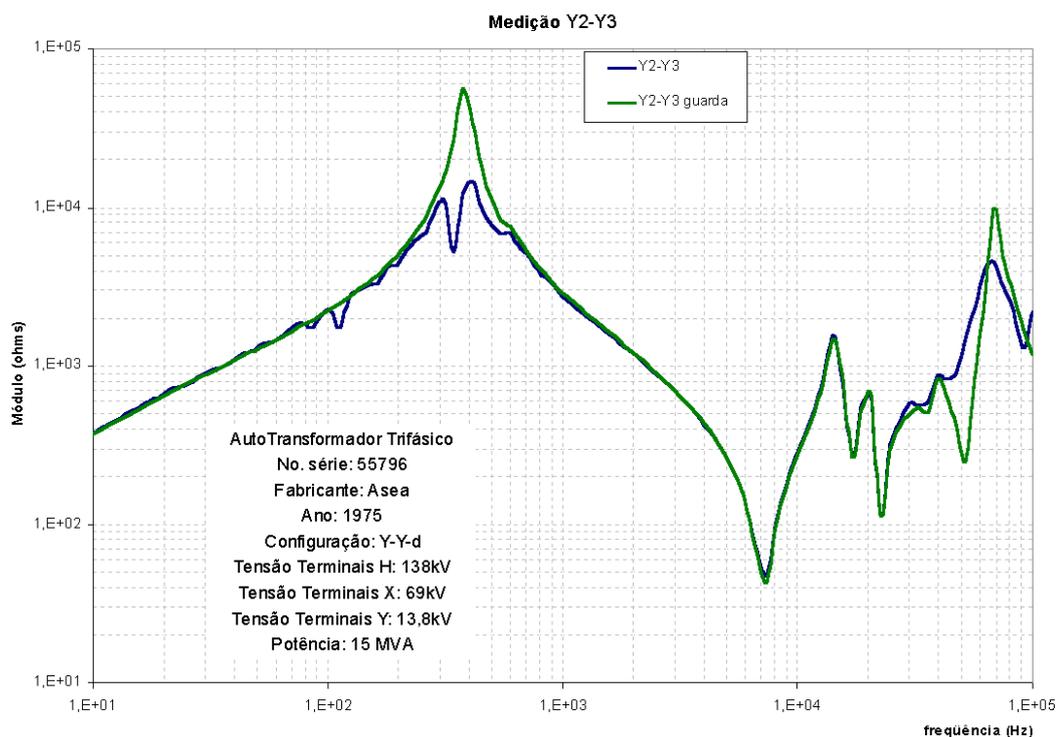


Figura 7.9: Comparação das medições Y2-Y3 com e sem o terminal de guarda no tanque.

Como pode ser observado na figura 7.9, os módulos das duas medições não apresentaram grandes diferenças, ou seja, as impedâncias parasitas de terra não afetaram

significativamente os resultados. Isto quer dizer que o terminal de guarda pode não agregar nova funcionalidade ao sistema para este tipo de situação. Entretanto, durante a medição, notou-se que com o tanque ligado ao Guarda, os sinais medidos ficaram mais imunes à interferência de ruídos externos. O terminal de guarda estendeu a blindagem aos enrolamentos via tanque. Isto explica porque a medição com guarda resultou em curvas mais suaves e sem oscilações, principalmente próximo às frequências de ressonância.

A segunda situação testa a estratégia de guarda para a medição de enrolamentos de transformador trifásico ligados em delta. Com isso pretende-se anular os efeitos de dois enrolamentos que compõem o delta, e assim focar a medição em um único enrolamento (ver figura 6.12(a)). Como exemplo, foram tomadas duas medições entre os terminais Y2-Y3, com e sem guarda no terminal Y1 (nas duas o tanque foi “guardado”, para controle de ruídos), mostradas na figura 7.10.

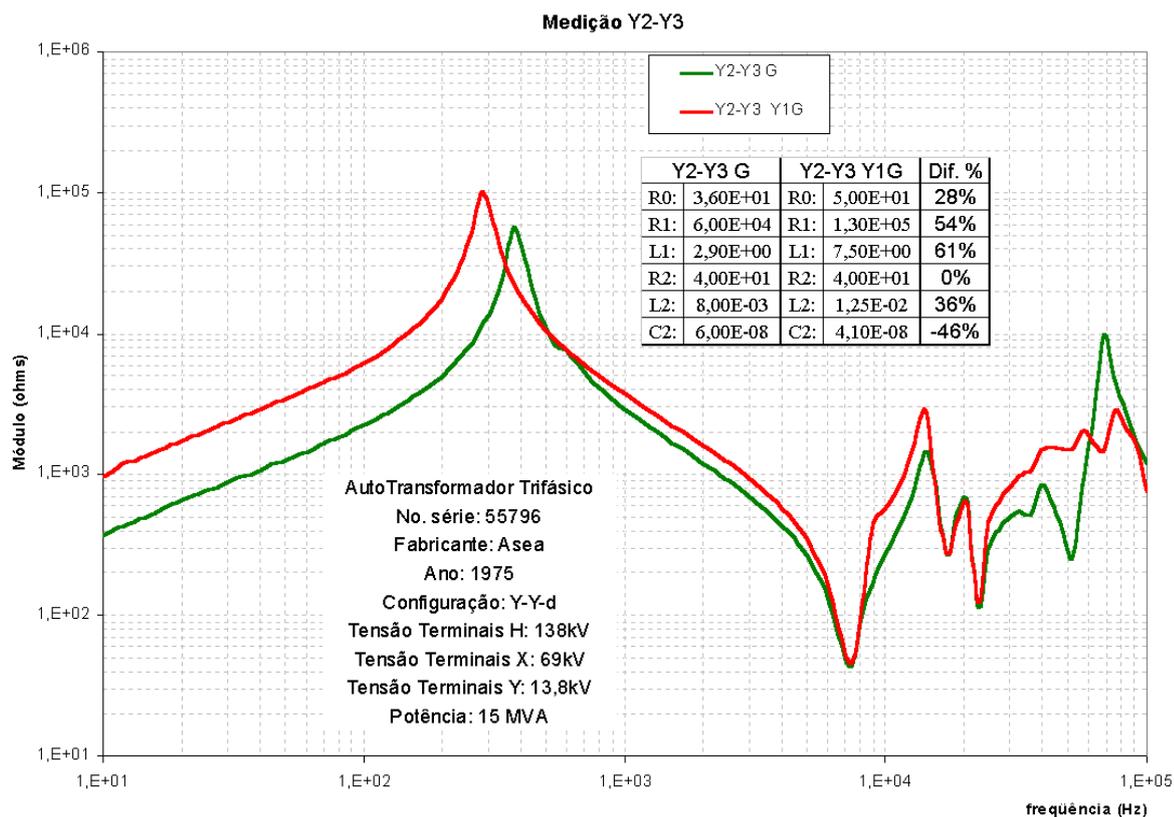


Figura 7.10: Comparação das medições Y2-Y3 com e sem o terminal de guarda em Y1.

Conforme esperado, a medição com o terminal Y1 “guardado” resultou em impedâncias maiores. A figura 7.10 mostra também o ajuste dos parâmetros para as medições e a diferença percentual entre os grupos de parâmetros. Exceto  $R_2$ , as diferenças foram

maiores que 28%, que ajudam a confirmar a eficiência da estratégia de guarda para a medição de ligações delta.

## 7.4 Complementação do modelo

Como foi dito anteriormente, o modelo proposto se ajusta à maioria das medições de enrolamentos, mas não descreve todos os efeitos físicos do transformador. Em alguns casos (a medição de enrolamentos de alta tensão, por exemplo) ocorrem novas frequências de ressonância, fruto de geometrias diferenciadas de construção. Nestas situações pode ser interessante a adição de um ou mais ramos RLC série ao modelo para contemplar as diversas ressonâncias. Como exemplo, a figura 7.11 mostra a adição de um ramo composto por  $R_3$ ,  $L_3$  e  $C_3$ .

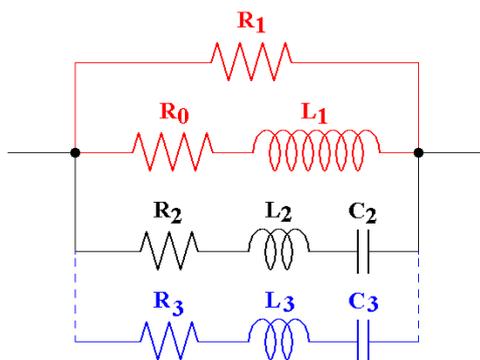
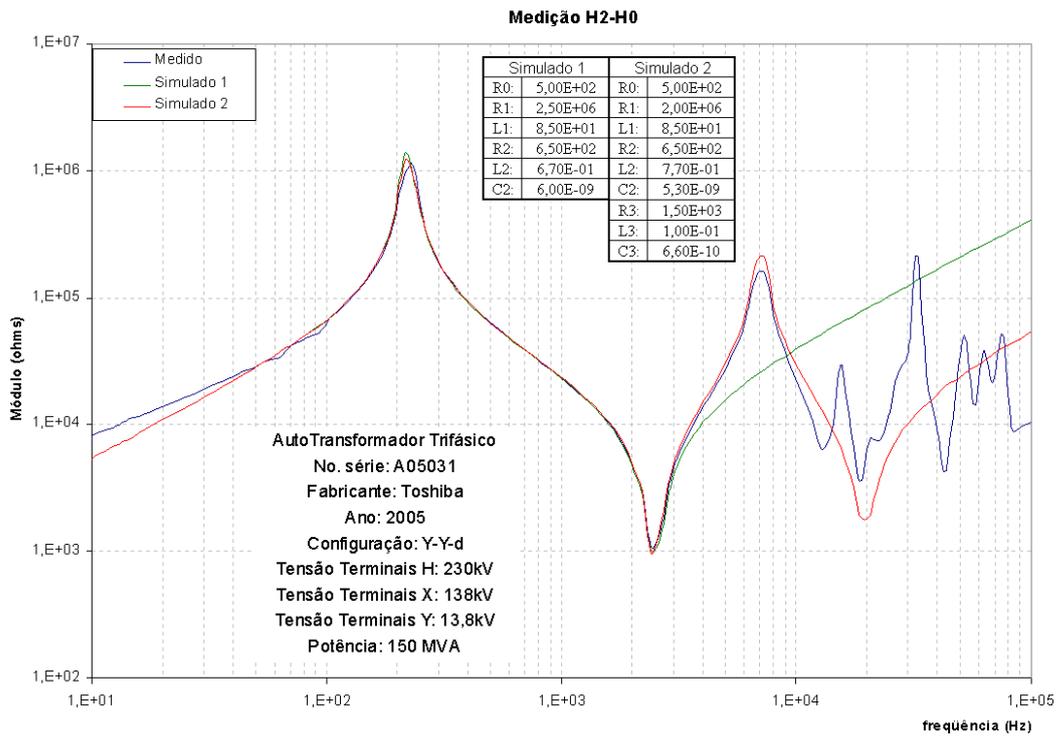


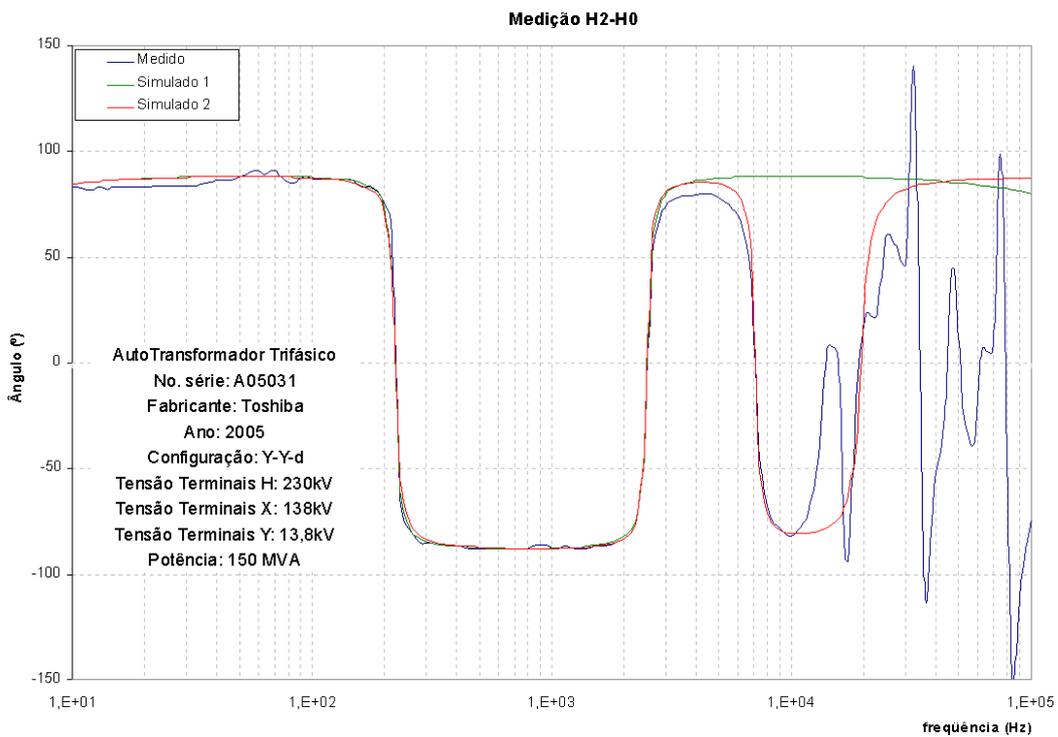
Figura 7.11: Complementação do modelo proposto para casos específicos.

O quarto caso em estudo neste trabalho apresenta um exemplo de complementação de modelo, para a medição de um auto-transformador trifásico, três enrolamentos ligados em Y-Y-d, 230kV/138kV/13,8kV, potência de 150MVA. A figura 7.12 apresenta dois ajustes para a medição do enrolamento H2-H0 (230kV), utilizando o modelo básico (simulação 1) e o estendido (simulação 2) com um ramo série adicional.

De acordo com a figura 7.12, os dois modelos se comportam de forma similar para as duas primeiras frequências de ressonância. O novo ramo série no modelo estendido acrescentou duas frequências de ressonância à simulação, em 7kHz e 20kHz, que melhorou o ajuste da medição realizada. Mas, por outro lado, aumentou-se a complexidade da tarefa de estimação, já que alguns parâmetros têm ordem de grandeza próximos ( $C_2$  e  $C_3$ ,  $L_2$  e  $L_3$ ) e se tornam mais dependentes uns dos outros.



(a)



(b)

Figura 7.12: Ajuste dos parâmetros dos modelos para a medição H2-H0: (a) Módulo; (b) Ângulo.

Como dito anteriormente, o modelo proposto não descreve totalmente os fenômenos. No caso apresentado, a medição a partir de 10kHz não coincide com os ajustes dos modelos, como mostra a figura 7.12. Essa parcela da medição poderia ser modelada aumentando-se o número de parâmetros do modelo, mas implicaria numa análise de elevada complexidade. Em pesquisas futuras será necessário avaliar a relevância dos fenômenos, modelados ou não, para os estudos de diagnóstico.

---

Neste capítulo foram apresentados estudos de caso de medições da assinatura em frequências de transformadores. O trabalho visou escolher transformadores com potências, tensões nominais e fabricantes diferentes uns dos outros para que as análises pudessem ser abrangentes. Além disso, o sistema desenvolvido foi testado para a medição de um universo extenso de equipamentos. A avaliação do sistema foi positiva e ele poderá ser aplicado em praticamente todo o parque de transformadores do Brasil.

O capítulo também apresentou outro resultado alcançado pela pesquisa: a proposição de um modelo para descrever o comportamento dos enrolamentos no domínio da frequência. O modelo foi confrontado com os dados de medição e, apesar de não representar todos os fenômenos, ajustou-se bem ao comportamento do transformador.



# Capítulo 8

## Conclusões

Este trabalho concentrou-se na medição do comportamento em frequência de transformadores de potência. Além disso, propôs um modelo que representa os enrolamentos do transformador no domínio da frequência.

Apesar de existirem sistemas de medição voltados a essa aplicação disponíveis no mercado, observou-se que eles possuíam limitações que impediam a obtenção de resultados abrangentes e confiáveis. Então optou-se por desenvolver um sistema que reunisse algumas características desejáveis como amplas faixas de medição, automatismo do processo e possibilidade de uso em campo.

Para o desenvolvimento do sistema, foi escolhida a técnica de Ponte Auto-Balanceada para a medição da resposta em frequência. Esta decisão foi tomada porque, além de possuir as características desejáveis, este método oferece vantagens adicionais como facilidade na mudança de faixas e o terminal de guarda.

### 8.1 Resultados alcançados

O sistema desenvolvido mostrou-se eficiente, dentro do que foi proposto. Possui faixa de frequência que vai de 10Hz a 10MHz e faixa de medição de 100m $\Omega$  a 10M $\Omega$ , que parecem bem adequados à medição de transformadores de potência até 230kV. Seu automatismo faz a medição em um tempo razoavelmente pequeno, em média 5 minutos para 100 pontos. O automatismo contribui também para uma rejeição de ruído eficiente, aplicando filtros aos sinais adquiridos e controlando as faixas do módulo de Ponte Auto-Balanceada.

Com base nos estudos de caso apresentados, foi proposto um modelo de circuito equivalente para a representação dos enrolamentos. Este modelo se ajusta bem às medições realizadas e descreve os fenômenos físicos principais dos enrolamentos. Existe uma pequena ressalva para os enrolamentos de transformador trifásico, onde ocorrem interferências cruzadas, e o pico da ressonância não corresponde à curva ajustada.

A estratégia de guarda mostrou-se eficiente em “separar” as medições de enrolamentos ligados em delta. O mesmo **não** se confirmou para o tanque, pois o uso do terminal guarda não mostrou alterações significativas. Em contrapartida, nesta última situação, observou-se uma menor incidência de ruídos nos sinais medidos, devido à blindagem do tanque.

## 8.2 Proposta para pesquisas futuras

Uma linha de continuidade deste trabalho é a pesquisa de diagnóstico de faltas propriamente dita. O sistema desenvolvido poderá ser utilizado para registrar a evolução das assinaturas de um transformador em diversos estados de deformação de seus enrolamentos. Assim, poderia-se determinar quais os efeitos observáveis para cada tipo de falta mecânica.

Dentro deste raciocínio, o modelo apresentado neste trabalho poderá servir para qualificar e quantificar as alterações mecânicas. Deverão ser estudados quais parâmetros são mais afetados por cada tipo de falta e, assim, poderia-se estabelecer critérios objetivos de decisão no diagnóstico.

Outra linha de continuidade, que poderá ser realizada em paralelo com a primeira, é a melhoria do sistema de medição. Por exemplo, é necessário definir os cabos e conectores de ligação que tenham menor influência nos resultados da medição. Outro ponto importante é a escolha da tensão aplicada que poderia melhorar a sensibilidade da medição.

Existe um forte interesse das concessionárias de energia em sistemas *on-line*, ou seja, que possam ser aplicados na operação normal do transformador, sem o inconveniente de desligá-lo. Na obtenção da assinatura em frequência, isto seria possível retomando-se o estudo das técnicas de medição no domínio do tempo. Portanto, mesmo possuindo algumas limitações, essas técnicas são uma importante fonte de pesquisa no assunto.

# Referências Bibliográficas

- [1] AGUIRRE, L. A. *Introdução à identificação de sistemas - Técnicas lineares e não lineares aplicadas a sistemas reais*. Editora UFMG, Belo Horizonte, segunda edição, 2004.
- [2] AKÇAY, H. e ISLAM, S. M. *Subspace-based identification of power transformer models from frequency response data*. IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, volume 48, nº 3, págs. 700–704, junho 1999.
- [3] ALFUHAID, A. S. *Frequency characteristics of single-phase two-windings transformers using distributed-parameter modeling*. IEEE Trans. on Power Delivery, volume 16, nº 4, págs. 637–642, outubro 2001.
- [4] BAK-JENSEN, J., BAK-JENSEN, B., MIKKELSEN, S. D. e JENSEN, C. G. *Parametric identification in potential transformer modelling*. IEEE Trans. on Power Delivery, volume 7, nº 1, págs. 70–76, janeiro 1992.
- [5] BRANCO, G., FILHO. *Dicionário de termos de manutenção, confiabilidade e qualidade*. Ciência Moderna, Rio de Janeiro, 2000.
- [6] CHEN, C. T. *Linear System - Theory and Design*. Oxford University Press, terceira edição, 1999.
- [7] CHIMKALI, S. e MARTI, J. R. *Simplified three-phase transformer model for electromagnetic transients studies*. IEEE Trans. on Power Delivery, volume 10, nº 3, págs. 1316–1325, julho 1995.
- [8] DICK, E. P. e ERVEN, C. C. *Transformer diagnostic testing by frequency response analysis*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, volume 97, nº 6, págs. 2144–2144, 1978.

- [9] FESER, K., CHRISTIAN, J., LEIBFRIED, T., KACHLER, A., NEUMANN, C., SUNDERMANN, U. e LOPPACHER, M. *The transfer function method for detection of winding displacements on power transformers after transport, short circuit or 30 years of service*. Relatório Técnico E 1-97, Haefely Test AG - High Voltage Division, 2000.
- [10] HASMAN, T., KVASNICKA, V. e TOTEV, J. *Sensitivity of methods for diagnostics of power transformer windings*. In *IEE High Voltage Engineering Symposium*. agosto 1999.
- [11] ISLAM, S. M. *Detection of shorted turns and winding movements in large power transformers using frequency response analysis*. In *Power Engineering Society Winter Meeting*, volume 3, págs. 2233–2238. janeiro 2000.
- [12] ISLAM, S. M., COATES, K. M. e LEDWICH, G. *Identification of high frequency transformer equivalent circuit using matlab from frequency domain data*. In *IEEE Industry Applications Society - Annual Meeting*. New Orleans, Louisiana, USA, outubro 1997.
- [13] ISLAM, S. M. e LEDWICH, G. *Location transformer faults through sensitivity analysis of high frequency modeling using transfer function approach*. In *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. Montreal, Quebec, Canada, junho 1996.
- [14] JAYASINGHE, J. A. S. B., WANG, Z. D., JARMAN, P. D. e DARWIN, A. W. *Investigations on sensitivity of fra technique in diagnosis of transformer winding deformations*. In *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. Indianapolis, USA, setembro 2004.
- [15] KEYHANI, A., TSAI, H. e SEBO, S. *Modelling and parameter estimation of power transformers for the study of high frequency system transients*. In *The 32nd Midwest Symposium on Circuits and Systems*, volume 1, págs. 258–264. Champaign, Illinois, USA, agosto 1989.
- [16] KIM, J. W., PARK, B., JEONG, S. C., KIM, S. W. e PARK, P. *Fault diagnosis of a power transformer using an improved frequency-response analysis*. *IEEE Trans. on Power Delivery*, volume 20, nº 1, págs. 169–178, janeiro 2005.

- 
- [17] KUFFEL, E., ZAENGL, W. S. e KUFFEL, J. *High Voltage Engineering - Fundamentals*. Butterworth-Heinemann, segunda edição, 2000.
- [18] LIPO, T. A. *Introduction to AC Machine Design*, volume 1. Wisconsin Power Electronics Research Center, 1996.
- [19] LIU, Y., SEBO, S. A. e WRIGHT, S. E. *A method for wide frequency range modeling of power transformers and rotating machines*. IEEE Trans. on Power Delivery, volume 8, nº 1, págs. 66–72, janeiro 1993.
- [20] MARTÍN, J. C. *Teoría, Cálculo y Contrucción de Transformadores*. Editorial Labor, S. A., quinta edição, 1969.
- [21] OKADA, K. e SEKINO, T. *The Impedance Measurement Handbook - A Guide to Measurement Technology and Techniques*, dezembro 2003.
- [22] OLIVEIRA, O. B., CERQUEIRA, W. R., ROCHA, A. C. O. e MENDES, J. C. *Medições de ressonâncias em transformadores de potência*. In XIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belém - PA, Brasil, 1997.
- [23] RYDER, S. A. *Diagnosing transformer faults using frequency response analysis*. IEEE Electrical Insulation Magazine, volume 19, nº 2, págs. 16–22, 2003.
- [24] SOYSAL, A. O. *A method for wide frequency range modeling of power transformers and rotating machines*. In IEEE Power Engineering Society - Transmission and Distribution Conference, págs. 560–566. 1991.
- [25] SOYSAL, A. O. e SEMLYEN, A. *Practical transfer function estimation and its application to wide frequency range representation of transformers*. IEEE Trans. on Power Delivery, volume 8, nº 3, págs. 1627–1637, julho 1993.
- [26] SWEETSER, C. e MCGRAIL, T. *Sweep frequency response analysis - transformer applications*. Relatório técnico, Doble Engineering Company, abril 2003.
- [27] VAESSEN, P. T. M. e HANIQUE, E. *A new frequency response analysis method for power transformers*. IEEE Trans. on Power Delivery, volume 7, nº 1, págs. 384–391, 1992.
-

- 
- [28] WANG, M., VANDEMAAR, A. J. e SRIVASTAVA, K. D. *Transformer winding movement monitoring in service - key factors affecting fra measurements*. IEEE Electrical Insulation Magazine, volume 20, nº 5, págs. 5–12, setembro 2004.
- [29] WINDERS, J. J., JR. *Power Transformers - Principles and Applications*. Marcel Dekker, Inc., 2002.
- [30] XIAOWEI, L. e QIANG, S. *Test research on power transformer winding deformation by fra method*. In *IEEE International Symposium on Electrical Insulation Materials*, págs. 837–840. novembro 2001.