

Universidade Federal de Santa Catarina
Centro de Blumenau
Departamento de Engenharia de
Controle, Automação e Computação



Eduard Hermes Anschau

Automação do Ensaio de Relação de Transformação em
Transformadores de Potência

Blumenau

2020

Eduard Hermes Anschau

Automação do Ensaio de Relação de Transformação em Transformadores de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Engenheiro de Controle e Automação.
Orientador: Prof. Dr. Ciro André Pitz

Universidade Federal de Santa Catarina
Centro de Blumenau
Departamento de Engenharia de
Controle, Automação e Computação

Blumenau
2020

Eduard Hermes Anschau

Automação do Ensaio de Relação de Transformação em Transformadores de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Controle e Automação.

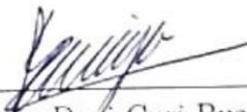
Comissão Examinadora



Prof. Dr. Ciro André Pitz
Universidade Federal de Santa Catarina
Orientador



Prof. Dr. Adriano Péres
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Dr. Tiago Davi Curi Busarello
Universidade Federal de Santa Catarina

Blumenau, 6 de fevereiro de 2020

Dedico este trabalho a todos aqueles que, de alguma forma,
auxiliaram para a concretização desta etapa.

Agradecimentos

A trajetória acadêmica que me dispus a seguir está prestes a findar e tenho muito a agradecer às pessoas que foram essenciais nesse percurso.

Primeiramente, agradeço à minha família, o elemento mais importante da minha história. Devo honras aos meus pais, Genésio e Jaqueline, ao meu irmão Martin, aos meus avós Mário e Isolde, à tia Carine e aos tios Gilberto e Gilmar, e à namorada Débora, a qual considero como parte da família. Todos vocês têm infinito valor para mim.

Mais especificamente no caminho universitário, faz-se obrigatório celebrar a família de amigos que integrei, especialmente ao Abiel, André, Christian, Dinse, Ricardo (a ordem aqui é somente alfabética, não de importância) e ao Martin, que é amigo igualmente, apesar de irmão. Todos os mencionados neste parágrafo já são um sucesso: pessoas de alta inteligência, índole, humildade, disciplina e bondade. Vocês estão prontos e saberão exatamente o que fazer daqui para frente. O mundo precisa de pessoas como vocês.

Não menos importante, na esfera acadêmica, é mandatório mencionar todos os professores que se fizeram presentes nesta jornada. Em especial e dado o momento em que me encontro, agradeço o Ciro André Pitz, por fazer um excelente trabalho de orientação deste TCC.

Por fim, agradeço os colegas de trabalho que tive na WEG, gerente Gustavo, chefe Sérgio, Edésio, Gilmar, Bernard, Deivid, Adriano, Joni e inspetor Bruno. Menção especial ao Ivaldo, que faleceu e foi o inspetor mais legal que conheci. Deixa imensa saudade.

“Nada é mais bem distribuído que o senso comum: ninguém pensa que precisa mais do que realmente já tenha.”

René Descartes

Resumo

Este trabalho descreve o projeto e implementação de um sistema automático de medição para o ensaio de relação de transformação em transformadores de potência, na empresa WEG Transmissão e Distribuição. Inicialmente são apresentados os fundamentos teóricos acerca dos transformadores de potência, assim como são expostos trabalhos relacionados à automação de ensaios e monitoramento de variáveis de transformadores. São apresentados os requisitos a serem cumpridos pelo sistema de medição, visando atender as normas de referência e manuais técnicos dos equipamentos utilizados. São discutidos os modos com que o ensaio de relação de transformação é realizado antes e após a implementação do sistema de medição proposto. Além disso, o projeto do sistema de medição é caracterizado a partir do detalhamento dos componentes de *software* e *hardware* utilizados, tais como as linguagens de programação utilizadas, a integração entre *software* e *hardware* e a lógica desenvolvida para execução autônoma do ensaio. Por fim, são discutidos os resultados da implementação do projeto, os quais mostram que o sistema de medição proposto é bem sucedido nos âmbitos técnico, financeiro e de satisfação dos técnicos de ensaio da WEG.

Palavras-Chave: 1. Ensaio Elétrico. 2. Transformadores de Potência. 3. Automação Industrial. 4. LabVIEW. 5. Sistema de Medição.

Abstract

This work describes the design and implementation of an automatic measurement system for the transformer-turns-ratio test at the WEG Transmission and Distribution company. Initially, the theoretical foundations about power transformers are presented, and the works related to test automation and monitoring of power transformers variables are discussed. The requirements of the measurement system are presented, which are specified in order to attend the reference standards and technical manuals. The transformer-turns-ratio test is described before and after the implementation of the proposed measurement system. Moreover, the design of the proposed measurement system is described in terms of software and hardware aspects, such as the programming languages used, the integration between software and hardware, and the logic developed for the autonomous test execution. Finally, the results obtained after the project implementation stage are discussed, which show that the proposed measurement system is technically and financially successful. In addition, the results obtained prove that the project is successful in terms of the satisfaction provided to WEG transformer test technicians.

Keywords: 1. Electrical Tests. 2. Power Transformers. 3. Industrial Automation. 4. LabVIEW. 5. Measurement System.

Lista de figuras

Figura 1 – Ilustração de transformador ideal.	27
Figura 2 – Representação elétrica equivalente de um transformador ideal operando a vazio considerando as não idealidades dos enrolamentos.	30
Figura 3 – Circuito magnético de um transformador real, monofásico e munido de dois enrolamentos.	31
Figura 4 – Ilustração do circuito equivalente de um transformador real.	32
Figura 5 – Diagrama fasorial para o transformador a vazio.	35
Figura 6 – Procedimento gráfico para determinação de onda da corrente de excitação. Em (a) há as curvas de tensão aplicada $e(t)$ e fluxo magnético $\varphi(t)$ e em (b), a curva de histerese do núcleo ferromagnético.	37
Figura 7 – Diagrama fasorial das tensões aplicadas a um transformador conectado em estrela.	38
Figura 8 – Transformador trifásico conectado em estrela-estrela.	39
Figura 9 – Diagrama fasorial para transformador conectado em triângulo.	39
Figura 10 – Transformador trifásico conectado em triângulo-triângulo.	40
Figura 11 – Transformador trifásico conectado em estrela-triângulo.	40
Figura 12 – Transformador trifásico conectado em triângulo-estrela.	41
Figura 13 – Influência do sentido do enrolamento na polaridade, em que φ é o fluxo magnético produzido pela corrente i_1 . Em (a), o sentido do enrolamentos é concordante e em (b), discordante.	42
Figura 14 – Polaridade de transformadores monofásicos. (a) polaridade subtrativa; (b) polaridade aditiva.	43
Figura 15 – Transformadores monofásicos de polaridades subtrativas conectados em paralelo.	44
Figura 16 – Conceituação de polaridade para transformadores trifásicos.	45
Figura 17 – Diagramas fasoriais dos enrolamentos de alta e baixa tensão.	45
Figura 18 – Diagramas resultantes para análise.	46
Figura 19 – Defasamento angular do transformador ligado em estrela-triângulo considerado.	46
Figura 20 – Estabelecimento das correntes de Foucault num núcleo magnético.	48
Figura 21 – Enrolamentos concêntricos: em a), o enrolamento de alta tensão é dividido em várias bobinas sobrepostas. Em b), o enrolamento de baixa tensão é subdividido em dois solenoides concêntricos.	50
Figura 22 – Enrolamento com bobina alternada.	51

Figura 23 – Conexão do TTR 2795 a transformadores monofásicos. À esquerda, o esquema simbólico corresponde a um transformador tradicional e, à direita, a um autotransformador.	63
Figura 24 – Circuito básico da medição de relação de transformação a partir de TTR.	68
Figura 25 – Parte frontal do TTR 2795.	72
Figura 26 – Padrão de cabos utilizados pelo TTR 2795.	74
Figura 27 – Arranjo adequado do cabeamento do TTR 2795 no âmbito do ensaio de relação de transformação.	74
Figura 28 – Visão do painel frontal do Electron IPTE, modelo 21, presente na WEG.	80
Figura 29 – Princípio de funcionamento do IPTE.	81
Figura 30 – PLC300 utilizado no sistema de automação do ensaio de relação de transformação.	82
Figura 31 – Princípio básico de operação do comutador de derivação em carga. . . .	83
Figura 32 – Interface do sistema Maestro.	86
Figura 33 – Seção de código responsável pela obtenção de características dos transformadores.	87
Figura 34 – Configuração das características do ensaio de relação.	87
Figura 35 – Configuração de idioma do AQTrafo.	88
Figura 36 – Detalhe do código de busca de configuração geral de idioma do AQTrafo.	88
Figura 37 – Seção de código correspondente à obtenção de traduções a partir de arquivo texto presente no diretório do AQTrafo.	89
Figura 38 – Seção de código correspondente à saída do termo traduzido.	89
Figura 39 – Código responsável pelo posicionamento dos itens de controle de usuário.	90
Figura 40 – Seção de código responsável pela comunicação com o PLC300.	91
Figura 41 – Interface de comunicação com o PLC300.	92
Figura 42 – Fluxograma de execução da modalidade automática do ensaio de relação de transformação.	93
Figura 43 – Fluxograma de execução da modalidade automática do ensaio de relação de transformação.	94
Figura 44 – Seção de código correspondente à comunicação com o <i>hardware</i> na etapa de verificação de posição de <i>tap</i> do transformador.	95
Figura 45 – Associação entre comutador sob carga, matriz de diodos e CLP.	98
Figura 46 – Transformador WEG utilizado para validação do sistema de medição. .	101
Figura 47 – Cabo de comunicação USB proveniente do TTR 2795 (à esquerda na imagem) conectado ao computador do setor de ensaios da WEG (à direita na imagem).	102
Figura 48 – Rolos de cabo para o ensaio de relação de transformação feito a partir do TTR 2795.	102

Figura 49 – Cabos de aplicação de tensão do TTR 2795 conectados aos terminais de alta tensão do transformador.	103
Figura 50 – Cabos de medição do TTR 2795 conectados aos terminais de baixa tensão do transformador.	103
Figura 51 – Interface de configuração do sistema de medição.	104
Figura 52 – Interface de operação do sistema de medição.	104
Figura 53 – Resultados da medição para os primeiros 17 pontos de medição do ensaio.	105
Figura 54 – Resultados da medição para os últimos 16 pontos de medição.	105
Figura 55 – Resultados da medição de deslocamento angular e corrente de excitação para os 17 primeiros pontos de medição.	106
Figura 56 – Resultados da medição de deslocamento angular e corrente de excitação para os 16 últimos pontos de medição.	106
Figura 57 – Resultados de medição para o ensaio simulado.	108
Figura 58 – Interface do sistema ENS operando na seção Item de Ensaio.	110

Lista de tabelas

Tabela 1 – Principais normas aplicáveis aos transformadores de potência.	25
Tabela 2 – Coeficiente de Steimmetz para diferentes materiais ferromagnéticos. . .	48
Tabela 3 – Valores inseridos na configuração do equipamento TTR.	62
Tabela 4 – Configuração do cabeamento do TTR para ensaio de relação de transformação em transformador trifásico.	63
Tabela 5 – Configuração do cabeamento do TTR para ensaios de relação de transformação em transformador trifásico.	64
Tabela 6 – Elementos do painel frontal do TTR 2795.	72
Tabela 7 – Precisão do TTR 2795 para medição de relação de transformação. . . .	73
Tabela 8 – Especificações de medição do TTR2795 para corrente de excitação. . .	73
Tabela 9 – Especificações de medição do TTR2795 para deslocamento angular. . .	73
Tabela 10 – Mensagens de erro definidas pelo sistema de comando remoto do TTR 2795.	76
Tabela 11 – Protocolos de comunicação.	91
Tabela 12 – Definição de comandos enviados ao endereço Modbus 8012 do PLC300.	95
Tabela 13 – Relações de transformação nominais do transformador sob ensaio. . . .	100
Tabela 14 – Condições ambientais de aplicação do ensaio de relação de transformação.	101
Tabela 15 – Valores medidos de corrente de excitação no ensaio de perdas em vazio.	107
Tabela 16 – Dados sobre a modalidade manual do ensaio de relação de transformação.	110
Tabela 17 – Dados sobre a modalidade automática do ensaio de relação de transformação.	111
Tabela 18 – Respostas dadas às cinco primeiras perguntas do questionário correspondente à pesquisa de satisfação.	113

Lista de Siglas e Abreviaturas

BCD	<i>Binary-Coded Decimal</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CAM	<i>Computer Aided Manufacturing</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CGS	<i>Centímetro–Grama–Segundo</i>
CIM	<i>Computer Integrated Manufacturing</i>
CLP	<i>Controlador Lógico Programável</i>
DCS	<i>Distributed Control System</i>
E/S	<i>Entrada/Saída</i>
FEM	<i>Força Eletromotriz</i>
FMS	<i>Flexible Manufacturing System</i>
GSM	<i>Global System for Mobile</i>
QMH	<i>Queued Message Handling</i>
SMS	<i>Short Message Service</i>
TCC	<i>Trabalho de Conclusão de Curso</i>
UFCG	<i>Universidade Federal de Campina Grande</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Importância dos transformadores de potência e dos ensaios de comissionamento	16
1.2	Objetivos do trabalho	17
1.3	Justificativa	18
1.4	Disposição geral do documento	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1	Transformadores de potência	20
2.1.1	Histórico	20
2.1.2	Definição	22
2.1.3	Normas Técnicas Aplicáveis	24
2.1.4	Princípio de funcionamento	26
2.1.4.1	Transformador ideal e relação de transformação teórica	26
2.1.4.2	Relação de transformação prática	29
2.1.5	Transformador real	31
2.1.5.1	Relação de transformação	31
2.1.5.2	Perdas	33
2.1.5.3	Corrente de excitação	34
2.1.6	Relação de transformação para transformadores trifásicos	37
2.1.6.1	Ligação estrela-estrela	38
2.1.6.2	Ligação triângulo-triângulo	39
2.1.6.3	Ligação estrela-triângulo	40
2.1.6.4	Ligação triângulo-estrela	41
2.1.7	Polaridade de transformadores monofásicos	41
2.1.7.1	Marcação dos terminais	43
2.1.8	Polaridade e defasamento angular de transformadores trifásicos	44
2.1.9	Aspectos construtivos	46
2.1.9.1	Núcleo	47
2.1.9.2	Núcleo do tipo envolvido	49
2.1.9.3	Núcleo do tipo envolvente	49
2.1.10	Tipos de enrolamentos	49
2.1.10.1	Enrolamentos concêntricos ou tubulares	50
2.1.10.2	Enrolamento com bobina alternada ou de discos	51
2.2	Sistema de isolamento	51

2.2.1	Óleo isolante	52
2.2.2	Isolamento sólido	52
2.2.3	Tanque	53
2.3	Ensaio Elétricos de Transformadores	53
2.3.1	Ensaio de rotina	54
2.3.1.1	Resistência elétrica dos enrolamentos	54
2.3.1.2	Ensaio de medição da impedância de curto circuito e das perdas em carga	54
2.3.1.3	Ensaio de medição de perdas em vazio e corrente de excitação	55
2.3.1.4	Ensaio de relação de transformação	56
2.3.2	Trabalhos relacionados ao monitoramento das variáveis e automação dos ensaios	57
3	SISTEMA PROPOSTO	61
3.1	Descrição do ensaio	61
3.1.1	Ensaio realizado de forma manual	61
3.1.2	Ensaio realizado de forma automática	64
3.2	Requisitos do sistema de medição	66
3.2.1	Definições	67
3.2.1.1	Relação entre espiras e relação entre tensões	67
3.2.1.2	Tensões e relações de transformação da placa de identificação do transformador	67
3.2.2	Medição de tensão alternada e relação entre tensões	67
3.2.2.1	Considerações sobre frequência, formas de onda e derivação de tensão	68
3.2.2.2	Tolerâncias e incertezas	69
3.2.3	Corrente de excitação	69
3.2.4	Polaridade e deslocamento angular	70
3.3	Projeto do sistema de medição	71
3.3.1	Hardware	71
3.3.1.1	TTR 2795	71
3.3.1.2	Electron IPTE	80
3.3.1.3	PLC300	81
3.3.1.4	Comutador sob carga	82
3.3.2	Software	84
3.3.2.1	Considerações sobre a programação LabVIEW	84
3.3.2.2	<i>Software</i> AQTrafo	85
3.3.2.3	Pesquisa de materiais no sistema Maestro	86
3.3.2.4	Tradução de termos	87

3.3.2.5	Posicionamento dos objetos de controle da interface de usuário . . .	90
3.3.2.6	Comunicação com os equipamentos	90
3.3.2.7	Programa de execução do ensaio	92
3.3.2.8	Monitoramento e comutação de <i>taps</i> a partir do CLP	97
4	RESULTADOS	100
4.1	Resultados técnicos	100
4.1.1	Cenário 1: ensaio em um transformador real	100
4.1.1.1	Montagem física do sistema de ensaio	101
4.1.1.2	Operação do sistema de medição	104
4.1.1.3	Discussão dos resultados de medição para relação de transformação e deslocamento angular	106
4.1.1.4	Discussão dos resultados de medição para corrente de excitação .	107
4.1.2	Cenário 2: ensaio simulado	108
4.1.3	Vantagens apresentadas pelo sistema proposto	108
4.2	Resultados financeiros	109
4.2.1	Custos de operação	109
4.2.2	Prazo de retorno de investimento	111
4.3	Pesquisa de satisfação	111
5	CONCLUSÕES	115
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
A	CÓDIGO PARA COMUNICAÇÃO COM O TTR 2795	120
B	CÓDIGO PARA COMUNICAÇÃO COM O IPTE	121

1 Introdução

No decurso dos comentários apresentados nesta seção, a problemática envolvendo o tema de estudo será delineada. A Seção 1.1 discorre brevemente sobre a importância dos transformadores de potência, bem como discute sobre os ensaios de comissionamento realizados para atestar a qualidade dessas máquinas antes de entrarem em regime operacional. Na Seção 1.2 são apresentados os objetivos do trabalho, sendo que as motivações que levaram ao estudo em questão são dispostas na Seção 1.3. A organização do trabalho de conclusão de curso (TCC) é descrita na Seção 1.4.

1.1 Importância dos transformadores de potência e dos ensaios de comissionamento

O progresso das atividades humanas está estreitamente relacionado à presença e ao aperfeiçoamento da energia elétrica. As proporções continentais de nosso país e a necessidade cada vez mais urgente da independência de fontes de energia fóssil, tornam o transformador um item vital à esfera energética. Dentre os diversos equipamentos que constituem os sistemas elétricos, o transformador de potência possui acentuada importância, haja vista que seu funcionamento permite a obtenção de tensão elétrica em níveis adequados à transmissão de energia e ao funcionamento de uma vasta gama de equipamentos elétricos. Graças a esse equipamento, o transporte de energia e a substituição do petróleo por processos eletrotérmicos são economicamente viáveis.

O transformador pode ser definido, de maneira sintética, como uma máquina elétrica estática, de construção simples e rendimento elevado [1], capaz de alterar os níveis de tensão e corrente elétrica de um circuito a outro, mantendo aproximadamente constante a potência elétrica e transformando também a impedância elétrica de um circuito. A energia elétrica entregue ao consumidor residencial transita, em média, por ao menos quatro transformadores antes que chegue às nossas residências. Nos últimos cem anos uma substancial indústria global foi erguida para fornecer transformadores em grande quantidade com o intuito de satisfazer as necessidades das companhias concessionárias no que se refere à aquisição de equipamentos ainda mais potentes, eficientes e viáveis financeiramente, tendo que suportar a expectativa e a demanda cada vez mais crescentes dos consumidores. Boa parte da tecnologia empregada nos transformadores é bastante antiga, mas as ferramentas de desenvolvimento e técnicas de manufatura estão em constante mudança e, como consequência, a qualidade e a capacidade dos produtos finais estão em constante evolução [2]. Além de serem equipamentos fundamentais em um sistema elétrico de potência, os transformadores representam uma fração significativa dos investimentos realizados

para a implantação desse sistema [3]. Complementarmente, no que concerne à empresa fabricante dessas máquinas, todo o sistema de concepção dos transformadores, sejam eles de distribuição ou de alta potência, movimenta um capital exorbitante.

Assim, por desempenhar um papel de tamanha importância à conjuntura energética mundial, bem como envolver elevadas somas financeiras, do setor privado ao setor público, é imprescindível que a estrutura de Engenharia da Qualidade das fabricantes atuem no sentido de reduzir custos associados ao seu ciclo de vida, garantindo igualmente a sua confiabilidade e durabilidade. Enfatiza-se, dentre os custos que são inerentes ao ciclo de vida de transformadores, os gastos com manutenção, substituição e remanejamentos. Posto isso, o acompanhamento e o monitoramento das condições operativas e das condições de funcionamento dos acessórios dos transformadores - atividades pertinentes à estrutura da qualidade do produto - devem assumir papéis de protagonismo nas empresas do setor de transmissão e distribuição de energia.

Tem-se que, no âmbito da qualidade, para um Transformador de Potência entrar em operação comercial, é necessária a realização de testes que possam comprovar a sua integridade com relação à operabilidade e seu comportamento operando em regime permanente. Esses testes são denominados ensaios de comissionamento, onde são diagnosticadas possíveis falhas no transformador, as quais podem ocasionar, se não tratadas, e em casos críticos, a perda total do transformador e dos equipamentos adjacentes pertencentes a determinado sistema elétrico, acarretando em prejuízos no que se refere à reposição de novos equipamentos, juntamente com o agravo gerado pela eventual inatividade de parte do sistema. Os ensaios de comissionamento consistem na aplicação integrada de um conjunto de técnicas e procedimentos de engenharia para verificar, inspecionar e testar cada componente dos transformadores [4]. As atividades de comissionamento, no seu sentido mais amplo, são aplicáveis em todas as fases do empreendimento, desde o projeto básico e detalhado, suprimento, diligenciamento, construção, montagem, até a entrega da unidade ao cliente final, passando, muitas vezes, por uma fase de operação assistida, a qual normalmente é realizada com o acompanhamento de inspetores da empresa cliente. Dessa forma o Comissionamento, ou ensaios e testes pré-operacionais, nos fornece dados que irão garantir que o equipamento funcionará da forma para a qual foi projetado, ou seja, mantendo as características principais de fabricação [4]. Em específico, no caso dos transformadores, as atividades de comissionamento correspondem à verificação das funcionalidades de um transformador antes que ele seja instalado em campo, tais como os ensaios estabelecidos por normas, transporte, recebimento, armazenagem e instalação.

1.2 Objetivos do trabalho

Fundamentando-se nas prerrogativas expostas anteriormente, o Departamento de Qualidade da WEG Transmissão e Distribuição, de Blumenau, empresa onde as atividades

do presente trabalho são desenvolvidas, tem se deparado com grande volume de serviço devido à alta na demanda fabril no que diz respeito a produção de transformadores de potência. Além disso, o cenário industrial vigente trata como indispensável o investimento em recursos tecnológicos e a automação dos processos, os quais impactam positivamente sobre a capacidade competitiva de uma corporação. Surgiu, portanto, a necessidade de uma solução ao aprimoramento das atividades de comissionamento que preconiza a minimização dos tempos e custos operacionais alusivas aos ensaios de transformadores. À vista dessa circunstância, uma das medidas tomadas pelo Departamento de Qualidade corresponde ao investimento na automatização dos procedimentos de ensaio dos transformadores elétricos.

O primeiro passo exercido pelo Departamento de Qualidade, portanto, foi o de abordar os testes de rotina triviais que devem ser realizados em todas máquinas, os quais são os ensaios de relação de transformação, resistência elétrica dos enrolamentos, perdas em carga e perdas em vazio. Nesse sentido, em sua forma mais geral, o objetivo deste trabalho de conclusão de curso é a análise e o desenvolvimento de um sistema de automação para o ensaio de relação de transformação de transformadores de potência. Objetivos adicionais podem ser elencados da seguinte forma:

1. Pesquisar e redigir detalhadamente, em âmbito teórico, o funcionamento de transformadores elétricos e o ensaio de relação de transformação, bem como justificar a elaboração do projeto.
2. Definir os instrumentos de aquisição e atuação empregados para fins de automação e explicá-los minuciosamente.
3. Estruturar e desenvolver a lógica de acionamento e coleta de dados, bem como as linguagens de programação utilizadas.
4. Validar o sistema de automação através de testes simulados e testes com transformadores reais.
5. Elaborar comparações entre o estado atual do ensaio (sem automação) e o estado posterior à automação.

1.3 Justificativa

O ensaio de relação de transformação tem como finalidade verificar o valor da relação de transformação de um transformador elétrico.

Especificamente no caso da WEG, a relação de transformação é obtida a partir do equipamento Tettex TTR 2795, o qual emprega o mecanismo do transformador de referência de relação variável. Além da relação de transformação, tal equipamento possibilita

mensurar as seguintes características: polaridade, deslocamento angular e sequenciamento de fases. Assim, é apropriado enunciar que, operando com o equipamento mencionado, o ensaio de relação de transformação apresenta múltiplas funcionalidades no que concerne à quantidade de atributos de transformador sensorizados.

No entanto, a realização de ensaios em transformadores elétricos concebe-se, nos laboratórios da WEG Transmissão e Distribuição, de forma manual ou semiautomática. Ademais, a empresa se situa em regime crescente de demanda por essas máquinas. Logo, pois, a automatização dos procedimentos de qualidade faz-se necessária para redução do tempo de permanência dos transformadores no chão de fábrica, visando a política de contração de custos e minimização de erros operacionais por parte dos técnicos responsáveis pelos ensaios elétricos. Com a automação implementada por este trabalho, busca-se impacto positivo no que diz respeito à minimização das probabilidades de atraso no prazo de entrega dos transformadores para empresas clientes, reduzindo a ocorrência de multas e aumentando a confiabilidade da corporação no mercado. Para mais, é esperado que os impactos deste trabalho contribuam no que se refere à transferência de mão de obra para outras atividades durante a realização do ensaio, devido ao fato de que a automação possibilitará maior liberdade ao corpo técnico responsável pelas inspeções.

1.4 Disposição geral do documento

Este trabalho se encontra dividido em seis capítulos, a contar com a seção introdutória, desenvolvida no presente capítulo. Os assuntos abordados por cada um deles são descritos a seguir. O Capítulo 2 se refere à fundamentação teórica do presente trabalho e no Capítulo 3 são apresentados os materiais e o método proposto para este trabalho. Os resultados são apresentados no Capítulo 4. Por fim, o Capítulo 5 se destina à conclusão do trabalho, assim como dispõe ideias para trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Transformadores de potência

2.1.1 Histórico

Nos primórdios da indústria da eletricidade a energia elétrica era distribuída somente em baixa tensão e em corrente contínua para poucos consumidores, os quais deveriam estar situados próximos às fontes de geração. Com o uso de fontes de tensão contínua, o alto custo envolvido na alternância entre níveis de tensão distintos tornava inviável a transmissão de energia em alta tensão [5].

As bases teóricas para a criação dos transformadores como são vistos hoje remontam ao ano de 1831, quando Michael Faraday descobriu que a variação no fluxo eletromagnético vinculado a um circuito induz uma diferença de potencial ou força eletromotriz nesse circuito [6]. O aparato que possibilitou essa descoberta consistia de duas bobinas isoladas e um núcleo fechado de metal - elementos básicos para a concepção de um transformador [7]. Um ano depois (1832), Joseph Henry descobriu o conceito de indutância mútua que se baseia na concepção de que quando há uma interrupção na passagem de corrente elétrica em uma bobina, a variação rápida do fluxo magnético resultante gera uma tensão relativamente alta em seus terminais [2]. Em 1836, Nicolas Callan elevou o nível de tensão que era gerado, com a tecnologia convencional da época, utilizando um conversor de duas bobinas. Com seu dispositivo, uma corrente intermitente gerada por uma bateria circulava sobre uma bobina “primária” de poucas espiras e gerava uma alta tensão nos terminais de uma bobina “secundária”, que possuía um número maior de espiras. O núcleo desse equipamento era construído com um metal bastante dúctil e era não-fechado [2]. Em 1838, Charles J. Page, nos EUA e, em 1842, Antoine Masson na França, já conseguiam gerar muitos kilovolts fabricando um dispositivo semelhante ao desenvolvido por Callan. Essa era a primeira geração dos chamados *spark inductors* (ou indutores de faísca). Em 1853, Henrich Daniel Ruhmkorff fez uma progressão na característica de isolamento e no dispositivo de vibração desses indutores. Tem-se, de fato, que os indutores de faísca eram transformadores de alta tensão, no entanto, não fugiam da definição de dispositivos baseados em corrente contínua. Adicionalmente, esses equipamentos contribuíram mais para a tecnologia de produção dos transformadores do que em seus aspectos teóricos [2]. Em 1882, Lucien Gaulard, da França, e o inglês John Dixon Gibbs, patentearam um sistema de distribuição de energia que usava corrente alternada com dispositivos de indução de duas bobinas ligadas por um núcleo de ferro aberto. Em 1884, dispositivos, agora conhecidos como geradores secundários, foram usados no primeiro sistema de distribuição de corrente alternada para iluminar uma seção

de doze quilômetros do metrô de Londres. Enquanto isso, na Itália, todas as estações da linha ferroviária Torino-Lanzo eram equipadas com iluminação elétrica, a lâmpada mais distante situada a 40 km do gerador de 2000 Volts, operando nas frequências de 133 Hz. Em meados da década de 1880, as principais falhas deste dispositivo estavam se tornando evidentes: alta relutância do circuito magnético ferro-ar, uma pequena área seccional do núcleo de ferro, o fraco isolamento entre as espiras que não permitia tensões operacionais suficientemente altas e a baixa relação entre as bobinas primária e secundária. Nos anos seguintes aos esquemas experimentais em Londres e Turim, Gaulard ficou convencido da utilidade do uso de um núcleo de ferro fechado. Ele construiu um gerador secundário consistindo em dois geradores (como na geração anterior) lado a lado, mas desta vez com um único núcleo criado ao conectar as extremidades superior e inferior dos dois núcleos lineares anteriores. Com esse arranjo, foi possível construir geradores com potência de 1 kW ou mais. No entanto, as evoluções nessa área devem-se muito a Gaulard e Gibbs por sua invenção inovadora, que é considerada o primeiro passo importante para a invenção do transformador [2]. Tiveram que se passar 54 anos do descobrimento de Michael Faraday, no entanto, para que fossem criados transformadores de potência e redes de distribuição de energia munidas de transformadores similares aos que conhecemos hoje [7]. Os primeiros transformadores industriais foram construídos por três jovens engenheiros húngaros, Károly Zipernowsky, Ottó Bláthy e Miksa Déri, e apresentados em público na Exposição Nacional em Budapeste com considerável sucesso [7]. A máquina criada pelo trio possuía um núcleo toroidal fabricado com fios de ferro e se tratava de um transformador abaixador de tensão, com tensão nominal de alguns milhares de kilovolts no enrolamento primário e 100 volts no enrolamento secundário. Sua aplicação inicial era fornecer energia elétrica para iluminação. No entanto, a fabricação do enrolamento desse transformador era complicada, desvantagem corrigida por três engenheiros americanos - William Stanley, Albert Schmid e Oliver B. Shallenberger, que desenvolveram, já no ano seguinte (1886), um transformador munido de núcleo central feito de finas lâminas aço-silício. Uma parte desse núcleo era produzida em forma de E e a outra parcela em forma de I , o que facilitava o posicionamento das bobinas de cobre pré-enroladas no núcleo [8]. No mesmo ano da evolução empregada pelo trio americano, deu-se início à transmissão de corrente alternada, com a instalação dos primeiros transformadores na cidade de Great Barrington, Massachussets, o que possibilitou que as baixas tensões provenientes dos geradores fossem elevadas à patamares adequados para transmissão até centros consideravelmente distante do ponto de geração. Esse fato deu origem a uma nova era em tema de eletricidade [5]. Em 1889, o engenheiro russo Mikhail Dolivo-Dobrovolski desenvolveu o primeiro transformador trifásico [2] [9]. Assim, os princípios do transformador foram estabelecidos e permaneceram inalterados até o presente momento, embora sua eficiência e capacidade tenham ido além do que qualquer um dos primeiros inovadores jamais teria pensado. A invenção do sistema de eletricidade conectado ao transformador marcou uma nova era na

história da engenharia elétrica [2].

Transformadores modernos se diferem consideravelmente dos modelos iniciais, mas o princípio operacional ainda é o mesmo. Além dos transformadores utilizados em sistemas de potência que variam em tamanho, desde pequenas unidades conectadas ao topo dos postes (transformadores de distribuição) até exemplares do tamanho de uma casa pequena e pesando centenas de toneladas (transformadores de média e alta potência). Há também enorme variedade de transformadores utilizados na indústria de eletroeletrônicos, os quais variam em tamanho de unidades que não chegam a pesar um quilograma e usado para converter a tensão da tomada para valores mais baixos exigido pelos circuitos transistorizados. Adicionalmente, existem minúsculos transformadores que são depositados diretamente sobre substratos de silício por meio de técnicas litográficas - os microtransformadores [6]. Em aspecto de suprimento de energia, a evolução foi imensa. Em 1890, de Ferranti construiu um transformador que desenvolvia uma tensão de saída de 10 kV, suficiente para atravessar a cidade de Londres com 11 km de linhas de transmissão. Atualmente, a empresa ABB, com sede na Suíça, desenvolve um transformador capaz de fornecer um nível de tensão de 1100 kV, com o objetivo de suprir energia elétrica na China utilizando 3000 km de fios de transmissão. Em termos quantitativos tem-se que, em 2016, a produção global de smartphones superou 1,8 bilhão de unidades, cada uma suportada por um carregador que abriga um pequeno transformador. Mas muitos carregadores contêm transformadores ainda menores que esses. São dispositivos que tiram vantagem do efeito piezoelétrico - a capacidade de um cristal produzir energia elétrica por resposta a uma pressão mecânica. As ondas sonoras que se chocam com esse cristal podem produzir uma corrente e uma corrente que flui através desse cristal pode produzir som. Uma corrente pode ser usada para criar outra corrente a partir de uma tensão muito diferente. Por fim, a inovação mais recente são os transformadores de estado sólido. São dispositivos muito reduzidos em volume e massa em comparação com as unidades tradicionais e se tornarão particularmente importantes para integrar fontes intermitentes de eletricidade - eólica e solar - na rede e para permitir o desenvolvimento de *microgrids* de corrente contínua [8].

2.1.2 Definição

No decurso deste tópico serão descritas as definições acerca dos transformadores de potência.

O transformador é uma máquina elétrica que atua segundo o princípio de indução mútua entre duas (ou mais) bobinas ou circuitos indutivamente acoplados. Um transformador teórico de núcleo de ar no qual dois circuitos são acoplados por indução magnética pode ter seu funcionamento descrito do seguinte modo: o circuito 1, denominado primário, quando submetido a uma tensão V_1 de uma fonte alternada faz com que a energia empre-

gada ao sistema, dependendo do grau de acoplamento magnético entre os dois circuitos, seja transferida do circuito 1 ao circuito 2, chamado de secundário. Se os dois circuitos possuem acoplamento magnético reduzido, como no caso do transformado a núcleo de ar, somente uma pequena quantidade de energia é transferida do circuito primário ao circuito secundário. Se as duas bobinas ou circuitos estão enrolados sobre um núcleo comum de ferro, o acoplamento magnético é alto. Nesse caso, quase toda energia recebida da fonte, pelo primário, é transferida por ação transformadora ao secundário [10].

Em sua forma mais elementar, um transformador consiste de duas bobinas indutivamente acopladas. Quando uma corrente alternada em uma dada frequência é empregada em uma delas, uma tensão alternada de mesma frequência é induzida na outra bobina, sendo que o valor dessa tensão depende do grau de acoplamento e da ligação do fluxo magnético presente em ambas as bobinas. A bobina conectada a uma fonte de tensão alternada é usualmente denominada como enrolamento primário e a tensão a que se submete é chamada de tensão primária. A tensão induzida no enrolamento secundário pode ser maior ou menor que a tensão primária, dependendo da razão entre a quantidade de espiras presentes no enrolamento primário e secundário. Um transformador é chamado de elevador ou abaixador de tensão de acordo com essa relação [11].

Em todos os casos, exceto para autotransformadores, não há conexão elétrica direta de um circuito ao outro [12].

As definições propostas pelas principais normas são apresentadas na sequência. Segundo a *International Electrotechnical Commission* (IEC), um transformador é definido como um equipamento estático, com dois ou mais enrolamentos, que, por indução eletromagnética, converte um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema, sendo este, geralmente, de tensão e corrente diferentes do sistema original, mantida a frequência. A IEC enfatiza o fato de que a conversão dos níveis de tensão e corrente visa à transmissão de potência elétrica¹. A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) define o transformador como um equipamento elétrico estático que, por indução eletromagnética, transforma tensão e corrente alternadas entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência². Já o *American National Standards Institute* (ANSI) e o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). As referidas normas definem o transformador como um equipamento elétrico estático, desprovido de partes sujeitas a movimento contínuo, utilizado em sistemas elétricos para transferir potência entre circuitos por meio de indução eletromagnética³.

Por fim, sintetizando e complementando as definições listadas, pode-se enunciar que os transformadores de potência são destinados sobretudo à transformação da tensão e das correntes operando em determinados valores de potência, de forma a elevar o valor da

¹ Definição em conformidade com a norma internacional IEC 6076, de 2008.

² Definição em conformidade com a NBR 5356 - 1, de 2007.

³ Definição em conformidade com a norma ANSI/IEEE C57.12.00 de 2006.

tensão e, por consequência, minimizar o valor da corrente elétrica - ou vice-versa. Esse mecanismo é utilizado primariamente para reduzir as quedas de tensão e as perdas por efeito Joule ao longo do comprimento dos fios condutores de transmissão e distribuição de energia. De fato, ao se reduzir os valores das correntes, minimiza-se a potência dissipada na forma de calor nos fios elétricos, assim como minimizam-se as quedas de tensão nos terminais da linha, resultando em uma regulação mais satisfatória.

2.1.3 Normas Técnicas Aplicáveis

As normas asseguram as características desejáveis de produtos e serviços, como qualidade, segurança, confiabilidade, eficiência e intercambiabilidade. Ressalte-se que, no âmbito deste trabalho, deve-se levar em conta que a normalização facilita a troca de informações entre clientes e fornecedores, reduz a variedade de equipamentos e permite a padronização de procedimentos, economizando assim a utilização de produtos ou serviços. Um benefício adicional da normalização para produtos e serviços no campo da engenharia é a definição de requisitos técnicos mínimos que permitem avaliar a qualidade do equipamento e oferecem maior confiabilidade quanto à proteção da vida humana e do meio ambiente.

As principais normas aplicáveis aos transformadores de potência são apresentadas pela Tabela 1 e são pertinentes à ABNT, ao IEC e ao IEEE. As normas listadas além de oferecerem informações mais gerais acerca dos transformadores, como suas características construtivas e classificações, fornecem considerações importantes sobre a instalação, manutenção, transporte e ensaios de comissionamento de transformadores de potência. Deve-se reiterar que a norma efetivamente seguida no Brasil corresponde àquela de autoria da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), cuja concepção tem profunda inspiração nas normas da IEC.

Tabela 1 – Principais normas aplicáveis aos transformadores de potência.

Norma/ano	Descrição
NBR 5356-1/2007	Transformadores de Potência - Parte 1: Generalidades
NBR 5356-2/2007	Transformadores de Potência - Parte 2: Aquecimento
NBR 5356-3/2007	Transformadores de Potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar
NBR 5356-4/2007	Transformadores de Potência - Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores
NBR 5356-5/2007	Transformadores de Potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curto circuitos
NBR 10295/1988	Transformadores de potência secos
NBR 12454/1990	Transformadores de potência de tensões máximas até 36,2 kV e potência de 225 kVA até 3750 kVA
ANSI/IEEE C57.12.00/2006	<i>General requirements for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers</i>
IEC 60076/2008	<i>Power transformers</i>
NBR 5416/1997	Aplicação de carga em transformadores de potência - Procedimento
NBR 5458/1986	Transformadores de potência - Terminologia
NBR 7036/1990	Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquido isolante
NBR 7037/1993	Recebimento, instalação e manutenção de transformadores em óleo isolante
NBR 8153/1983	Guia de aplicação de transformadores de potência
NBR 8926/1985	Guia de aplicação de relés para proteção de transformador
NBR 9368/1986	Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV - Características elétricas e mecânicas
NBR 12455/1990	Indicador, detector e transdutor de temperatura do óleo e do enrolamento para transformadores de potência nominal acima de 500 kVA
NBR 1246/1990	Indicador magnético de nível de óleo, relé detector de nível de gás tipo Buchholz e respirador do conservador de óleo para transformadores de potência nominal acima de 500 kVA
NBR 1247/1990	Dispositivo de alívio de pressão para transformadores de potência acima de 500 kVA
NBR 1248/1990	Válvulas para transformadores de potência acima 500 kVA - Características mecânicas
NBR 13297/1990	Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência secos
NBR 15633/2008	Ensaio não destrutivo - Emissão acústica - detecção e localização de descargas parciais e anomalias térmicas e mecânicas (DPATM) em transformadores de potência e reatores isolados a óleo

2.1.4 Princípio de funcionamento

Em suma, o transformador possui três componentes indispensáveis à sua operação: enrolamento primário, enrolamento secundário e núcleo. Em condições normais de operação, os transformadores apresentam perdas de energia elétrica nesses componentes, os quais podem ser modelados através de elementos de circuitos elétricos - geralmente resistências e indutâncias, os quais resultam num circuito elétrico equivalente [1]. Segundo Martigoni (1991) [1], é aconselhável analisar um transformador ideal para poder-se entender facilmente o princípio de funcionamento dessa máquina. Considera-se transformador ideal aquele cujas perdas no ferro, dispersões magnéticas e resistência dos enrolamentos possuam valor nulo.

Ademais, é apropriado que se discorra sobre o funcionamento a vazio e em carga do transformador [1]. O primeiro caso verifica-se quando se aplica ao enrolamento primário uma tensão V_1 deixando o enrolamento secundário aberto; o segundo caso verifica-se quando enrolamento secundário é colocado em curto circuito, ou seja, faz-se uma verificação do comportamento do transformador quando a bobina secundária é de fato utilizada para alimentar um outro circuito [1]. Seguindo as proposições anteriores, na presente seção será abordado o conceito de transformador ideal (Seção 2.1.4.1), o caso real de transformadores de potência (Seção 2.1.4.2), a concepção de relação de transformação teórica (Seção 2.1.4.3) e prática para transformadores de potência monofásicos (Seção 2.1.4.4).

2.1.4.1 Transformador ideal e relação de transformação teórica

Por transformador ideal entende-se o transformador cujas perdas são consideradas nulas, tanto em seus enrolamentos quanto em seu núcleo. O transformador ideal será analisado aqui com o intuito de facilitar o entendimento operacional dos transformadores de potência e servir de base para que posteriormente se introduza o conceito do funcionamento real dessas máquinas. Além de considerar-se nulas todas as perdas energéticas, tem-se em conta que todo o fluxo magnético produzido está confinado no núcleo. É evidente que essas condições são apenas considerações para fins de praticidade e jamais serão alcançadas em circunstâncias reais de funcionamento. A Figura 1 [13] ilustra um transformador ideal monofásico operando a vazio.

Para determinar a relação de transformação teórica, antes deve ser reforçado o conceito de operação a vazio de transformadores. A operação a vazio consiste no emprego de uma tensão - $v_1(t)$ - alternada, de valor eficaz V_1 e frequência f (em Hertz), às extremidades do enrolamento primário do transformador, sendo que o enrolamento secundário é mantido aberto, ou seja, não circula corrente no enrolamento secundário. Como é considerada nula a resistência ôhmica do enrolamento primário, esse sistema comporta-se como um circuito puramente indutivo. Assim, o transformador absorverá determinada

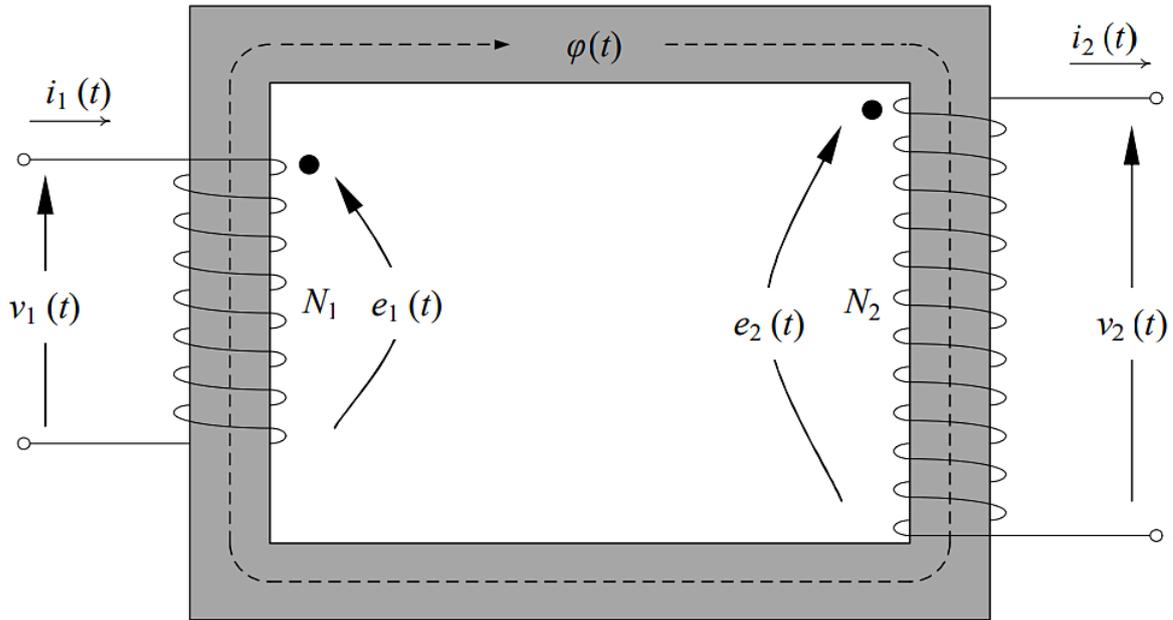


Figura 1 – Ilustração de transformador ideal.
(Fonte: [13])

corrente $i_1(t)$ defasada de 90° em atraso com respeito à tensão aplicada aos terminais do enrolamento primário. A corrente produzirá um fluxo magnético $\varphi(t)$ que fica totalmente canalizado no núcleo, já que se considera nula a dispersão magnética [1]. O fluxo magnético concatena com o próprio primário, surgindo uma força eletromotriz FEM $e_1(t)$ em seus terminais, o qual se alterna variando com adiantamento de 90° com relação à corrente i_1 que o produz [1] e é diretamente proporcional à quantidade de espiras do enrolamento.

De acordo com a Lei de Faraday, em condições ideais, tem-se a seguinte expressão:

$$e_1(t) = -\frac{d\lambda_1(t)}{dt} = -N_1 \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (2.1)$$

com N_1 denotando o número de espiras do enrolamento primário. Considerando uma FEM $e_1(t) = \sqrt{2}E_1 \sin(2\pi ft)$, em que E_1 é definido como sendo o valor eficaz da FEM $e_1(t)$. A partir de (2.1) são obtidas as expressões:

$$\varphi(t) = -\frac{1}{N_1} \int e_1(t) dt = -\frac{\sqrt{2}E_1}{N_1} \int \sin(2\pi ft) dt \quad (2.2)$$

$$\varphi(t) = \frac{\sqrt{2}E_1}{2\pi f N_1} \cos(2\pi ft) \quad (2.3)$$

$$\varphi_M = \frac{\sqrt{2}E_1}{2\pi f N_1} \quad (2.4)$$

onde φ_M é o valor máximo do fluxo magnético $\varphi(t)$.

Da Equação (2.4) tem-se que o valor eficaz da FEM $e_1(t)$ é dado por⁴

$$E_1 = \frac{2\pi f N_1 \varphi_M}{\sqrt{2}} = 4,44 f N_1 \varphi_M. \quad (2.5)$$

A Equação (2.5) é a equação fundamental para a tensão induzida. A partir de (2.5) conclui-se que a tensão eficaz induzida é diretamente proporcional à amplitude do fluxo magnético mútuo, à frequência do sistema e à quantidade de espiras do enrolamento. Outra consideração importante que se resulta dessa equação é o fato de que um transformador construído para operar num determinado valor de frequência não poderá ser operado em outra frequência, a menos que seja aceitável a correspondente alteração das tensões aplicadas nos terminais do enrolamento primário e induzida nos terminais do enrolamento secundário.

Como é considerada nula a resistência ôhmica dos enrolamentos e, portanto, nula a queda de tensão associada e nulas as dispersões magnéticas, pode-se aproximar matematicamente as magnitudes da tensão aplicada pela fonte de tensão alternada aos terminais do enrolamento primário à força eletromotriz gerada nesses mesmos terminais ($V_1 \approx E_1$). Tal circunstância determina o valor do fluxo que deve ser produzido no núcleo, pois como $V_1 \approx E_1$ o fluxo presente no núcleo assumirá valor máximo φ_M , que fica determinado como segue:

$$\varphi_M = \frac{E_1}{4,44 N_1 f}. \quad (2.6)$$

As considerações feitas até aqui podem ser aplicadas de forma similar ao lado do enrolamento secundário. O mesmo fluxo magnético mútuo que atua no enrolamento primário induz na outra bobina, composta por N_2 espiras, uma FEM secundária $e_2(t)$ cuja expressão matemática é dada por

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

É importante observar que a FEM produzida nos terminais do enrolamento secundário é defasada em 90° em relação ao fluxo magnético e, portanto, está em fase com a FEM produzida na bobina primária. A partir de (2.19) obtém-se a FEM induzida no enrolamento secundário, cujo valor eficaz é

$$E_2 = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} \varphi_M N_2. \quad (2.8)$$

Então, dividindo-se (2.5) por (2.8) obtém-se

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha \quad (2.9)$$

⁴ A literatura comumente apresenta a expressão $E_1^{RMS} = 4,44 f N_1 \varphi_M \times 10^{-8}$. Essa expressão utiliza o sistema CGS de unidades de medida, em que o fluxo magnético é expresso em maxwells (Mx), não em webers (Wb). Portanto, $1 \text{ Mx} = 1 \text{ gauss} \times 1 \text{ cm}^2 = 10^{-8} \text{ Wb}$.

onde α representa a relação de transformação teórica de um transformador de potência ideal.

A expressão apresentada a seguir pode ser obtida a partir de (2.9) de forma direta, lembrando que trata-se de um transformador ideal:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.10)$$

ou seja,

$$V_2 = \frac{N_2}{N_1} V_1. \quad (2.11)$$

Desse modo, ao se construir o enrolamento secundário com um número maior de espiras em relação ao primário, ter-se-á um transformador elevador de tensão, uma vez que $V_2 > V_1$. Do contrário, se o enrolamento secundário possuir menor número de espiras, o transformador será denominado abaixador de tensão [1]. Existe, pois, a possibilidade de realizar qualquer relação de transformação unicamente fixando convenientemente a relação quantitativa entre as espiras.

2.1.4.2 Relação de transformação prática

Para transformadores ideais operando a vazio, a relação de transformação coincide com a razão entre as forças eletromotrizes induzidas nos enrolamentos primário e secundário. Entretanto, quando a bobina secundária transfere potência a outro circuito acoplado (operação em carga), a razão V_1/V_2 tem resultado um pouco diferente em consequência das quedas de tensão nos enrolamentos [1]. Essa nova relação se chama relação de transformação prática e será descrita ao longo da presente seção.

A Figura 2 exibe o circuito elétrico equivalente de um transformador operando a vazio, obtido a partir da Figura 1. Através desse circuito, desenvolve-se a expressão para o cálculo da relação de transformação que leva em conta as resistências e os elementos magnetizantes presentes no funcionamento a vazio de um transformador. Na Figura 2 tem-se:

- R_1 - resistência do enrolamento primário
- X_1 - reatância de dispersão do enrolamento primário
- $e_1(t)$ - FEM induzida no primário
- R_2 - resistência do enrolamento secundário
- X_2 - reatância de dispersão do enrolamento secundário
- $e_2(t)$ - FEM induzida no secundário

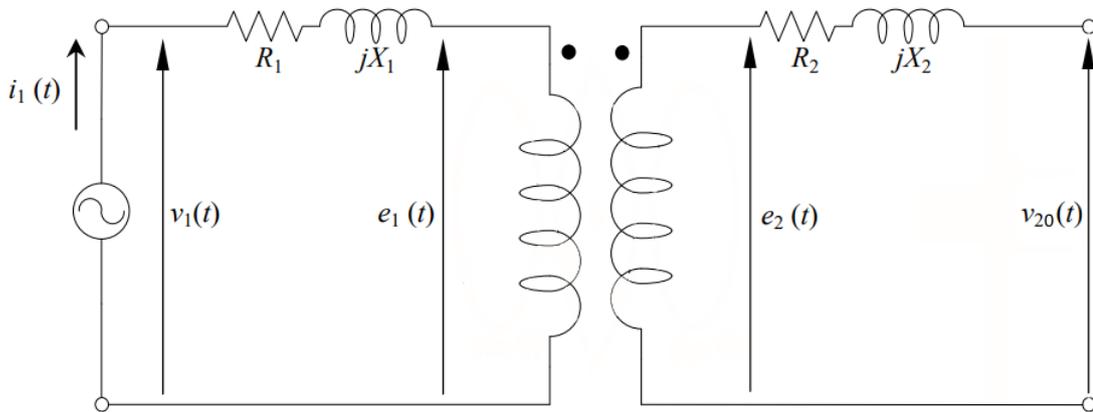


Figura 2 – Representação elétrica equivalente de um transformador ideal operando a vazio considerando as não idealidades dos enrolamentos.

(Fonte: do autor.)

Substituindo $e_1(t)$ e $e_2(t)$ pelos respectivos valores eficazes - E_1 e E_2 - e aplicando-se a lei de Kirchhof das tensões no primário, tem-se como resultado a seguinte equação:

$$V_1 = Z_1 I_1 + E_1 \quad (2.12)$$

onde: $Z_1 = R_1 + jX_1$ e I_1 representa o valor eficaz de $i_1(t)$. Considerando que a magnitude de Z_1 é ínfima, o produto $Z_1 I_1$ pode ser desprezado e, nessa circunstância, tem-se como resultado

$$V_1 = E_1. \quad (2.13)$$

Substituindo-se a Equação (2.13) na Equação (2.12) e observando pela Figura 2 que, estando o transformador a vazio, $E_2 = V_2$, tem-se como resultado a relação de transformação ideal.

Por outro lado, para o cenário em que o transformador alimenta outro circuito conectado ao seu secundário, isto é, o transformador está operando em carga, haverá uma corrente I_2 que fará com que a corrente primária seja alterada de I_0 para I_1 , cujo valor é muito maior que a corrente a vazio. Por consequência, a tensão V_1 já não seria mais igual a E_1 . Complementarmente, a diferença de potencial V_{20} , que era exatamente igual a E_2 , sofre variação, pois agora há quedas de tensão devido ao surgimento da corrente no secundário. Desse modo, para o transformador em carga, define-se uma nova relação de transformação, dada por

$$K = \frac{V_1}{V_2}. \quad (2.14)$$

Pode-se afirmar que para transformadores monofásicos a relação de transformação teórica partilha do mesmo valor que a razão matemática entre o número das espiras do enrolamento primário e secundário. Entretanto, o mesmo não ocorre para a relação de transformação prática, afetada por alterações no circuito elétrico equivalente, em decorrência da operação em carga.

2.1.5 Transformador real

Nesta seção será abordado o transformador real, ou seja, o transformador cujas perdas energéticas não são mais nulas e cujo núcleo possui permeabilidade magnética finita. Deve-se reiterar que levar-se-á em conta os fundamentos teóricos da variante monofásica do transformador com dois enrolamentos, para fins de praticidade. Uma ilustração apropriada para o transformador discutido nesta seção é exibida na Figura 3. Ao longo do

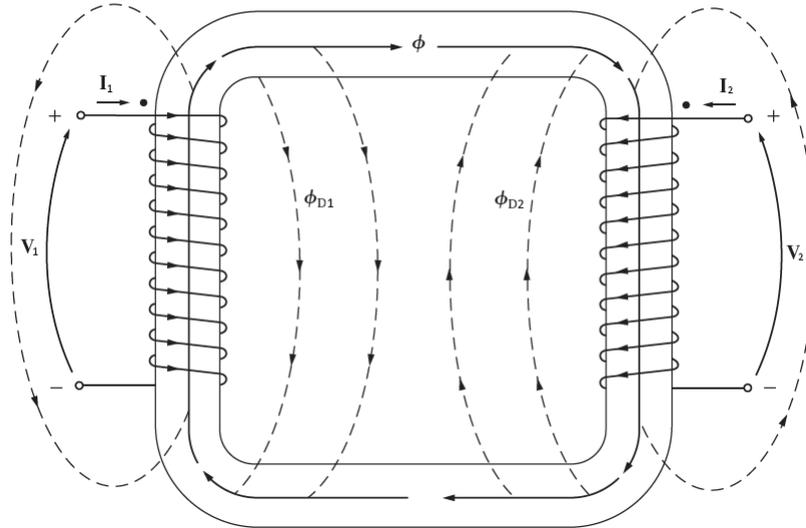


Figura 3 – Circuito magnético de um transformador real, monofásico e munido de dois enrolamentos.

(Fonte: do autor.)

tema em pauta, serão enfatizadas as características importantes para o projeto de automação do presente trabalho, são elas: relação de transformação, corrente de excitação e polaridade. Ressalte-se que os fundamentos descritos no decorrer da presente seção são válidos somente para a operação em regime permanente dos transformadores de potência e frequência constante.

2.1.5.1 Relação de transformação

Para o caso real tem-se que, embora o transformador esteja hermeticamente acoplado pelo núcleo ferromagnético, uma parcela do fluxo disperso é produzida em seus enrolamentos. O circuito equivalente de um transformador real monofásico composto por dois enrolamentos é detalhado na Figura 4, em que são representados o fluxo mútuo $\varphi(t)$, responsável pela transferência de energia entre os dois enrolamentos. Os parâmetros $\varphi_{D1}(t)$ e $\varphi_{D2}(t)$ são denominados, respectivamente, fluxos de dispersão do enrolamento primário e secundário. A extremidade direita da Figura 4 evidencia uma carga alimentada pelo circuito secundário. O fluxo total concatenado com o enrolamento primário, definido como $\varphi_1(t)$, é dividido em duas parcelas - o fluxo mútuo $\varphi(t)$, associado ao núcleo e concatenado com ambos os enrolamentos; e o fluxo de dispersão $\varphi_{D1}(t)$, o qual concatena apenas com

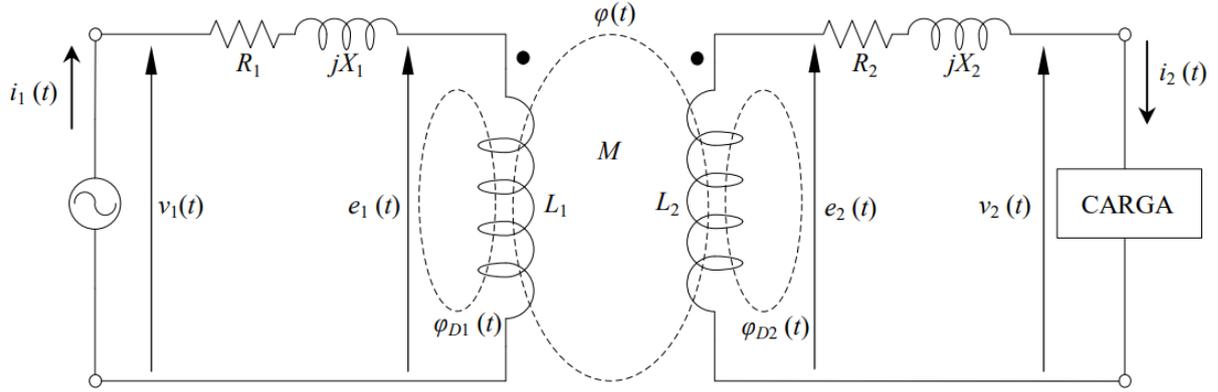


Figura 4 – Ilustração do circuito equivalente de um transformador real.
(Fonte: do autor.)

o primário. Logo, o fluxo $\varphi_1(t)$ resulta em:

$$\varphi_1(t) = \varphi(t) + \varphi_{D1}(t) \quad (2.15)$$

Obedecendo a Lei de Lenz, associado ao fluxo total $\varphi_1(t)$ mostrado pela Equação 2.20, surge uma FEM induzida $e_1(t)$, no enrolamento primário. Essa força eletromotriz é gerada pela combinação das FEM induzidas relacionadas ao fluxo mútuo $\varphi(t)$ e ao fluxo de dispersão $\varphi_{D1}(t)$, denotadas respectivamente por $e_{1\varphi}(t)$ e $e_{1\varphi_{D1}}(t)$.

$$e_1 = e_{1\varphi}(t) + e_{1\varphi_{D1}}(t). \quad (2.16)$$

Tendo em vista as equações 2.1 e 2.16, para o caso real depreende-se que

$$e_1(t) = \frac{d\lambda_1(t)}{dt} = N_1 \frac{d\varphi_1(t)}{dt} \quad (2.17)$$

e, portanto,

$$e_1(t) = N_1 \left[\frac{d\varphi(t)}{dt} + \frac{d\varphi_{D1}(t)}{dt} \right]. \quad (2.18)$$

Todas as observações físico-matemáticas desenvolvidas para o enrolamento primário são perfeitamente análogas ao secundário. Portanto, tem-se também que

$$e_2(t) = N_2 \left[\frac{d\varphi(t)}{dt} + \frac{d\varphi_{D2}(t)}{dt} \right]. \quad (2.19)$$

Comparando-se as Equações 2.18 e 2.19 em conjunto com a Equação 2.16, infere-se matematicamente que

$$e_{1\varphi}(t) = N_1 \left[\frac{d\varphi(t)}{dt} \right] \quad (2.20)$$

$$e_{1\varphi_{D1}}(t) = N_1 \left[\frac{d\varphi_{D1}(t)}{dt} \right] \quad (2.21)$$

$$e_{2\varphi}(t) = N_2 \left[\frac{d\varphi(t)}{dt} \right] \quad (2.22)$$

$$e_{2_{\varphi D_2}}(t) = N_2 \left[\frac{d\varphi_{D_2}(t)}{dt} \right] \quad (2.23)$$

Por inspeção matemática, as equações 2.20 e 2.22 mostram que as tensões induzidas $e_{1_{\varphi}(t)}$ e $e_{2_{\varphi}(t)}$ dependem da derivada primeira do fluxo mútuo $\varphi(t)$, além de serem diretamente proporcionais ao número de espiras dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. Por conseguinte, a razão entre as tensões induzidas no enrolamento primário e secundário, associadas unicamente ao fluxo mútuo, pode ser escrito como

$$\frac{e_{1_{\varphi}}(t)}{e_{2_{\varphi}}(t)} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha. \quad (2.24)$$

A equação 2.24 é a relação de transformação de um transformador monofásico real, igual à relação de transformação de um transformador ideal, conforme visto anteriormente.

Reitera-se o fato de que transformadores munidos de núcleo de ferro possuem permeabilidade magnética elevada, mesmo que não seja infinita. Em detrimento disso, a maior parte do fluxo magnético de dispersão se encontra nas redondezas dos enrolamentos, com uma pequena parte estando efetivamente no material ferromagnético. Dessa prerrogativa resultam duas importantes considerações:

1. o fluxo de dispersão possui valores relativamente baixos se comparado ao fluxo mútuo, representando uma fração de 4 a 7% da totalidade de fluxo magnético concatenado com ambos os enrolamentos [14];
2. uma vez que as linhas dos fluxos de dispersão estão predominantemente fora do material ferromagnético, o caminho percorrido pelas linhas desses fluxos não satura. Daí se conclui que o fluxo de dispersão de um determinado enrolamento é proporcional à corrente que o percorre e, por conseguinte, o fluxo magnético total está retido quase por inteiro no núcleo do transformador.

Posto isso, tem-se em conta que $e_{1_{\varphi}}(t) \gg e_{1_{\varphi D_1}}(t)$ e que $e_{2_{\varphi}}(t) \gg e_{2_{\varphi D_2}}(t)$. Desse modo, a relação de transformação do transformador real pode ser aproximada da seguinte maneira:

$$\frac{e_1(t)}{e_2(t)} \approx \frac{e_{1_{\varphi}}(t)}{e_{2_{\varphi}}(t)} \approx \frac{N_1}{N_2} \approx \alpha \quad (2.25)$$

2.1.5.2 Perdas

Em se tratando do caso real de um transformador de potência, deve-se contemplar nos cálculos as perdas energéticas oriundas de sua operação. É por conta dessas reduções energéticas que a potência entregue pelo transformador difere da potência de entrada.

Há quatro tipos de perdas fundamentais que surgem em meio à operação do transformador de potência, as quais serão elencadas a seguir.

1. Perda por histerese: está associada à reorganização dos momentos magnéticos atômicos do material ferromagnético que constitui o núcleo do transformador. Uma quantidade de energia é empregada pelos átomos do núcleo para realinhar os momentos magnéticos a cada vez o ciclo de histerese é percorrido. Para minimizar essa variante de perda, é aconselhável que se utilize núcleo de material apropriado, munido de elevada permeância magnética [14].
2. Fluxo de dispersão: os fluxos magnéticos que concatenam com apenas um enrolamento e cujas trajetórias são estabelecidas predominantemente fora do material ferromagnético que compõe o núcleo são denominados fluxos de dispersão, conforme foi visto na Seção 2.1.5. Os fluxos de dispersão operam como uma indutância específica para os enrolamentos do transformador, e seu efeito é traduzido pela adição de uma reatância indutiva de dispersão em série de com cada um dos enrolamentos [14].
3. Correntes parasitas: também chamadas de correntes de Foucault, são correntes que transitam no núcleo do transformador, quando neste há imposição de fluxo magnético alternado, causando perdas por efeito Joule. Esse tipo de perda é reduzido construindo-se o núcleo do transformador com chapas laminadas, no lugar de material metálico maciço [1].
4. Perda no cobre: é a perda de potência, por efeito Joule, oriunda da passagem de corrente nos condutores dos enrolamentos do transformador e é diretamente proporcional ao quadrado da corrente que circula no enrolamento. A redução dessa perda pode ser obtida com a utilização de condutores compostos⁵ na fabricação dos enrolamentos [14].

2.1.5.3 Corrente de excitação

A corrente de excitação, ou corrente a vazio, corresponde à corrente absorvida pelo lado primário quando o transformador opera a vazio. No caso de transformadores ideais, esse parâmetro é nulo, já que não há absorção de potência [1]. Para transformadores reais, contudo, a análise desse elemento faz-se importante, pois é ele quem estabelece o fluxo magnético no núcleo do transformador e é responsável por suprir as perdas ao longo da operação a vazio, sejam as perdas por histerese ou provenientes das correntes de Foucault. Considerando que a corrente de excitação tem por função suprir as perdas e proporcionar o fluxo de magnetização do núcleo, matematicamente ela pode ser decomposta em duas parcelas,

$$i_{exc}(t) = i_{\varphi}(t) + i_{HF}(t), \quad (2.26)$$

⁵ Condutores compostos são aqueles que se constituem por vários condutores simples dispostos paralelamente.

em que $i_{exc}(t)$ é a corrente de excitação; $i_{\varphi}(t)$ é a componente reativa, responsável pela produção do fluxo magnético principal. Por fim, $i_{HF}(t)$ é a componente ativa, responsável por suprir as perdas do núcleo [15]. A Figura 5, que apresenta o diagrama fasorial do transformador operando a vazio, ilustra melhor a decomposição da corrente de excitação.

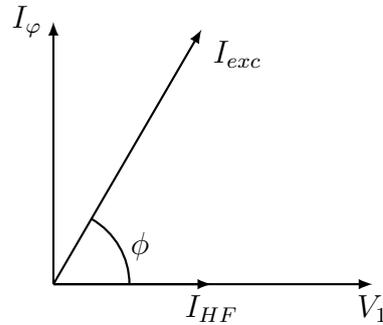


Figura 5 – Diagrama fasorial para o transformador a vazio.
(Fonte: do autor.)

Os fasores I_{exc} , I_{φ} , I_{HF} e V_1 representam, respectivamente, as variáveis $i_{exc}(t)$, $i_{\varphi}(t)$, $i_{HF}(t)$ e $v_1(t)$. Na Figura 5 pode-se confirmar que, estando a componente ativa I_{HF} em fase com a tensão V_1 , a mesma é responsável pelo suprimento da potência ativa dissipada no núcleo. Já a outra componente, perpendicular ao fasor V_1 , está associada a uma potência reativa responsável pela geração de fluxo [15].

A determinação das componentes da corrente de excitação é feita a seguir.

a) Cálculo de I_{HF}

Considerando o módulo da corrente a vazio (I_{exc}) e a resistência do condutor do enrolamento primário como r_1 , no primário seria dissipada uma potência igual a $r_1 I_{exc}$. Como a resistência é pequena - pois para o ensaios a vazio, a tensão de alimentação é imposta, por motivos práticos, ao lado de baixa tensão -, e a corrente de excitação é da ordem de 6% do valor nominal da corrente do enrolamento correspondente [15], esse produto é desprezado. Nessas condições, as perdas totais corresponderiam a P_0 , dado por

$$P_0 = V_1 I_{exc} \cos(\phi), \quad (2.27)$$

em que P_0 é a potência ativa obtida por leitura dos instrumentos durante o ensaio a vazio e V_1 representa a tensão aplicada, que deve ser a nominal do enrolamento a que se associa, de maneira que os resultados obtidos correspondam ao regime nominal de operação [15]. Do diagrama fasorial exibido na Figura 5, tem-se

$$I_{exc} \cos(\phi) = I_{HF}. \quad (2.28)$$

Assim,

$$I_{HF} = \frac{P_0}{V_1}. \quad (2.29)$$

b) Cálculo de I_φ

Do diagrama fasorial tem-se

$$I_\varphi = \sqrt{I_{exc}^2 - I_{HF}^2}, \quad (2.30)$$

sendo I_{exc} medida em teste e I_{HF} calculada pela Equação 2.29. O interesse prático por trás desses cálculos é evitar ao máximo as perdas no núcleo. Assim, a corrente a vazio deve ser quase que totalmente empregada para a magnetização do núcleo. Como consequência, $I_\varphi \gg I_{HF}$ e, portanto, o valor de ϕ torna-se elevado, fato que leva os transformadores na condição a vazio a um baixo valor de $\cos(\phi)$, denominado como fator de potência e determinado por:

$$\cos(\phi) = \frac{P_0}{V_1 I_{exc}}. \quad (2.31)$$

Uma característica interessante da corrente de excitação é sua forma de onda. Devido às propriedades do circuito magnético, que são não-lineares, a forma da onda $i_{exc}(t)$ não será senoidal. Admitindo-se que, com certa aproximação, $v_1(t) = e_1(t)$ e $v_1(t)$ é senoidal, a FEM $e_1(t)$ também será senoidal. Por outro lado, essa FEM é dada por (2.1), cujo valor eficaz é dado por (2.5), em que N_1 é contante. Se $e_1(t)$ é senoidal, o fluxo magnético φ também o será, mas atrasado em $\pi/2$ radianos. Além disso, em sua forma instantânea, a FEM necessária para a produção do fluxo é calculada a partir de

$$\varphi_1 \mathfrak{R} = N_1 i_\varphi(t), \quad (2.32)$$

e, portanto,

$$i_\varphi(t) = \frac{\varphi_1 \mathfrak{R}}{N_1}, \quad (2.33)$$

em que \mathfrak{R} é a relutância do circuito magnético do núcleo. O fluxo magnético possui forma de onda senoidal, mas a relutância varia conforme os estados de saturação do núcleo ferromagnético. A partir dessas informações, deduz-se que a componente reativa i_φ não é senoidal e, como consequência, a forma de onda da corrente de excitação i_{exc} é não senoidal também [15]. O mesmo resultado também pode ser obtido através de análise da curva de histerese do núcleo do transformador, que determina o fluxo magnético como função da corrente de excitação: $\varphi = f(i_{exc})$. A construção da curva da corrente de excitação baseia-se no fato de que o o fluxo é senoidal e, para cada valor de $\varphi(t)$, é determinado o valor correspondente de i_{exc} . Esse procedimento é indicado pela Figura 6 [16]. Para a construção da forma de onda da corrente de excitação devem ser respeitadas as seguintes etapas.

1. Para um certo tempo t , determina-se o valor correspondente de φ .

2. Para este valor de fluxo é associado um valor correspondente de i_{exc} na curva de histerese.
3. Transporta-se para o instante t em análise o valor de i_{exc} encontrado e assim um ponto da curva é gerado.
4. Os passos anteriores devem ser repetidos para se traçar a curva procurada.

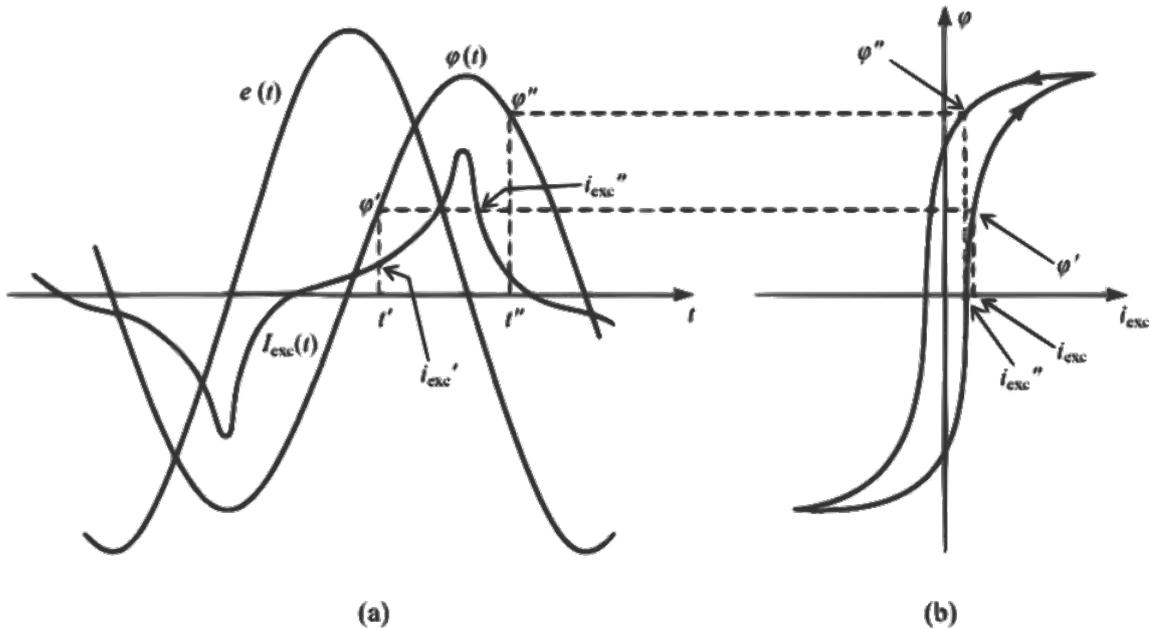


Figura 6 – Procedimento gráfico para determinação de onda da corrente de excitação. Em (a) há as curvas de tensão aplicada $e(t)$ e fluxo magnético $\varphi(t)$ e em (b), a curva de histerese do núcleo ferromagnético.

(Fonte: [16])

2.1.6 Relação de transformação para transformadores trifásicos

Com algumas breves considerações, a teoria aplicada aos transformadores monofásicos, vista até então, pode ser adaptada ao caso de transformadores trifásicos. Como as tensões E_1 e E_2 são determinadas exatamente nos enrolamentos onde foram induzidas, para transformadores monofásicos, nesse caso a relação de transformação teoricamente é sempre igual à razão entre a quantidade de espiras. No caso trifásico deve-se ter cuidado com os tipos de conexão. No escopo deste trabalho, tratar-se-á dos tipos estrela e triângulo, os quais são os mais utilizados na prática. Em resumo, para esses dois tipos de ligação pode ser desenvolvido o seguinte raciocínio.

1. A relação de transformação teórica, denotada por K_T , é definida como a relação das tensões E_1 e E_2 medidas entre fases.

2. A relação do número de espiras, denotada por K_N é definida como a relação entre os números das espiras por fase (enrolamentos situados em uma mesma coluna do núcleo).

Para melhor compreensão, serão expostos os cálculos de K_T e K_N para alguns tipos de ligação de transformadores trifásicos, tais quais as conexões estrela-estrela, triângulo-triângulo, estrela-triângulo e triângulo-delta.

2.1.6.1 Ligação estrela-estrela

Esta configuração trifásica pode ser operada como três transformações monofásicas. As tensões aplicadas aos enrolamentos são representadas vetorialmente com defasamentos angulares de 120° entre si, conforme ilustrado pela Figura 7.

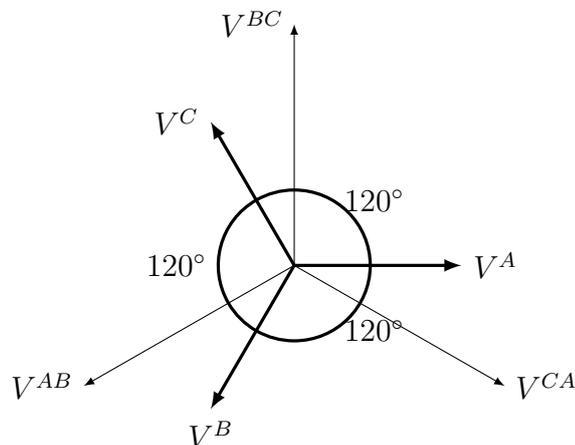


Figura 7 – Diagrama fasorial das tensões aplicadas a um transformador conectado em estrela.

(Fonte: do autor.)

No diagrama fasorial, os sobrescritos A, B e C fazem referência às três fases de tensão do transformador. Um transformador trifásico conectado em estrela-estrela é ilustrado na Figura 8.

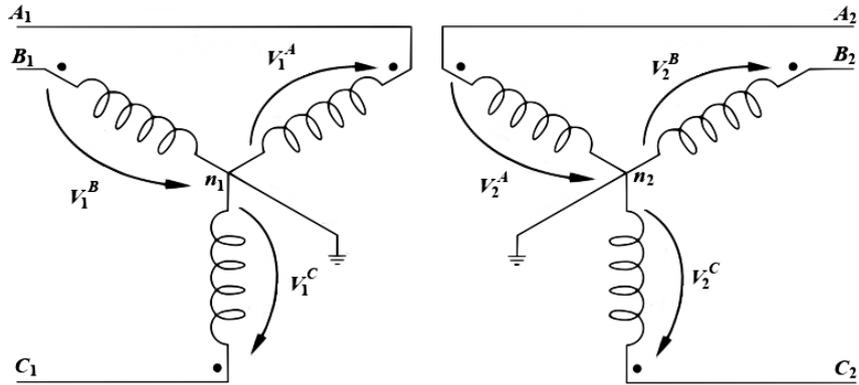


Figura 8 – Transformador trifásico conectado em estrela-estrela.
(Fonte: do autor.)

Considerando o sistema equilibrado, a relação de transformação K_T é dada pela relação entre as tensões de linha,

$$K_T = \frac{V_1^{AB}}{V_2^{AB}} = \frac{V_1^{BC}}{V_2^{BC}} = \frac{V_1^{CA}}{V_2^{CA}} = \frac{\sqrt{3}V_1^F}{\sqrt{3}V_2^F} = \alpha, \quad (2.34)$$

em que V_1^F e V_2^F denotam as tensões de fase primária e secundária, respectivamente.

A relação K_N é definida por fase. Tem-se que

$$K_N = \frac{V_1^A}{V_2^A} = \frac{V_1^B}{V_2^B} = \frac{V_1^C}{V_2^C} = \alpha. \quad (2.35)$$

Assim, para a configuração estrela-estrela, as relações entre as tensões de linha e de fase coincidem.

2.1.6.2 Ligação triângulo-triângulo

Antes de apresentar o circuito elétrico que ilustra a configuração triângulo-triângulo, faz-se necessário apresentar o diagrama fasorial das tensões aplicadas a um transformador conectado em triângulo, conforme a Figura 9.

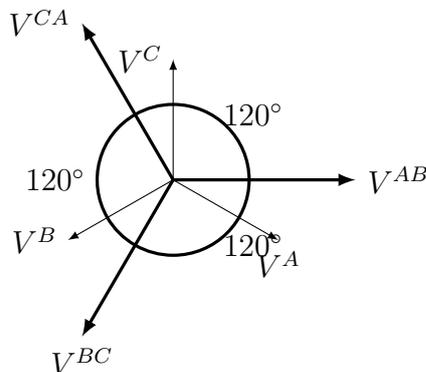


Figura 9 – Diagrama fasorial para transformador conectado em triângulo.
(Fonte: do autor.)

A ligação entre dois transformadores configurados em triângulo é mostrada na Figura 10.

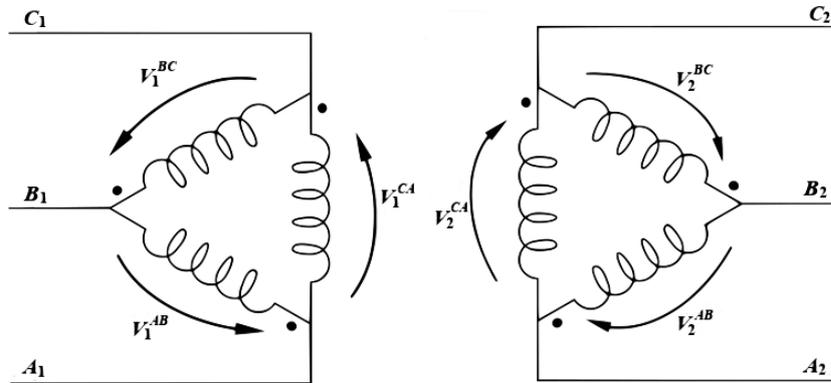


Figura 10 – Transformador trifásico conectado em triângulo-triângulo.
(Fonte: do autor.)

Nessa ligação, as tensões de linha primárias são transformadas em tensões de linha secundárias. A razão K_T é dada por

$$K_T = \frac{V_1^{AB}}{V_2^{AB}} = \frac{V_1^{BC}}{V_2^{BC}} = \frac{V_1^{CA}}{V_2^{CA}} = \alpha \quad (2.36)$$

e a relação K_N por

$$K_N = \frac{V_1^A}{V_2^A} = \frac{V_1^B}{V_2^B} = \frac{V_1^C}{V_2^C} = \frac{\sqrt{3}V_1^L}{\sqrt{3}V_2^L} = \alpha. \quad (2.37)$$

2.1.6.3 Ligação estrela-triângulo

O esquema de ligação estrela-triângulo é ilustrado na Figura 11.

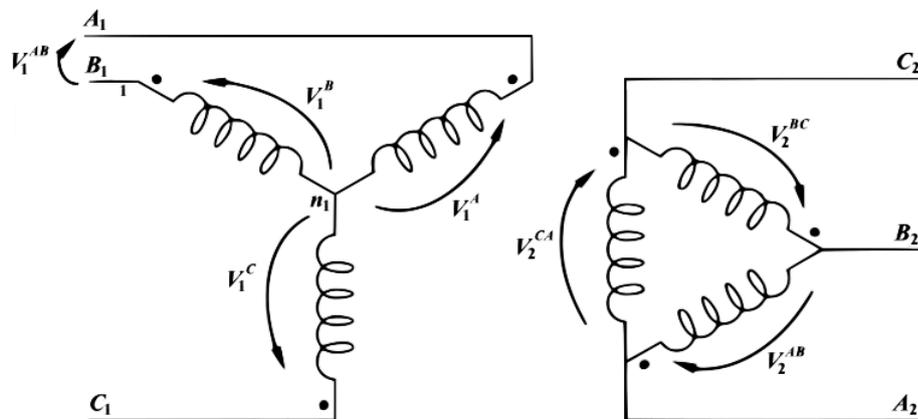


Figura 11 – Transformador trifásico conectado em estrela-triângulo.
(Fonte: do autor.)

Nessa ligação, a tensão de fase primária é transformada em tensão de linha secundária. Dessa forma, a relação de transformação dependerá não só da relação de espiras, mas também da relação entre as tensões de fase e de neutro e as relações K_T e K_N já não mais coincidirão como nos casos anteriores. A razão K_T é dada por

$$K_T = \frac{V_1^{AB}}{V_2^{AB}} = \alpha. \quad (2.38)$$

Já a relação K_N é calculada por

$$K_N = \frac{V_1^F}{V_2^F} = \frac{V_1^L}{\sqrt{3}V_2^L} = \frac{\sqrt{3}}{\alpha}. \quad (2.39)$$

2.1.6.4 Ligação triângulo-estrela

Esta conexão é análoga a ligação do tipo estrela-triângulo, sendo diferente apenas a relação de transformação. Na ligação triângulo-estrela, a tensão de linha lado primário é transformada em tensão de fase no secundário, como se pode ver na Figura 12.

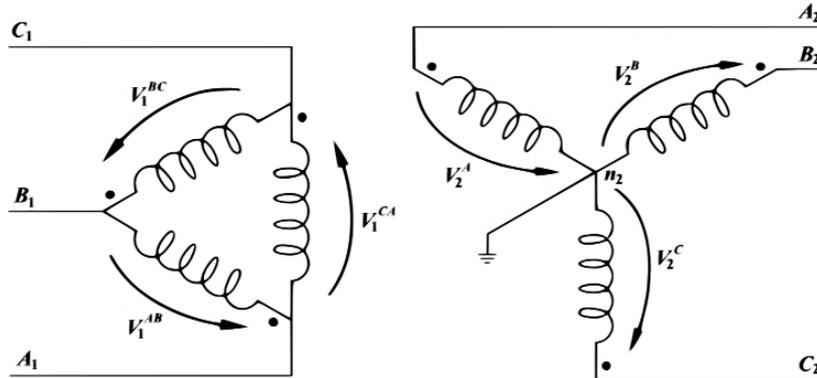


Figura 12 – Transformador trifásico conectado em triângulo-estrela.
(Fonte: do autor.)

A relação K_T é dada por

$$K_T = \frac{V_1^{AB}}{V_2^{AB}} = \alpha \quad (2.40)$$

e a relação entre as espiras é dada por

$$K_N = \frac{V_1^F}{V_2^F} = \frac{\sqrt{3}V_1^L}{V_2^L} = \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}. \quad (2.41)$$

2.1.7 Polaridade de transformadores monofásicos

A verificação da polaridade é de crucial aplicabilidade para transformadores de potência, pois serve para identificar quais são os terminais positivos e negativos em determinado instante, isto é, a relação entre os sentidos momentâneos das FEM induzidas nos

enrolamentos do transformador [15]. Para facilitar a identificação da polaridade em transformadores utiliza-se a simbologia do ponto em um dos terminais de cada enrolamento, conforme mostrado na Figura 4. Os pontos indicam os terminais de polaridade instantânea positiva, assim quando dois terminais de enrolamentos distintos são identificados por um ponto, tem-se que ambos possuem a mesma polaridade instantânea e, assim, as tensões manifestadas nesses enrolamentos se encontram em fase. Outra maneira de se determinar a polaridade é percorrer-se os enrolamentos primário e secundário a partir dos terminais identificados pelo ponto. Caso os enrolamentos enlaçarem o núcleo magnético na mesma direção com que o fluxo magnético se estabelece no núcleo, eles possuirão a mesma polaridade instantânea e estarão em fase [14]. Em ordem prática, a polaridade depende fundamentalmente de como são enroladas as espiras dos enrolamentos, que podem ter sentidos concordantes ou discordantes, os quais influenciam diretamente quanto à polaridade das FEM induzidas nos enrolamentos. Especificamente para transformadores monofásicos, esse aspecto é mostrado na Figura 13 [15]. Aplicando uma tensão V_1 aos terminais do primário de ambos os transformadores representados pela figura, com a polaridade nela indicada, haverá a circulação de correntes i_1 , conforme o sentido indicado. Conforme as tensões e, por consequência, as correntes, crescem, o fluxo magnético φ associado serão crescente com sentido também indicado pela Figura 13 [15].

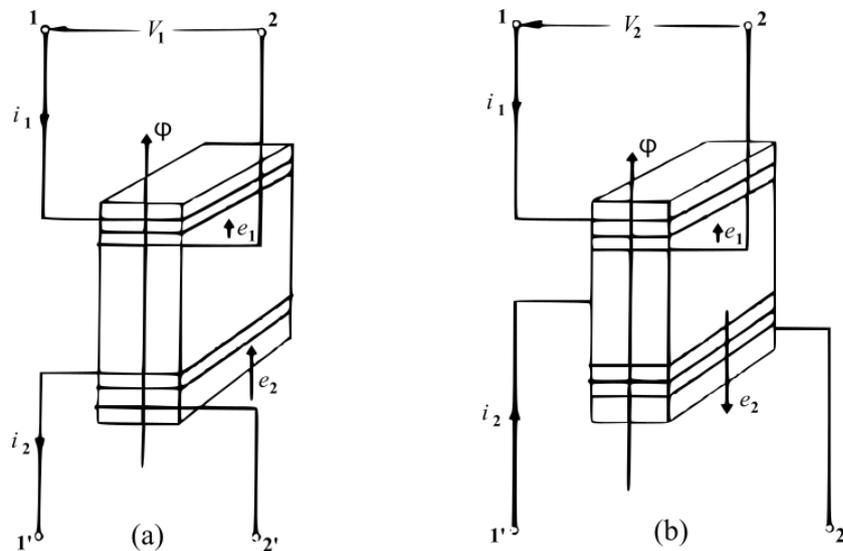


Figura 13 – Influência do sentido do enrolamento na polaridade, em que φ é o fluxo magnético produzido pela corrente i_1 . Em (a), o sentido do enrolamentos é concordante e em (b), discordante.

(Fonte: [15])

Serão induzidas forças eletromotrizes nos enrolamentos secundários, conforme a lei de Lenz, que contrariam o sentido da fonte que lhes deu origem. No caso (a), a FEM induzida no enrolamento secundário tenderia a produzir a corrente i_2 indicada e, portanto, seria produzida uma FEM e_2 no sentido indicado, de $2'$ para $1'$, que será responsável por um fluxo contrário ao fluxo φ . Já no caso (b), tal FEM deveria ter sentido exatamente

oposto ao anterior. De forma análoga ao que ocorre no secundário, estando o fluxo φ atravessando também o enrolamento primário, tem-se a tensão induzida e_1 com o sentido indicado pela Figura 13. Como a tensão V_1 aplicada possui a mesma polaridade em ambos os casos, deve se ter também a mesma polaridade para a FEM e_1 de modo que se tenha o efeito de queda de tensão [15]. Ligando-se os terminais 1 e 1' em curto e, colocando um multímetro entre 2 e 2', verifica-se que as tensões induzidas e_1 e e_2 serão subtraídas - caso (a) - ou somadas - caso (b) -, originando daí, respectivamente, os conceitos de polaridade subtrativa e polaridade aditiva [15].

2.1.7.1 Marcação dos terminais

Recomenda-se, conforme a ABNT, que os terminais de alta tensão sejam marcados com H_1 e H_2 , e os de tensão mais baixa com X_1 e X_2 , de tal modo que os sentidos das FEM momentâneas sejam concordantes em relação aos índices numéricos, conforme apresenta a Figura 14 [15].

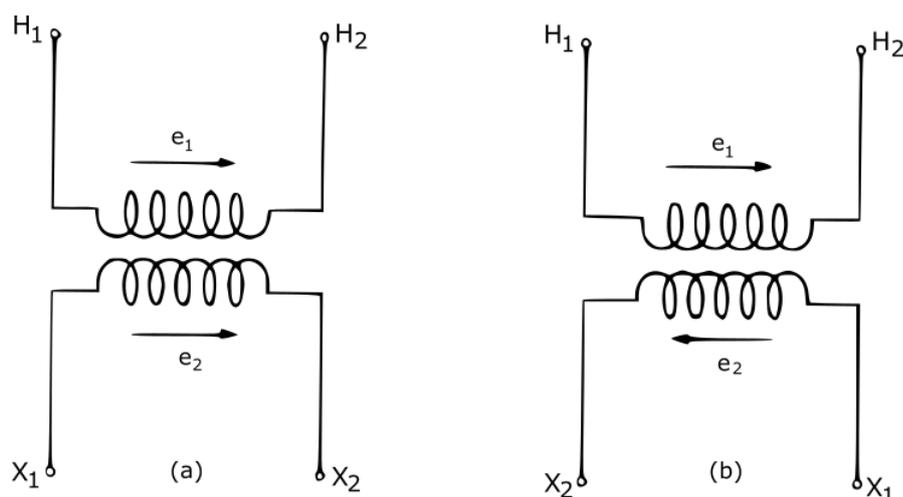


Figura 14 – Polaridade de transformadores monofásicos. (a) polaridade subtrativa; (b) polaridade aditiva.

(Fonte: [15])

Observa-se que, na polaridade subtrativa, os terminais de mesmo índice numérico são adjacentes. Já na polaridade aditiva, esses índices são opostos entre si.

Outra análise a ser feita é a determinação do deslocamento angular entre as tensões e_1 e e_2 . Para o caso de transformadores monofásicos, essa análise é trivial, bastando notar que, para o caso da polaridade subtrativa, o ângulo entre as tensões é de zero grau e, no caso da polaridade aditiva, 180° . No entanto, o estudo do deslocamento angular possui mais detalhes para o caso de transformadores trifásicos.

2.1.8 Polaridade e defasamento angular de transformadores trifásicos

Nos transformadores trifásicos, a determinação da polaridade pode ser feita de modo análogo ao que foi descrito no caso de transformadores monofásicos. Tem-se que a principal finalidade da definição da polaridade de um transformador é para sua ligação em paralelo com outro, de modo similar ao que ilustra a Figura 15 [15].

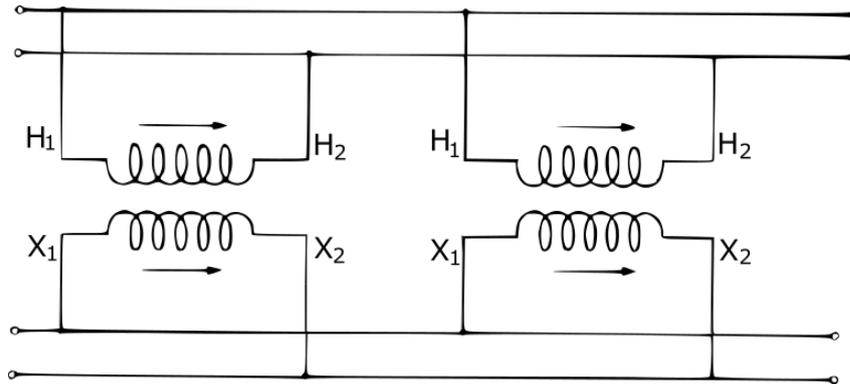


Figura 15 – Transformadores monofásicos de polaridades subtrativas conectados em paralelo.

(Fonte: [15])

Observa-se que, para o caso de transformadores monofásicos ilustrado, os enrolamentos secundários dos transformadores estão ligados em paralelo e, como consequência desse arranjo, os terminais X_1 e X_2 de cada transformador unem-se a um mesmo barramento. A polaridade do transformador é definida por uma tensão induzida exatamente entre X_1 e X_2 e, assim, para a malha formada pelos enrolamentos, tem-se uma FEM resultante de valor nulo, como desejado [15].

Para o caso de transformadores trifásicos tem-se a situação ilustrada na Figura 16 [15].

Nesse caso, quando se conecta o transformador trifásico em paralelo com outro, isso será feito ligando a fase 1 de ambos, assim como as fases 2 e 3. Verifica-se que o lado de alta tensão, entre H_1 e H_2 , que a tensão existente entre esses terminais não é a representada pela seta, que corresponde à tensão entre fase e neutro, mas, sim, uma outra, denominada tensão de linha (tomada entre fases). Portanto, para o caso monofásico, a polaridade indica exatamente a tensão que vai ser ligada, enquanto que para transformadores trifásicos isso pode não ocorrer, sendo então necessário comparar a tensão entre fases de um e de outro transformador. Para o caso trifásico, a polaridade deixa de ser a grandeza realmente usada e se leva mais em conta o defasamento angular, que é medido por grandezas entre fases. Tendo isso em conta, procede-se de uma nova maneira: ficando o observador do lado de alta tensão, o primeiro isolador correspondente a uma fase a sua direita é denotado por H_1 e, seguindo a ordem da esquerda para a direita, tem-se sucessivamente as marcações H_2 e H_3 . Para a baixa tensão, o isolador correspondente a

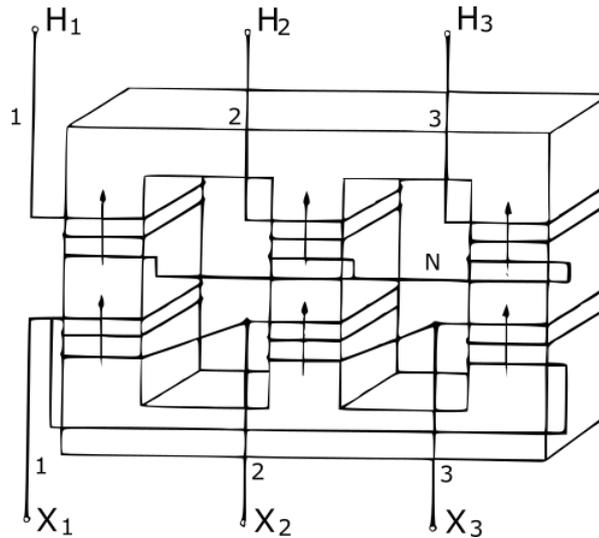


Figura 16 – Conceituação de polaridade para transformadores trifásicos.
(Fonte: [15])

X_1 será o adjacente a H_1 , e assim sucessivamente. Essa convenção é representada pela Figura 16 [15].

Os diagramas fasoriais da Figura 17 [15] representam as tensões entre fase e neutro para o lado de alta tensão e entre fases para o lado de baixa tensão.

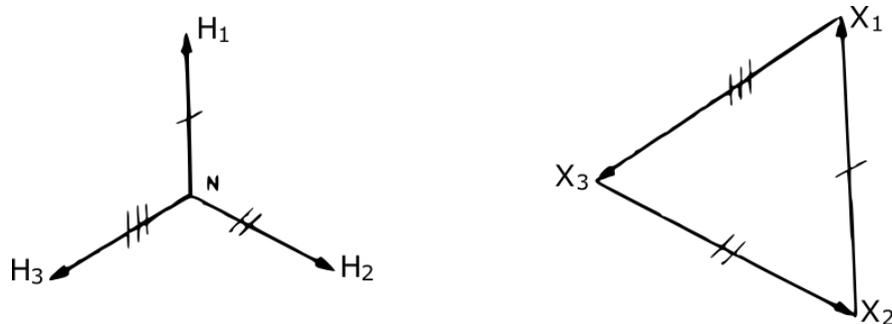


Figura 17 – Diagramas fasoriais dos enrolamentos de alta e baixa tensão.
(Fonte: [15])

A partir deles são traçados os diagramas da Figura 18 [15], que servem para determinar o defasamento angular. Pela sequência de marcação imposta - H_1 , H_2 e H_3 -, admite-se a sequência de fases 1, 2 e 3.

Com base nos diagramas da Figura 18 [15] e colocando os fasores alusivos às tensões entre as fases 1 e 2 do enrolamento de alta tensão e o correspondente do lado de baixa tensão, tem-se como resultado o diagrama da Figura 19 [15], em que o defasamento angular é definido com ângulo que existe entre X_1X_2 e H_1H_2 , marcado do enrolamento de baixa tensão ao enrolamento de alta tensão no sentido anti-horário.

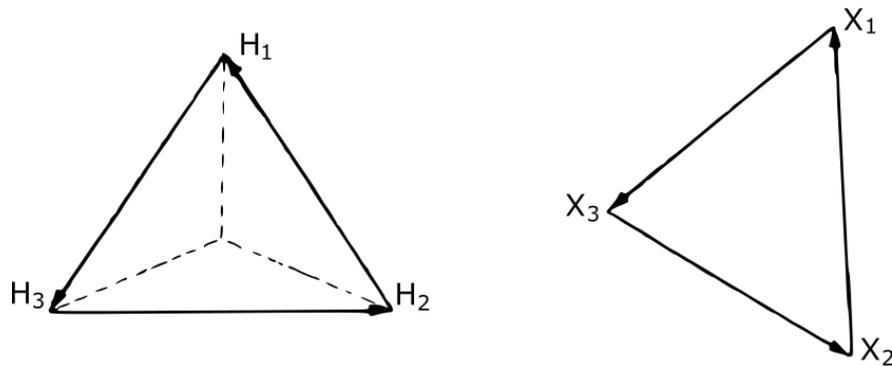


Figura 18 – Diagramas resultantes para análise.
(Fonte: [15])

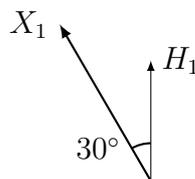


Figura 19 – Defasamento angular do transformador ligado em estrela-triângulo considerado.

(Fonte: do autor.)

Apoiando-se nessa definição, o defasamento angular no transformador considerado é de 30° . Caso o transformador tivesse polaridade aditiva, o defasamento seria de 210° .

2.1.9 Aspectos construtivos

A etapa de montagem de um transformador é provavelmente a mais importante para a sua concepção. Não é incomum que falhas aparentemente pequenas na construção resultem em retrabalho e perdas financeiras elevadas, ainda mais quando se trata de máquinas de alta potência. Cada empresa fabricante possui uma maneira particular de construção dessas máquinas, todavia os aspectos básicos de montagem são substancialmente os mesmos, possibilitando, assim, a padronização do aspecto construtivo dos transformadores.

Antes de se iniciar a construção propriamente dita é vital que se considere o desempenho elétrico pretendido, tendo em conta as relações de tensões, a potência entregue pelo transformador e, por conseguinte, o nível de fluxo magnético necessário para operação satisfatória do transformador projetado. Ainda se deve ponderar muito bem as questões de custo e confiabilidade do funcionamento do transformador a ser construído. O objetivo é aliar a maior confiabilidade ao menor custo.

Na presente seção serão descritos os elementos essenciais para a construção transformadores imersos em óleo ou que operam sem líquido isolante (transformadores a seco), como o núcleo, os enrolamentos, sistema de isolamento, buchas, sensores, comutadores, painéis e tipos de carcaças.

2.1.9.1 Núcleo

O núcleo é um componente primordial na concepção de um transformador de potência. É ele o elemento eletromagnético que propicia o caminho para a passagem dos fluxos magnéticos gerados pelas correntes que atuam nos enrolamentos e o elemento que, também, deve possuir um circuito magnético fechado com baixa relutância para proporcionar indução de tensão do primário ao secundário com máxima eficiência possível [17].

Comumente, o núcleo se constitui de chapas de aço silício laminadas⁶ a frio, cujos grãos são orientados no sentido da laminação com cortes e espessuras típicas de 0,3 a 0,4mm [18], sendo que o material com o qual é feito, assim como a geometria associada, são as principais características consideradas para o seu devido dimensionamento. Assim, mesmo utilizando os melhores materiais, sem uma geometria adequada não haverá performance satisfatória. Adicionalmente, projeta-se o núcleo para que a densidade de fluxo magnético máxima esteja próxima do joelho da curva de saturação do material ferromagnético⁷ para aproveitamento mais eficiente do material que o constitui. Para transformadores de alta potência tem-se que a densidade de fluxo magnético se situa entre 1,3T e 1,8T, com o ponto de saturação entre 2,03T e 2,05T⁸.

Para reduzir ao máximo o valor da corrente magnetizante necessária para a produção de fluxo, seria aconselhável construir os núcleos com lâminas cortadas em uma só peça, a fim de evitar os entreferros nas junções. Todavia, nessa circunstância seria necessário enrolar os circuitos diretamente sobre o núcleo. Por razões de praticidade construtiva, prefere-se estabelecer os enrolamentos separadamente sobre formas adequadas, para colocá-los depois sobre o núcleo. Em decorrência disso há necessidade de se construir o núcleo em partes separadas, para uni-las após a montagem dos enrolamentos [1]. Quando as chapas de metal são submetidas à ação de um fluxo magnético alternado, há o surgimento de perdas elétricas - perdas por histerese e perdas originárias da ação das correntes de Foucault -, dissipando energia na forma de calor. Ambas são determinadas ao longo da operação a vazio do transformador, sendo que a determinação prática das perdas por histerese (P_H) é calculada a partir de

$$P_H = K_s B_{max}^{1,6} f \quad (2.42)$$

onde P_H denota as perdas pelo efeito histerético, em watts por quilograma do núcleo; K_s , o coeficiente de Steimmetz⁹; B_{max} é o valor máximo de indução magnética no núcleo; e f , a frequência, em Hz, a que o sistema é submetido.

⁶ O núcleo é constituído de lâminas, pois essa configuração quebra a trajetória realizada pelas correntes parasitas - correntes de Foucault.

⁷ Ponto também chamado de densidade de saturação econômica, que é um valor em pu da densidade de fluxo em que o núcleo ferromagnético sofre saturação. O fluxo magnético de base é o fluxo à tensão nominal.

⁸ T = Tesla é a unidade, no SI, para indução magnética, densidade de fluxo magnético.

⁹ Coeficiente de Steimmetz é o parâmetro físico que determina a característica de saturação do material ferromagnético com o qual o núcleo é fabricado.

Na Tabela 2 são transcritos os valores do coeficiente de Steimmetz (K_s) para alguns materiais.

Tabela 2 – Coeficiente de Steimmetz para diferentes materiais ferromagnéticos.

Material	Coeficiente de Steimmetz
Ferro doce	2,50
Aço doce	2,70
Aço doce para máquinas	10,00
Aço fundido	15,00
Fundição	17,00
Aço doce 2% de silício	1,50
Aço doce 3% de silício	1,25
Aço doce 4% de silício	1,00
Laminação doce	3,10
Laminação delgada	3,80
Laminação ordinária	4,20

Por meio de análise da Tabela 2 pode-se inferir que, de fato, a escolha do material do núcleo influencia sobremaneira nas perdas por histerese. Outra conclusão a ser feita é de que a composição de aço e silício é a que possui maior resistência à saturação. As outras perdas, associadas às correntes de Foucault, se devem a outros fatores. O aparecimento dessas correntes é explicado pela Lei de Faraday a qual, para este caso, pode ser tomado como "estando o núcleo sujeito a um fluxo alternado, nele serão induzidas forças eletromotrizes". As correntes induzidas provenientes das forças eletromotrizes estabelecidas no núcleo são mostradas pela Figura 20 e ocasionam um consumo de potência associado, que é descrito, na prática, pela Equação 2.43.

$$P_F = 2,2f^2B_{máx}^2d^2 \times 10^{-3}, \quad (2.43)$$

onde P_F representa as perdas por correntes parasitas, em watts por quilograma de núcleo; f , a frequência em Hz; $B_{máx}$, o valor máximo de indução magnética, em Wb/m²; d , a espessura da chapa em milímetro.

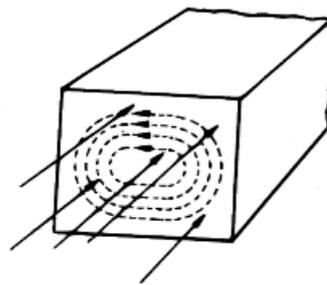


Figura 20 – Estabelecimento das correntes de Foucault num núcleo magnético.

Por inspeção matemática das Equações (2.42) e (2.43), tem-se que a frequência e a indução impostas ao transformador possuem influência em ambas as modalidades de perdas

que estão em pauta, sendo, pois, recomendável trabalhar com valores reduzidos desses parâmetros. Para as perdas por correntes parasitas também deve se levar em conta a espessura do núcleo. Daí resulta que, como boa medida, haja a substituição de um núcleo maciço por lâminas eletricamente isoladas entre si.

A soma das perdas por histerese e por correntes de Foucault, portanto, representa as perdas totais no núcleo de um transformador. Visando a minimização dessas perdas, as chapas são empacotadas em conjuntos que são montados de forma a originar canais de refrigeração no núcleo ferromagnético.

Como considerações adicionais, deve-se atentar ao custo do material com o qual é feito o núcleo, o método de fabricação das bobinas, a espessura das lâminas do núcleo, o tamanho do núcleo e o uso de derivações de tensão.

Na prática existem duas formas de se construir o circuito magnético de um transformador, estas são: os de núcleo envolvido e núcleo envolvente.

2.1.9.2 Núcleo do tipo envolvido

Neste tipo de núcleo os enrolamentos colocados sobre as colunas envolvem o respectivo circuito magnético sem serem envolvidos por este. Como consequência, para esse tipo de núcleo há somente um caminho para a circulação do fluxo magnético. Para a variedade de transformadores monofásicos, os enrolamentos são dispostos de tal maneira que contemplem as duas colunas do núcleo. Já para o transformador trifásico, os enrolamentos de cada uma das fases ocupam uma determinada coluna.

2.1.9.3 Núcleo do tipo envolvente

Nesta variedade os enrolamentos envolvem o respectivo circuito magnético, ao mesmo tempo em que ficam envolvidos por este, quase que totalmente cobertos pelo núcleo. Este tipo de núcleo proporciona mais de um caminho para a circulação de fluxo magnético e oferece maior vantagem em termos de performance durante curto-circuitos e transitórios de tensão. Essa forma construtiva é utilizada predominantemente em transformadores de alta potência, onde as condições de operação são bem mais severas.

2.1.10 Tipos de enrolamentos

Os enrolamentos ou bobinas consistem em condutores feitos de cobre ou alumínio, isolados com esmalte ou papel especial, enrolados no núcleo do transformador. Enquanto os enrolamentos confeccionados com cobre possuem maior capacidade de resistir a esforços mecânicos, os enrolamentos feitos com alumínio são mais leves e baratos. No entanto, a capacidade de condução de um condutor de alumínio é menor se comparado a um condutor de cobre de mesma seção. Adicionalmente, quando há necessidade de se projetar um transformador capaz de resistir a elevadas somas de esforços mecânicos (causados por

curto-circuitos críticos, por exemplo), utiliza-se uma liga de cobre e prata especial, denominada *silver-bearing-copper*.

Conforme Martigoni (1991) [1], qualquer que seja o tipo de construção do transformador os dois enrolamentos de alta tensão e baixa tensão da mesma fase são em geral colocados sobre a mesma coluna sendo que, nos transformadores industriais, há várias maneiras de se disporem as bobinas a fim de se diminuir a dispersão magnética. Pode-se encontrar, conforme a posição relativa entre as bobinas de alta e baixa tensão, dois tipos de enrolamentos, os quais são: enrolamentos de bobinas concêntricas ou tubulares e bobinas alternadas ou de discos. Essas variedades serão abordadas a seguir.

2.1.10.1 Enrolamentos concêntricos ou tubulares

Esta forma construtiva dispõe sobre cada coluna do transformador os enrolamentos de alta e baixa tensão, concêntricos, separados entre si por material isolante [1]. Por questões de segurança, o enrolamento de baixa tensão é colocado perto da coluna do núcleo e separado da mesma por um tubo de material isolante. O enrolamento de alta tensão é dividido em várias bobinas sobrepostas e devidamente distanciadas, enquanto o enrolamento de menor tensão é geralmente constituído em forma de solenoide contínuo. Há casos em que, para diminuir a dispersão magnética, o enrolamento de baixa tensão é subdividido em dois solenoides concêntricos, sendo que um destes é disposto próximo da coluna e o outro é colocado externamente ao enrolamento de maior tensão. As duas versões dessa forma construtiva são mostradas na Figura 21 [1].

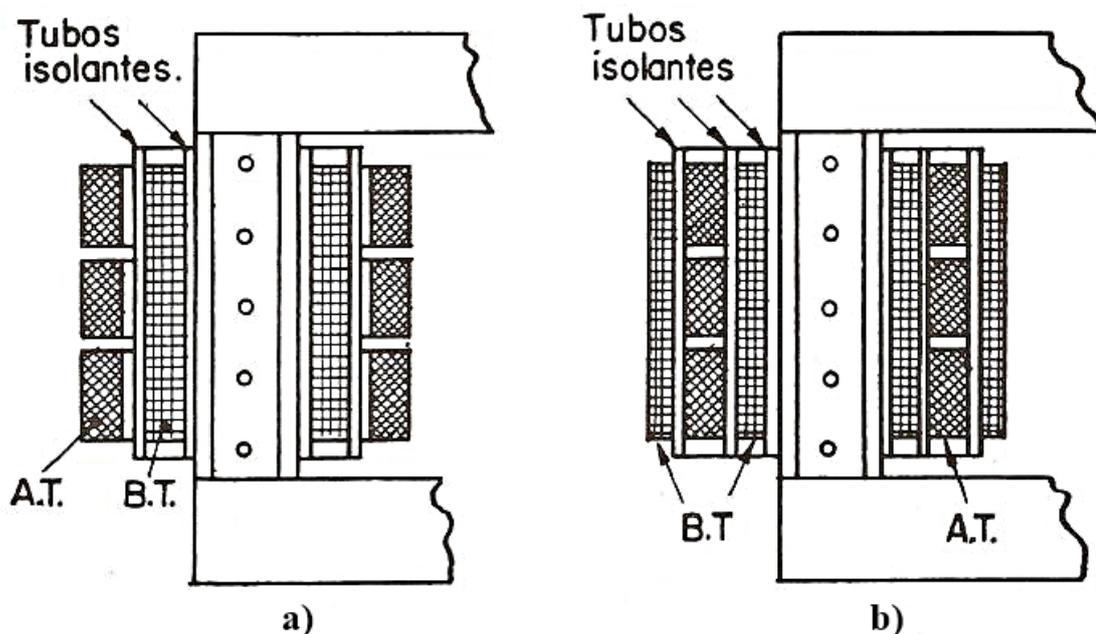


Figura 21 – Enrolamentos concêntricos: em a), o enrolamento de alta tensão é dividido em várias bobinas sobrepostas. Em b), o enrolamento de baixa tensão é subdividido em dois solenoides concêntricos.

(Fonte: [1])

2.1.10.2 Enrolamento com bobina alternada ou de discos

Esta estrutura é realizada construindo ambos os enrolamentos, de alta e de baixa tensão, com várias bobinas de comprimento axial pequeno (discos) e sobrepondo-se essas bobinas alternadamente, como mostrado na Figura 22 [1].

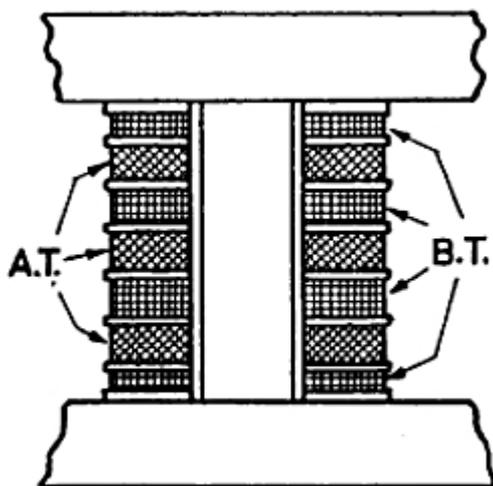


Figura 22 – Enrolamento com bobina alternada.
(Fonte: [1])

O sistema de isolamento desse tipo de enrolamento se concebe com a interposição de coroas isolantes. Ressalte-se que o enrolamento com bobinas a discos é particularmente usado nos transformador de núcleos envolventes. A maioria dos transformadores concebidos com esse tipo de enrolamento pertence a categorias de altas tensões, da ordem de 25 kV, e comumente têm o núcleo do tipo envolvido. Considerando as elevadas tensões, deve-se ter cautela na operação e nos ensaios, a fim de evitar esforços mecânicos críticos entre os discos e as terminações das espiras. Os cuidados devem ser reforçados quando o equipamento é submetido a picos de tensão transitória.

2.2 Sistema de isolamento

O núcleo e as bobinas dos transformadores são isoladas por papéis especiais e preenchidos com óleo isolante. Esse conjunto de óleo e papel é o cerne do sistema de isolamento do sistema e o estado em que ele se encontra é de suma importância para a avaliação da vida útil de um transformador. O isolante líquido dos transformadores é geralmente o óleo procedência mineral naftênica. O isolante sólido, por sua vez, é o papel isolante do tipo Kraft. As características desse sistema isolante dependem da geometria dos condutores, da composição do dielétrico, de gradientes de temperatura e da combinação de todos os materiais que foram empregados para isolação.

2.2.1 Óleo isolante

O óleo mineral que serve ao sistema isolante é obtido de óleos crus de base naftênica e cuidadosamente refinados, a fim de obter máxima eliminação de impurezas. Esse líquido isolante possui características adequadas ao uso como isolante, tais como alta rigidez dielétrica, boa fluidez e capacidade de operar em temperaturas elevadas. Tais particularidades também permitem que o óleo desempenhe outra função importante: a transferência de calor proveniente das perdas na parte ativa do transformador (núcleo e enrolamentos) às paredes do tanque [1]. Adicionalmente, o óleo é utilizado para indicar as condições de funcionamento dos equipamentos imersos nele. O estado do líquido isolante retrata as condições elétrica de operação desses equipamentos. Por conta disso, a análise do óleo isolante é análoga a um exame de sangue em seres humanos. A exemplo, em situação de curto circuito há uma elevada geração de calor, causando degradação do óleo e proporcionando reações químicas formadoras de gases e substâncias variadas. A coleta e posterior exame laboratorial do óleo ao longo do comissionamento do transformador levanta o diagnóstico acerca da severidade dos danos causados à parte ativa do transformador.

Transformadores normais instalados em postes ou de aplicação em subestações utilizam óleo mineral, pois não há necessidade de cuidados especiais [1]. Em locais onde incêndios poderiam trazer consequências catastróficas em perdas humanas e materiais, utiliza-se transformadores que não utilizam óleo - são os transformadores a seco.

O óleo mineral, além de ser inflamável, possui a desvantagem de perder suas características dielétricas ao longo do tempo [1], devido à degradação de sua estrutura físico-química ao longo de sua vida útil.

2.2.2 Isolamento sólido

O material mais utilizado para isolamento sólido é o papel Kraft, na forma de finas camadas ou espaçadores e tubos de alta densidade, responsáveis por proporcionar isolamento elétrico entre fases. Em sua estrutura microscópica, esse isolamento sólido é composto por inúmeras cadeias de celulose, que corresponde a uma substância polimérica oriunda de vegetais. Com o desgaste das moléculas de celulose, as sequências dos polímeros que a formam se rompem e, por conseguinte, há redução de moléculas de celulose [14]. Assim, o papel acaba por se tornar mecanicamente frágil e enrijecido, propiciando maiores probabilidades de ruptura em circunstâncias de descarga elétrica. Por isso, a vida útil do transformador normalmente é condicionada pelo estado do seu isolamento sólido, uma vez que o óleo pode ser facilmente substituído, sempre que tal se justifique, ao longo do tempo de operação do transformador, o que não acontece com o isolamento sólido [19]. O parâmetro que mais exerce influência sobre a degradação do papel isolante é o calor, que atua como catalisador de algumas reações danosas ao isolamento, tais quais a oxidação e a hidrólise. Tem-se que para cada 10°C de aumento de temperatura, a taxa de frequên-

cia dessas reações químicas é dobrada e, como consequência, o tempo de vida útil do transformador é reduzido à metade [14]. O aumento de temperatura pode ser resultado de diversos fatores, tais como o aumento da carga sendo alimentada pelo transformador, ocorrência de curtos circuitos, descargas parciais e arcos elétricos.

No âmbito de testes de comissionamento, a análise mais importante no que concerne às condições de operação do papel isolante, é realizada pela determinação do grau de polimerização viscosimétrico médio do papel, que diz respeito ao ensaio responsável por indicar de forma direta o nível de degradação do isolamento sólido, fazendo uma estimativa do tempo de vida útil restante do mesmo [20].

2.2.3 Tanque

Para evitar a contaminação do líquido isolante, considerado um problema crítico para o funcionamento adequado do transformador, utiliza-se como sistema de preservação o tanque, que é o recipiente que contém a parte ativa, os isoladores e o óleo isolante. Além de proteger o óleo contra contaminação, o tanque é responsável por transmitir ao ar o calor proveniente das perdas de potência [1]. De acordo com a quantidade de calor que deve ser liberada, o tanque pode ser construído com carcaça lisa, nervurada ou equipado com radiadores [1].

2.3 Ensaio Elétricos de Transformadores

Como ferramenta crucial para verificação do funcionamento adequado dos transformadores de potência há os ensaios elétricos, os quais podem ser definidos, para o caso de transformadores, como o conjunto de medições e verificações que determinam as características desses [21]. Os ensaios elétricos realizados antes de os transformadores serem levados à operação em campo podem ser categorizados na esfera da manutenção preventiva e são responsáveis por assegurar sobretudo que o núcleo e os enrolamentos do transformador operem em condições satisfatórias, dado que ocorrência de falhas na parte ativa geralmente envolve longos prazos de conserto e elevados custos de manutenção. Portanto, a implementação de um eficiente programa de ensaios proporciona o adequado acompanhamento das condições operacionais de um transformador, identificando falhas e uma rápida tomada de decisão para mitigação dessas falhas. Os ensaios de transformadores devem respeitar as normas nacionais, de autoria da ABNT, e normas internacionais representadas pela IEEE e IEC, caso os transformadores sejam fabricados no exterior.

Os ensaios de transformadores são divididos em ensaios de rotina, ensaios de tipo e ensaios especiais. Para o escopo do presente trabalho serão descritos, a seguir, os principais ensaios elétricos de rotina, os quais são os testes obrigatórios no âmbito do comissionamento de transformadores, com ênfase para o ensaio de relação de transformação.

2.3.1 Ensaios de rotina

Os ensaios elétricos de rotina devem ser realizados em todas as unidades produzidas e são categorizados pelas normas NBR 5356 (2007) e NBR 10295 (1988) da seguinte maneira:

1. medição de resistência dos enrolamentos;
2. medição da impedância de curto circuito e das perdas em carga;
3. medição das perdas em vazio e corrente de excitação;
4. ensaios dielétricos de rotina;
5. ensaio de comutador de derivações em carga, quando aplicável;
6. medição de resistência do isolamento;
7. medição da relação de transformação, da polaridade, verificação do deslocamento angular e da sequência de fases.

2.3.1.1 Resistência elétrica dos enrolamentos

Conforme especificado pela NBR 5356 - 1, de 2007, este ensaio visa verificar a resistência dos contatos, apertos, conexões, contatos de comutador e, principalmente, determinar a resistência elétrica de cada enrolamento que posteriormente fundamentará o cálculo das perdas ôhmicas utilizado na soma das perdas totais.

O ensaio deve ser concebido de tal maneira que a resistência de cada enrolamento, os terminais entre os quais ela for medida e a temperatura dos enrolamentos devem ser registrados. A medição deve ser feita em corrente contínua, a qual não deve ser superior à 15% da corrente nominal do enrolamento considerado, e a resistência dos enrolamentos deve ser verificada na derivação associada à tensão mais elevada, caso o transformador possuir comutador interno. A empresa que faz a aquisição do transformador deve indicar as derivações adicionais para as quais o fabricante deve realizar medições de resistência. Caso o transformador tenha comutador externo, o ensaio é realizado em todas as derivações. Complementarmente, reitera-se que em todas as medições cuidados devem ser tomados para se reduzirem os efeitos de auto-indutância.

2.3.1.2 Ensaio de medição da impedância de curto circuito e das perdas em carga

As perdas em carga podem ser definidas como a potência ativa absorvida, relativa a um par de enrolamentos, à frequência nominal e à temperatura de referência, quando a corrente nominal da derivação sob teste flui através do terminal de linha de um dos

enrolamentos, estando os terminais do outro enrolamento em curto circuito.

Segundo a norma NBR 5356 - 1, de 2007, o objetivo deste ensaio é medir as perdas no enrolamento e a tensão de curto circuito, a corrente de alimentação deve ser pelo menos a metade da corrente nominal de derivação e as medidas devem ser feitas rapidamente para que as elevações de temperatura não introduzam erros significativos.

Utiliza-se para a medição das perdas e da tensão de curto circuito um instrumento chamado analisador de potência em conjunto com transformadores de medição de tensão (ou TP) e de corrente (ou TC). O valor de perdas obtido deve ser corrigido à temperatura de referência, sendo que as perdas por efeito Joule $-I^2R$ -, com R denotando a resistência à corrente contínua, variam segundo a resistência do enrolamento e as outras perdas são inversamente proporcionais à resistência.

O valor de impedância deve ser corrigido à temperatura de referência, assumindo-se que a reatância é constante e que a resistência em corrente alternada, calculada a partir das perdas em carga, varia conforme a Lei de Joule.

Para transformadores de três enrolamentos, as medições são feitas para os três pares de enrolamentos e os resultados são recalculados considerando-se as impedâncias e as perdas de cada enrolamento.

2.3.1.3 Ensaio de medição de perdas em vazio e corrente de excitação

Conforme a norma NBR 5356 - 1, de 2007, as perdas em vazio e a corrente de excitação devem ser medidas em um dos enrolamentos, à frequência nominal e com tensão igual à tensão do enrolamento sob ensaio.

As perdas em vazio podem ser definidas como a potência ativa absorvida quando a tensão nominal, à frequência nominal, é aplicada aos terminais de um enrolamento, estando os outros enrolamentos em circuito aberto. Essa potência ativa é associada às correntes parasitas e às perdas por histerese.

O transformador deve estar aproximadamente à temperatura ambiente e, para um transformador trifásico, a escolha do enrolamento e a conexão à fonte de potência de ensaio devem ser feitas de modo a permitir que as tensões nas três fases sejam tão simétricas e senoidais quanto possível. A tensão de ensaio deve ser ajustada por um voltímetro que mede o valor médio da tensão, mas que é graduado de modo a fornecer o valor eficaz de uma tensão senoidal tendo o mesmo valor médio. O valor lido por este voltímetro é U' . Simultaneamente, um voltímetro medindo o valor eficaz da tensão deve estar conectado em paralelo com o voltímetro de valor médio, e a tensão U que ele indica deve ser registrada. A forma de onda da tensão de ensaio é satisfatória se U' e U forem iguais com desvio máximo de 3%. Se a diferença das leituras entre os voltímetros for maior que 3%, a validade do ensaio deve ser objeto de acordo entre fabricante e comprador. Utiliza-se para a medição das perdas e da tensão um instrumento chamado analisador de potência em conjunto com transformadores de medição de tensão e de corrente.

2.3.1.4 Ensaio de relação de transformação

O objetivo do ensaio de relação de transformação é medir a relação de tensões entre tensão primária e tensão secundária de um transformador, ou seja, V_2/V_1 . O princípio da aferição é ilustrado pela Figura 1. Com a medição é possível verificar o desvio entre a relação de tensão teórica (nominal) e a medida.

Conforme a NBR 5356 - 1, de 2007, este ensaio deve ser realizado aplicando-se a um dos enrolamentos uma tensão igual ou inferior à tensão nominal deste enrolamento, e com frequência igual ou superior à nominal. Para transformadores trifásicos, apresentando fases independentes e com terminais acessíveis, procede-se, indiferentemente, usando-se corrente monofásica ou trifásica, como for mais conveniente. Se o enrolamento onde a tensão é aplicada estiver ligado em estrela com neutro acessível, usa-se corrente trifásica, procedendo-se como para transformadores monofásicos. Conforme a referida norma, existem quatro métodos de realização do ensaio de relação de transformação:

1. método do voltímetro;
2. método do transformador-padrão;
3. método do transformador de referência de relação variável;
4. método do potenciômetro.

1) Método do Voltímetro

Utiliza-se dois voltímetros (com TP, se necessário); um para medir a tensão do enrolamento de alta tensão e o outro para o de baixa. Os dois multímetros devem ser lidos simultaneamente. Posteriormente, deve ser feito um novo grupo de leituras com os dois voltímetros permutados. Tomar a média das relações obtidas nos dois grupos de medidas, a fim de compensar os erros dos voltímetros. Quando se ensaiam vários transformadores de iguais características, o trabalho pode ser simplificado, aplicando-se este ensaio a apenas um transformador e comparando-se os demais com este, considerado como padrão, de acordo com o método do transformador-padrão.

2) Método do transformador-padrão

Excitar o transformador a ser ensaiado e um transformador-padrão da mesma relação nominal, ligados em paralelo, inserindo-se numa das ligações do secundário um voltímetro ou outro dispositivo indicador de tensão. Esse último indica a diferença de tensão, se houver.

Outra modalidade deste método consiste em excitar o transformador a ser ensaiado e o transformador-padrão da mesma relação nominal em paralelo, do lado da fonte, e medir as tensões secundárias com dois voltímetros. A seguir, permutar os voltímetros e repetir o ensaio. Adotar para o valor da relação a média dos valores obtidos.

3) Método do transformador de referência de relação variável

Utiliza-se um equipamento especialmente construído, o qual incorpora um transformador de relação variável e um indicador de tensão. A escala do equipamento indica a relação quando o indicador de tensão registra deflexão nula.

Quando se utiliza este método, pode-se, também, verificar a polaridade, o deslocamento angular e a sequência de fases dos enrolamentos.

4) Método potenciométrico

Liga-se um resistor de valor adequado e desloca-se o contato móvel ao longo do resistor até que o indicador de tensão registre deflexão nula. Em tal ponto, são medidas as resistências R_1 e R_2 , cuja relação exprime a relação de tensões do transformador.

2.3.2 Trabalhos relacionados ao monitoramento das variáveis e automação dos ensaios

No âmbito de transformadores de distribuição, um grupo de engenheiros de Dresden, na Alemanha, propôs uma referência para automação de ensaios elétricos. O trabalho utiliza como fundamentos o sistema de acionamento automático via CLP e uso de conversores de frequência para a mudança de níveis de tensão empregados aos circuitos de ensaio, sendo que os conversores de frequência são mais fáceis de controlar e consomem menos energia elétrica se comparados a geradores utilizados para essa função. Adicionalmente, o trabalho ainda apresenta várias opções de melhorias para que o sistema de automação reduza ao máximo o tempo de duração dos ensaios, enfatizando a importância de um sistema de controle inteligente associado a uma interface de usuário intuitiva [22].

Há também um projeto descrito em [23] que aposta na automação de ensaios de transformadores do tipo seco, que também se baseia na utilização de CLP, cuja programação é feita em linguagem Ladder. O sistema de automação proposto conta com um computador dedicado, no qual foi desenvolvida a interface de usuário, a qual permite a seleção do ensaio de rotina que se pretende realizar e possui a flexibilidade de operar tanto com transformadores monofásicos quanto trifásicos. Complementarmente, o sistema é capaz de gerar relatórios para cada ensaio realizado.

Na Polônia, foi desenvolvido um sistema de medição automática de correntes de *in-rush* para pequenos transformadores de núcleo toroidal. O controle do sistema é baseado em microcontrolador e a interface gráfica de usuário foi desenvolvida através de ambiente LabVIEW, a qual possibilita que o usuário altere a parametrização do sistema e mude as configurações de comunicação com o microprocessador. Assim como o trabalho mencionado anteriormente, o sistema desenvolvido pelos poloneses também gera relatórios detalhados acerca do funcionamento do teste e da operação do transformador. Um protótipo do sistema desenvolvido foi implementado em fábrica e mostrou resultados significativos no âmbito da redução de tempo dos testes de qualidade e minimização de erros humanos [24].

Na Turquia, foi desenvolvido um sistema de análise de testes de rotina concebido através da aplicação do algoritmo *Firefly* implementado em microcomputador. Os ensaios de rotina de transformadores foram analisados usando o algoritmo gerado, em que dados de sensores e instrumentos de medição foram obtidos por meio de um sistema de coleta de dados composto por *hardware* e *software* e, posteriormente, são transferidos para um centro de informática. O hardware eletrônico tem sido utilizado para transferência de dados de sensores conectados a diferentes unidades do transformador para o computador. Os dados recebidos do transformador foi sincronizado com microcontroladores PIC no circuito projetado e transferido de forma rápida e segura para o computador por meio de porta USB. Uma interface escrita em ambiente de programação Visual Studio foi criada para apresentar os sinais analógicos em formato digital ao usuário. Os valores de tensão obtidos pelos sensores são exibidos na interface criada. O *software* e *hardware* projetados foram testados em um sistema real e os dados obtidos mostraram que o sistema opera com sucesso. Os resultados foram obtidos com mais precisão e rapidez com o algoritmo heurístico. Adicionalmente, precisão, velocidade de aprendizado e estabilidade desse algoritmo são benefícios confirmados pelos resultados obtidos nos testes em transformadores reais. O autor ainda menciona que a sobrecarga do sistema é anulada através de cancelamento automático quando o transformador está sobrecarregado. Por fim, o autor profere que a qualidade da energia foi mantida evitando cortes de energia indesejados [25].

No Brasil, um estudo concebido por alunos da Universidade Federal de Santa Maria, no Rio Grande do Sul, expõe uma proposta de sistema de automação para medição da impedância de curto circuito e ensaio de perdas em carga, com foco em transformadores de média tensão. O circuito de ensaio utiliza um fonte alternada trifásica de potência de 100 kVA para fornecer a potência desejada ao sistema de ensaio. Os transformadores de corrente abaixam a tensão proveniente do transformador sob ensaio e enviam os sinais desejados aos instrumentos de medição, os quais se associam a DAQ - *hardware* de aquisição de dados da National Instruments. Por meio de programação em ambiente LabVIEW é construído um sistema supervisor e implementado o controle do sistema, inclusive do acionamento automático da fonte de potência. Como conclusão, os autores afirmam que o sistema reduz a possibilidade de erros operacionais, tornando-o mais rápido e permitindo que o executor do ensaio se concentre apenas na observação das variáveis medidas. Esses fatores aceleram o resultado dos ensaios e promovem maior segurança às pessoas que utilizarão o sistema [26].

Um projeto descrito em [27], realizado em Nova Orleans, nos EUA, implementa ferramentas de teste automático para relés microprocessados, utilizados para proteger transformadores de potência. A ferramenta de teste calcula as correntes, tensões e condições de controle digital necessárias com base na leitura automática de um arquivo de configurações dos relés utilizados. O sistema desenvolvido é então usado para interagir com o *software* programado para operar o teste, transferindo essas informações primeiro para *software*

e depois adquirindo os resultados dos testes e fornecendo um relatório personalizado. O relatório resultante apresenta e resume as informações técnicas sobre os procedimentos de teste do transformador e seus resultados. Além de ser uma ferramenta de controle de qualidade para testes consistentes e completos de relés de instalações de transformadores de potência, a ferramenta implementada pode ser usada como material de suporte de treinamento para novos técnicos de relés. Os autores do projeto destacam uma série de benefícios resultante da aplicação desse sistema, tais quais a economia tempo e recursos financeiros; garantia de qualidade dos procedimentos de teste; auditabilidade do sistema de automação; e aprimoramento da confiabilidade, minimizando os erros de operação dos relés.

Uma dupla de estudantes chineses apostou no desenvolvimento de uma aplicação de sistema automático, descrita em [28], para o ensaio de elevação de temperatura que se baseia na prerrogativa de autocontrole do ensaio. Para tanto, eles utilizaram técnicas de processamento de sinais para monitoramento e integração dos parâmetros elétricos e da temperatura do sistema. Como recurso computacional para concepção da automação foi utilizado um computador pessoal e o algoritmo de controle foi implementado via linguagem de programação C++. A lógica implementada por esse algoritmo garante o controle da potência fornecida para o adequado aquecimento do transformador, sem que necessite de intervenção humana. Entre os trabalhos brasileiros presentes na literatura, destaca-se o projeto descrito em [29], concebido por um grupo da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) em parceria com um integrante da Companhia Energética de Tocantins. Os autores propõem um sistema automático de baixo custo para ensaio de perdas em núcleo e corrente de excitação de transformadores monofásicos. O *hardware* desenvolvido compreende às fontes de alimentação, circuitos condicionadores de sinais para as tensões e correntes, seletor automático de escala de corrente, circuitos de conversão analógica-digital e circuitos de interface de comunicação de dados com isolamento óptica. Para a digitalização dos sinais de corrente e tensão é utilizado o conversor AD interno ao microcontrolador PIC. Já o software desenvolvido é responsável pela execução das tarefas de aquisição dos dados, seleção de escalas, armazenamento em memória, processamento numérico, comunicação serial com a estação de trabalho e visualização de dados de forma gráfica e por tabela.

Também é importante mencionar os trabalhos que objetivam o monitoramento das variáveis dos transformadores, e não a automatização dos ensaios em si. O trabalho descrito em [30] se propõe a monitorar os parâmetros de transformadores de distribuição enquanto estão operando. Para tanto, o sistema se fundamenta na atuação de um microcontrolador AT89C52, que monitora e controla continuamente a magnitude de temperatura, nível de óleo e variáveis elétricas do transformador. Essa estrutura faz com que o sistema proposto seja robusto no sentido de evitar que falhas de operação aconteçam por conta de picos de corrente. Para o monitoramento de temperatura é utilizado um sensor LM35 e os

níveis de óleo e valores de corrente elétrica são medidos por sensor de nível e de corrente, respectivamente. Os sinais analógicos são digitalizados por intermédio de um dispositivo ADC 0809.

Em outros artigos, sistemas também baseados em microcontroladores são utilizados para o monitoramento de tensão, corrente e temperatura de transformadores operando em subestações de energia, com o objetivo de manter a segurança das máquinas contra picos dessas variáveis. O trabalho descrito em [31] monitora os parâmetros mencionados e, quando o sistema opera com valores críticos, toda a unidade é desligada. Adicionalmente, o sistema proposto é capaz de reconhecer falhas ocasionadas por sobrecarga, altas temperaturas e sobretensão. A estrutura do sistema consiste de dois dispositivos: um se situa na subestação e é chamado de transmissor de dados, operando com um microcontrolador do tipo AVR e um transmissor de radiofrequência; o outro, situado remotamente, é responsável pelo controle e recepção dos dados provenientes do transmissor.

O artigo descrito em [32] propõe, por intermédio de um indicador de temperatura dos enrolamentos, o controle da temperatura de transformadores de distribuição, fundamentando-se na medição de temperatura de topo de óleo e simulação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento. No entanto, uma alternativa mais precisa em comparação ao tradicional indicador de temperatura de enrolamento utilizado é a utilização de sensores de temperatura baseado em fibra óptica, os quais são bastante eficiente em tensões elevadas, inclusive no monitoramento de transformadores de alta tensão.

Outro artigo, referenciado em [33], propõe um sistema de monitoramento microcontrolado, munido de componentes de estado sólido para manipulação de sensores e comunicação em tempo real baseada em protocolo ZigBee.

Ainda, um trabalho, descrito em [34], apresenta a implementação de um sistema embarcado móvel para diagnóstico on-line das condições operacionais de transformadores. Tal sistema embarcado assimila e salva informações como correntes de carga, variáveis associadas ao óleo isolante, temperatura ambiente e tensões. O aparato de monitoramento on-line proposto integra um modem GSM - *Global System for Mobile* - e associa um CLP a sensores. Os dados obtidos do transformador são recebido na forma de SMS.

3 Sistema Proposto

A presente seção faz a descrição do sistema de automação desenvolvido para o ensaio de relação de transformação em transformadores de potência. Para tanto, inicialmente serão discutidos o modo com que era realizado o referido ensaio antes e após a implementação do sistema de medição proposto. Posteriormente, serão abordados os requisitos do sistema de automação, o qual enfatizam as características, métodos e equipamentos utilizados para a realização do projeto. Por fim, será descrito o projeto do sistema, caracterizando os aspectos de *software* e *hardware* utilizados.

3.1 Descrição do ensaio

Nesta parte, pretende-se descrever a realização e posterior análise do ensaio de relação de transformação efetuado em transformadores, na WEG. Desse modo, serão abordados os modos com que o ensaio era feito antes e após a implementação do sistema de medição automático proposto pelo presente trabalho. Para a caracterização do ensaio será seguida a seguinte estrutura: preparação, execução e análise. Por preparação, entende-se a etapa correspondente ao levantamento dos dados de placa do transformador, a instrumentação utilizada durante o ensaio e descrição do local onde o ensaio é realizado. Por execução, entende-se a realização propriamente dita do ensaio, ou seja, é a fase do teste em que serão levantados os dados específicos do ensaio de relação de transformação. Por análise, entende-se a parte em que o executante de posse dos dados já obtidos determinará parâmetros e característica, as quais permitirão concluir sobre o desempenho do transformador.

Deve-se entender que a versão manual do ensaio também utiliza o equipamento de medição automática da relação de transformação. Assim, a modalidade manual do ensaio diz respeito à ausência de automação no circuito de acionamento, a exemplo da comutação de *taps* dos comutadores sob carga dos transformadores. A modalidade manual do ensaio também é desprovida da coleta automática de dados provenientes do ensaio.

3.1.1 Ensaio realizado de forma manual

A preparação do ensaio é realizada registrando-se, a partir dos dados provenientes da placa de identificação do transformador, as tensões nominais do lado de alta tensão e baixa tensão, conexões, frequência e *taps* para os quais estão ligados os enrolamentos de alta e baixa tensão. A instrumentação do ensaio é basicamente composta pelo equipamento TTR, do tipo 2795 - da marca Tettex. Os operadores do ensaio devem conectar o TTR

ao computador presente correspondente ao painel de ensaios automáticos.

Complementarmente, os seguintes pontos são verificados:

- o transformador em teste deve ser completamente desenergizado e isolado do sistema;
- a área onde se está ensaiando deve estar livre de objetos e do transformador;
- deve haver equilíbrio térmico entre o óleo e o enrolamento, normalmente garantido quando o transformador está de três a oito horas desenergizado;
- o ensaio deve ser realizado de acordo com o diagrama de conexão mostrado na placa de identificação do transformador;
- deve-se inserir os dados do transformador no instrumento de medição, conforme indicado na Tabela 3:

Tabela 3 – Valores inseridos na configuração do equipamento TTR.

Item	Modo de configuração
AT	Configuração do transformador trifásico para o lado de alta tensão.
BT	Configuração para o lado de baixa tensão em transformadores monofásicos.
Deslocamento angular	Auto
Tensão de teste	Auto
Tensão nominal AT	Tensão nominal do enrolamento de alta tensão
Tensão nominal BT	Tensão nominal do enrolamento de baixa tensão
Quantidade total de taps	Número total de taps do transformador
<i>Bot tap number</i>	Número do tap em que se iniciará o ensaio
<i>Nominal tap number</i>	Tap nominal
<i>Tap setup</i>	Selecionar lado de alta ou de baixa tensão
<i>Max deviation</i>	0,5%
<i>DUT Serial Number</i>	Número de série do transformador sob ensaio
<i>DUT location</i>	Local onde se realiza o ensaio
<i>Operator</i>	Nome do operador do ensaio

Na prática, o ensaio deve levar em conta as diferenças de conexão existentes entre transformadores monofásicos e trifásicos. Tais distinções implicam também em diferenças na configuração das ligações feitas no equipamento TTR. Para conectar o Tettex TTR

2795 a um transformador monofásico usando o conjunto de cabos trifásico padrão pertencentes ao equipamento, os cabos devem ser conectados à unidade usando os fios de extensão, se necessário. Deve-se verificar se os conectores estão totalmente travados. As conexões são realizadas da maneira prescrita na Tabela 4.

Tabela 4 – Configuração do cabeamento do TTR para ensaio de relação de transformação em transformador trifásico.

Terminais do transformador		Conexões do TTR	
ANSI/IEEE	IEC/VDE	H (plugues verdes)	X (plugues brancos)
H_1	U	Marrom	
H_0	N	Azul	
X_1	u		Marrom
X_0	n		Azul

As conexões ente o TTR e os transformadores monofásicos são ilustradas na Figura 23.

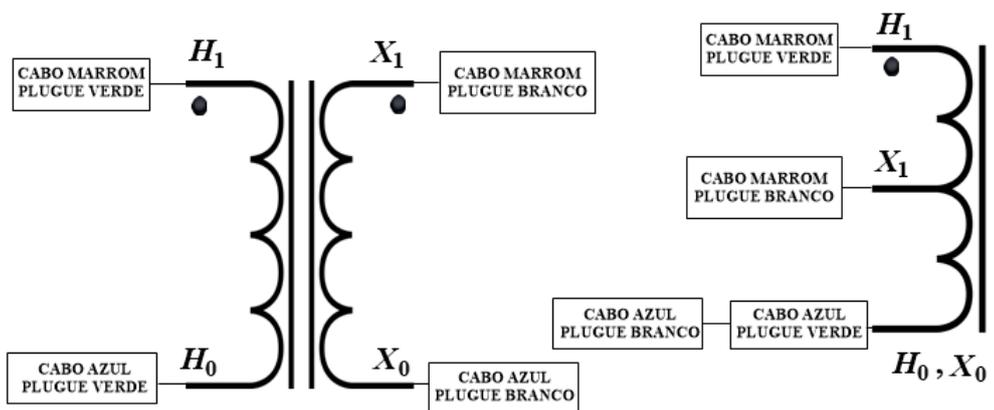


Figura 23 – Conexão do TTR 2795 a transformadores monofásicos. À esquerda, o esquema simbólico corresponde a um transformador tradicional e, à direita, a um autotransformador.

Se o ensaio em questão estiver sendo aplicado a um autotransformador, os terminais H_0 e X_0 são comuns. Ao conectar a um autotransformador, deve-se tomar muito cuidado para garantir que a conexão H está conectada à parte superior do enrolamento, especialmente se o transformador estiver super ventilado. Não fazer isso pode resultar em danos ao transformador e o instrumento.

Já a conexão a transformadores trifásicos depende se o transformador está equipado com conexões neutras no primário ou secundário. Se não houver conexão neutra no enrolamento primário, o fio H_0 é mantido desconectado e colocado de maneira a ficar isolado da terra e de qualquer outra conexão, sem que haja possibilidade de ser tocado por qualquer indivíduo durante o teste. A configuração do cabeamento do TTR para o caso trifásico é descrita na Tabela 5.

Tabela 5 – Configuração do cabeamento do TTR para ensaios de relação de transformação em transformador trifásico.

Terminais do transformador		Conexões do TTR	
ANSI/IEEE	IEC/VDE	H (conectores verdes)	X (conectores brancos)
H ₁	U	Marrom	
H ₂	V	Preto	
X ₃	W	Cinza	
H ₀	N	Azul	
X ₁	u		Marrom
X ₂	v		Preto
X ₃	w		Cinza
X ₀	n		Azul

Se o transformador trifásico estiver equipado com um enrolamento terciário, esse deve ser testado da mesma maneira que o enrolamento secundário, a partir do uso dos mesmos cabos. O transformador é energizado usando os enrolamentos de alta tensão (H₀ a H₃) com X₀ a X₃ conectado ao terciário.

Posteriormente, com as conexões feitas adequadamente, a aferição de dados é realizada sendo que, para o caso manual, objetivando a economia de tempo, apenas a relação de transformação é anotada. A medição é feita em todas as derivações de tensão do transformador e a anotação dos dados é executada manualmente em um documento físico ou planilha eletrônica. O cálculo de erro da relação de tensão, que não pode ultrapassar 0,5%, é realizado por meio de calculadoras ou através de fórmulas implementadas nas planilhas eletrônicas. Assim, na etapa de análise dos dados, os erros são destacados manualmente pelos operadores do ensaio. Ressalte-se que os procedimentos de medição e anotação são realizados por dois técnicos, com o objetivo de economizar tempo. Após o ensaio, os técnicos devem registrar os dados em um banco de dados correspondente aos ensaios elétricos realizados pelos laboratórios de ensaio. Esse banco de dados corresponde ao sistema ENS, de propriedade da WEG, e tem como principal função, no âmbito de ensaios, a geração de relatórios padronizados.

3.1.2 Ensaio realizado de forma automática

No caso da modalidade automática do ensaio, também devem ser seguidos os critérios de preparação realizados na modalidade manual. Ou seja, deve-se manter o transformador sob teste desenergizado e isolado do sistema; manter a área de ensaio livre de objetos e realizar o ensaio apenas quando há equilíbrio térmico entre óleo e enrolamento. No entanto, a diferença é que na presente modalidade o registro de dados do transformador e o correspondente diagrama de conexão são inseridos de forma automática no TTR. Com a automação do ensaio, a lógica de acionamento do circuito é realizada de forma automática através da operação de um PLC300 - CLP utilizado no painel correspondente

aos ensaios automáticos, que realiza operações lógicas através de algoritmo implementado em linguagem Ladder. O *software* de aquisição de dados, feito em LabVIEW e denominado AQTrafo, é responsável pela comunicação e acionamento do CLP e faz a aquisição de dados correspondentes às relações de transformação medidas, através de rotinas de comunicação com TTR 2795. Ainda, antes de se iniciar o acionamento do sistema, o *software* testa a comunicação com os equipamentos utilizados no ensaio como o TTR, o CLP e o IPTE, e também verifica a energização do painel de automação, identificando se o ensaio pode ser executado.

O *software* de aquisição de dados registra os dados acerca do transformador sob ensaio, assim como as condições ambientais em que o ensaio será executado (a temperatura, a frequência do sistema e o nível de umidade do ar). Também são registrados os dados do transformador sob ensaio, tal como o tipo de isolamento, grupos e tipo de ligação, número de fases, número de série, a norma de referência com a qual o transformador foi projetado. Esses dados são registrados por meio da comunicação com um banco de dados de cadastro de ensaios desenvolvido pela WEG. Para o cálculo da relação de transformação, o *software* de aquisição utiliza os seguintes parâmetros:

- deslocamento angular;
- enrolamento onde será aplicada a tensão;
- derivação do enrolamento ou *tap* no qual a tensão é aplicada;
- polaridade do transformador (subtrativa ou aditiva);
- enrolamento no qual as relações serão medidas;
- derivação ou *tap* do enrolamento no qual as relações serão medidas.

O sistema de medição é responsável por adquirir as relações calculadas pelo TTR 2795 e enviar ao *software* de aquisição. O sistema automático de medição verifica a relação de transformação para cada derivação de carga por meio do registro do número do *tap*, variável que é monitorada pelo equipamento IPTE, da marca Electron, o qual é um dispositivo eletrônico de monitoramento de *taps* em transformadores de potência com comutador em carga que opera a partir de coroa potenciométrica. A comparação entre as relações de transformação nominais e as razões medidas é calculada de forma automática e os erros com magnitude superior a 0,5% da tensão nominal do transformador sob ensaio são destacados na interface de usuário do *software*. Assim, a modalidade automática do ensaio possibilita que apenas um ensaísta seja responsável pela observação dos dados mensurados.

Uma observação a ser feita é que a comutação de *taps*, na operação em vazio do transformador, é realizada de forma manual por um operador de ensaio, em decorrência do

fato dessa modalidade de comutação ser realizada por meio de um dispositivo mecânico semelhante a um volante e operado por meio de tração, denominado Comutador à Vazio, inviabilizando a automação desse procedimento. Já a comutação na operação sob carga é realizada de forma automática pelo sistema de medição implementado, já que o sistema de comutação de derivações sob carga é associado eletricamente ao circuito de medição e permite comunicação com o painel de automação.

Após o término da coleta de dados automática, o sistema desenvolvido permite que o usuário envie esses dados diretamente ao banco de dados de registro dos ensaios, correspondente ao sistema ENS, responsável pela geração de relatórios de ensaio.

3.2 Requisitos do sistema de medição

A presente seção descreve os requisitos básicos, prescritos em normas, do processo de medição e do sistema de atuação, tais como grandezas de interesse, intervalo de medição de cada grandeza, tolerâncias de medição e precisão necessária para o sistema de medição. Ressalte-se que esses requisitos são valores mínimos, ou seja, os equipamentos usados no projeto, descritos na Seção 3.3, devem atender esses requisitos com boa margem de segurança.

Por sistema de medição, entende-se o conjunto completo de dispositivos adequados à realização de uma medição de alta tensão; programa computacional, utilizado para se obter ou calcular os resultados de medição, que também é elemento do sistema de medição. Um sistema de medição para ensaios de transformadores é geralmente compreendido pelos seguintes componentes:

- um dispositivo de conversão com as conexões necessárias para ligar o dispositivo ao transformador sob ensaio ou em um circuito e as ligações à terra;
- um sistema de transmissão conectando os terminais de saída do dispositivo de conversão para os instrumentos de medição com as suas redes ou impedâncias de atenuação, terminação e adaptação;
- um instrumento de medição em conjunto com qualquer conexão com a fonte de alimentação.

Por dispositivo de conversão, entende-se como equipamento para converter a quantidade a ser medida em uma quantidade compatível com o instrumento de medição. Por sistema de transmissão, compreende-se o conjunto de dispositivos que transfere o sinal de saída de um dispositivo de conversão a um instrumento de medição. Para o caso do sistema de medição proposto, o equipamento TTR 2795 desempenha as funções de transmissão e medição. Ressalte-se que não há necessidade de um sistema de conversão, já que os instrumentos de ensaio não lidam com quantidades elevadas de corrente e tensão.

Como grandezas de interesse para o ensaio de relação de transformação realizado por meio do TTR, tem-se as tensões alternadas presentes nos enrolamentos primário e secundário do transformador, as quais fornecem a relação de transformação; a corrente de excitação; a polaridade; e o deslocamento angular. Faz-se necessário, portanto, detalhar os procedimentos de medição, descrevendo a relação entre os requisitos de medição com o sistema de medição proposto pelo presente trabalho.

3.2.1 Definições

Para entender a natureza do ensaio de relação de transformação se faz importante o entendimento de algumas definições.

3.2.1.1 Relação entre espiras e relação entre tensões

A relação entre espiras de um transformador é a razão entre o número de voltas em um enrolamento de tensão mais alto e o de um enrolamento de tensão mais baixa. Já a relação entre as tensões de um transformador é a taxa da tensão eficaz do terminal de um enrolamento de tensão mais alta para a tensão eficaz do terminal de um enrolamento de tensão mais baixo em condições de carga. Para todos os fins práticos, quando o transformador está em circuito aberto, a relação entre as tensões e as relações entre espiras podem ser consideradas iguais, assim pode-se fazer o uso de ambas as nomenclaturas indiscriminadamente.

3.2.1.2 Tensões e relações de transformação da placa de identificação do transformador

As tensões da placa de identificação são definidas como as tensões de linha e tensões de fase do enrolamento de alta tensão, assim como as tensões de linha e de fase do enrolamento de baixa tensão. A relação de tensão da placa de identificação é definida como tensão de linha do enrolamento de alta tensão dividido pela tensão de linha do enrolamento de baixa tensão. As tensões e relações de transformação contidas na placa de identificação do transformador correspondem aos valores nominais desses parâmetros.

3.2.2 Medição de tensão alternada e relação entre tensões

As grandezas centrais de um ensaio de relação de transformação geralmente são as tensões alternadas presentes nos terminais dos enrolamentos do transformador de potência, utilizadas para o cálculo dos valores de relação entre as espiras ou relação entre as tensões desses enrolamentos. No entanto, para o ensaio de relação realizado a partir do TTR conta com uma particularidade em seu método de medição: esse equipamento aplica uma tensão CA nos terminais do enrolamento primário e verifica a tensão gerada

nos terminais do enrolamento secundário, mostrando ao operador apenas a relação de transformação obtida. Portanto, com o uso do TTR, a única tensão alternada medida é a tensão induzida nos terminais da bobina secundária.

Ressalte-se que, tanto a ABNT quanto a IEEE, consideram válida a realização do ensaio de relação de transformação por meio de um dispositivo TTR. A ABNT denomina o ensaio realizado a partir de um dispositivo TTR como a medição por meio de um transformador padrão com relação de transformação variável [35]. A IEEE denomina como um método de circuito de ponte - *bridge meter* ou *ratio meter* [36]. Ambas as denominações se baseiam no princípio físico da medição realizada pelo TTR, que se utiliza internamente de um circuito de ponte munido de um transformador padrão com relação de transformação ajustável. O princípio básico de operação do dispositivo TTR é ilustrado na Figura 24.

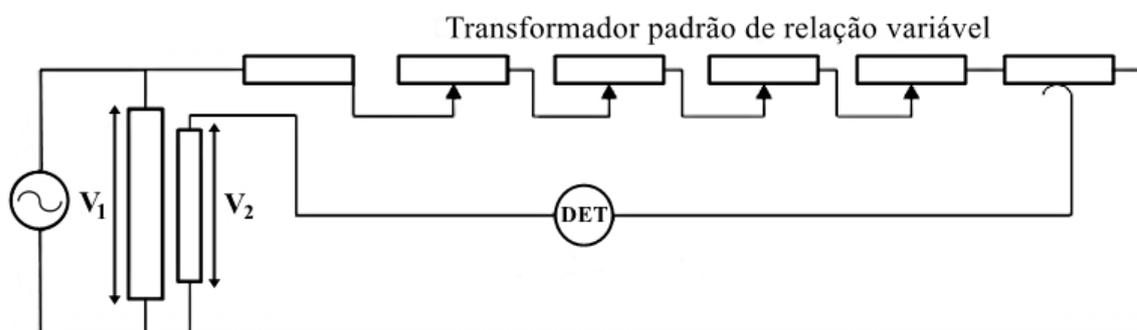


Figura 24 – Circuito básico da medição de relação de transformação a partir de TTR.
(Fonte: o autor.)

O parâmetro V_1 corresponde à tensão alternada aplicada pelo TTR ao enrolamento de maior tensão do transformador sob ensaio e ao circuito de ponte interno do equipamento. Já V_2 é a tensão induzida no enrolamento de menor tensão do transformador sob ensaio. A relação de transformação é calculada quando há equilíbrio na indicação da porcentagem de erro, determinado pelo detector DET, também chamado de indicador de posição zero. Uma tensão de fase é aplicada a um dos enrolamentos por meio de um circuito de ponte - correspondente ao transformador padrão munido de relação de transformação ajustável - e a relação de transformação correspondente à tensão induzida V_2 é medida por meio desse circuito de ponte, sendo que a precisão do instrumento de medição é inferior a 0,1%.

3.2.2.1 Considerações sobre frequência, formas de onda e derivação de tensão

Conforme norma C57.12.90-2015 [36], da IEEE, o ensaio de relação de transformação deve ser realizado com tensão nominal ou menor e com frequência nominal do transformador sob ensaio, ou frequência maior. A ABNT determina que a tensão de ensaio deve ser uma tensão alternada, geralmente com frequência na faixa de 45 Hz a 65 Hz, normalmente denominada como frequência industrial [35].

Quando o transformador possuir derivações de tensão para alterar sua relação de tensão, a relação de tensão é baseada no número de espiras correspondente à tensão medida nos enrolamentos aos quais as características de operação e performance do transformador são referidas. Adicionalmente, para um transformador com derivações de tensão, a relação de transformação deve ser medida em todos os *taps*. No caso de transformadores trifásicos, quando cada fase é independente e acessível, potência monofásica deve ser utilizada para medição. Quando conveniente, fonte trifásica de potência pode ser utilizada.

3.2.2.2 Tolerâncias e incertezas

As normas NBR 5356 [35], da ABNT, e C57.12.00-2015 [37], da IEEE, prescrevem que no âmbito da operação à vazio, em que as tensões são medidas nas derivações do enrolamento com menor número de espiras, as tensões medidas devem estar dentro da faixa de 0,5% da tensão nominal prevista na placa de identificação do transformador. Dessa forma, considerando que não existe incerteza na tensão aplicada no enrolamento com maior número de espiras, então é possível afirmar que a tolerância também é de 0,5% na relação de transformação. Nesse caso, o equipamento de medição deve apresentar, no máximo, uma incerteza de 0,05% na medição da relação de transformação. Essa relação para a incerteza, a qual deve ter magnitude dez vezes inferior à tolerância, é tipicamente usada em ensaios de calibração e certificação. A referida norma ainda menciona que para enrolamentos conectados em estrela, essa tolerância é aplicada às tensões de fase e neutro e, quando essa tensão não é explicitamente representada na placa de identificação do transformador, a tensão da fase medida deve ser calculada como a divisão da tensão entre fases por $\sqrt{3}$ [35].

3.2.3 Corrente de excitação

As tolerâncias e incertezas de medição correspondentes à corrente de excitação de transformadores são fundamentadas a partir do ensaio de perdas à vazio, tradicionalmente realizado para o cálculo desta variável. Para tanto, são seguidas as prescrições normativas alusivas aos requisitos de medição do referido ensaio. Conforme a norma C57.12.90-2015 [36], da IEEE, as características de operação e desempenho de um transformador são baseadas na tensão nominal e frequência, salvo indicação em contrário. Portanto, a obtenção de corrente de excitação é realizada com tensão nominal imposta aos terminais do transformador, usando uma fonte de tensão - no caso, o TTR 2795 - com uma frequência igual à frequência nominal do transformador em teste, a menos que especificado de outra forma. A tolerância para frequência é de 0,5% da frequência nominal do transformador em teste e, de acordo com a norma C57.12.00 [37], da IEEE, a precisão do sistema de medição no âmbito da corrente de excitação deve ser de 0,5%, já que a tolerância para validação do ensaio é de 5% da corrente de excitação determinada na placa de identificação

do transformador, conforme a referida norma.

Conforme a norma C57.12.90-2015, da IEEE, deve-se adicionalmente ter em conta os seguintes critérios de medição para a corrente de excitação [36]:

- a corrente de excitação é geralmente expressa por unidade ou em porcentagem da corrente nominal da linha do enrolamento em que é medido;
- a medição da corrente de excitação geralmente é realizada em conjunto com o ensaio de perdas à vazio. No entanto, a medição realizada a partir do TTR possui a mesma validade;
- para transformadores trifásicos, a corrente de excitação é calculada considerando a média das magnitudes das três correntes de linha.

3.2.4 Polaridade e deslocamento angular

Conforme visto na Seção 2.1.8, a polaridade de um transformador de potência pode assumir apenas dois valores: polaridade aditiva ou subtrativa. Portanto, tal parâmetro não é sujeito à incerteza de medição. Segundo a IEEE [37], transformadores monofásicos cujas potência e tensão nominal são de até 200kVA e 8660V, respectivamente, devem ter polaridade aditiva. O restante dos transformadores monofásicos deve ter polaridade subtrativa. Já no caso de transformadores com mais de uma fase, todas as fases devem ter o mesmo tipo de polaridade.

Já no caso do deslocamento angular, as medições de ângulo podem assumir valores diversos por parte do sistema de medição. No entanto, a padronização imposta na construção dos transformadores reduz consideravelmente a quantidade de valores de deslocamento angular que os transformadores trifásicos podem possuir. Conforme especificado pela IEEE [37], salvo especificação contrária definida na placa de identificação do transformador sob ensaio, o deslocamento angular entre alta tensão e as tensões de fase de baixa tensão dos transformadores trifásicos com conexões triângulo-triângulo ou estrela-estrela deve ser nulo. O deslocamento angular entre tensões de fase de alta e baixa tensão de transformadores trifásicos ligado em estrela-triângulo ou triângulo-estrela deve ser 30° , com a baixa tensão ficando atrás da alta tensão.

Não há tanto rigor, em termos de precisão, para a medição do deslocamento angular, sendo que as instituições responsáveis pelo desenvolvimento normativo acerca dos sistemas de medição para ensaios elétricos em transformadores, sendo elas a ABNT, ANSI a IEEE, e a IEC, não estabelecem regras de tolerância de ensaio e precisão do sistema de medição aplicado aos testes de verificação do deslocamento angular.

3.3 Projeto do sistema de medição

Esta seção descreve o sistema de medição, em aspecto de *hardware* e *software*, concebido para o presente trabalho, bem como a integração entre esses elementos no que concerne à operação do sistema de medição. Para tanto, serão descritos os equipamentos cruciais para o desenvolvimento do projeto, assim como as ferramentas de programação e algoritmos associados ao sistema de medição.

3.3.1 Hardware

O aparato físico utilizado na implementação do sistema automático de medição corresponde aos equipamentos apresentados a seguir:

- TTR 2795, da marca Tettex, instrumento de medição de relação de transformação;
- indicador de *tap* IPTE, da marca Electron;
- PLC300, CLP produzido pela WEG;
- microcomputador industrial que integra a bancada de automação do ensaio;
- transformador e seus elementos indispensáveis à automatização do ensaio de relação de transformação.

3.3.1.1 TTR 2795

O instrumento de medição da relação de transformação, TTR 2795, é uma solução portátil da marca Tettex para testes com transformadores monofásicos e trifásicos que possuam até 125 *taps*. Tal equipamento usa uma interface de usuário simples e intuitiva para tornar o processo de teste o mais fácil possível e, além da relação de transformação, inclui um sistema de determinação automática da configuração da polaridade e corrente de excitação. Quando o transformador sob ensaio é trifásico, o TTR 2795 também faz a verificação dos deslocamentos angulares. Suas especificações mais importantes, em aspectos físicos e ambientais são:

- temperatura de operação que varia de -10°C a $+55^{\circ}\text{C}$;
- tensão de alimentação alternada, que varia de 90 a 240V;
- corrente de alimentação de até 3,15A;
- frequência de alimentação que assume os valores de 50 ou 60 Hz.

A Figura 25 apresenta a visão frontal do referido equipamento e destaca seus principais elementos, os quais são descritos na Tabela 6.

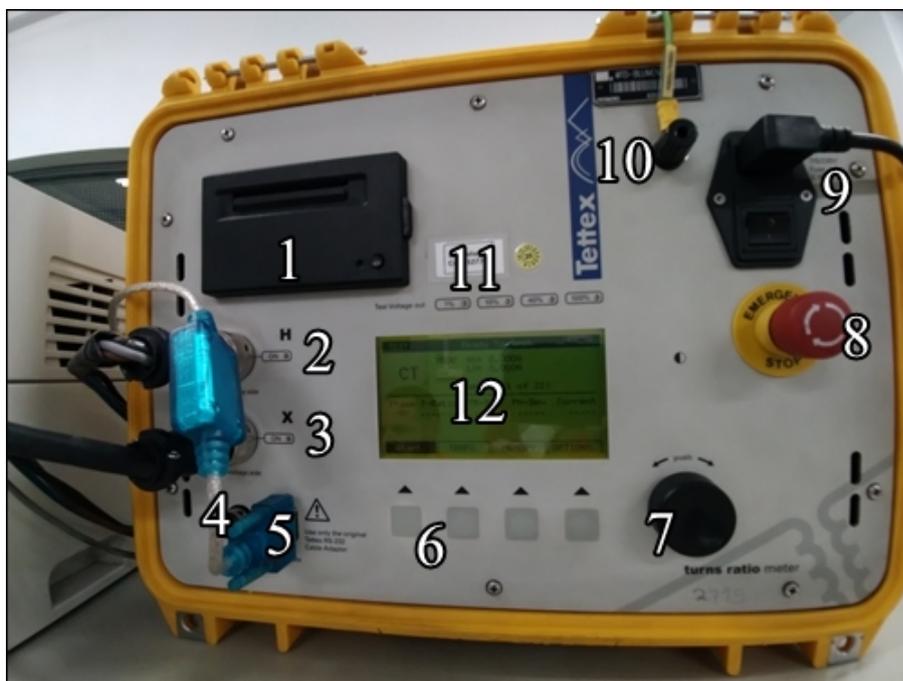


Figura 25 – Parte frontal do TTR 2795.
(Fonte: o autor.)

Tabela 6 – Elementos do painel frontal do TTR 2795.

Ítem	Descrição
1	Impressora de relatório.
2	Conexão do cabo de alta tensão.
3	Conexão do cabo de baixa tensão.
4	Conexão de interface para comutação de taps.
5	Porta de comunicação RS232.
6	Botões para seleção de opções de controle do sistema.
7	Botão de controle para definição de parâmetros.
8	Botão de parada de emergência.
9	Entrada de energia.
10	Dispositivo de aterramento.
11	Indicador de tensão de saída.
12	Tela principal.

O TTR 2795 mede relações de transformação que vai de 0,8 até 20000, com resolução de cinco dígitos. Para tal, o equipamento opera com tensões de excitação de ensaio de 1V, 10V, 40V e 100V, sendo que quanto maior o valor da tensão empregada, maior a precisão da medição da relação de transformação, conforme mostra a Tabela 7.

Tabela 7 – Precisão do TTR 2795 para medição de relação de transformação.

Relação de transformação	Precisão conforme tensão de excitação			
	1V	10V	40V	100V
0,8 .. 100	$\pm 0,10\%$	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,03\%$
101 .. 1000	$\pm 0,20\%$	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,05\%$
1001 .. 1500		$\pm 0,05\%$	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,05\%$
1501 .. 2000		$\pm 0,10\%$	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,05\%$
2001 .. 4000		$\pm 0,20\%$	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,05\%$
4001 .. 13000			$\pm 0,25\%$	$\pm 0,15\%$
13001 .. 20000				$\pm 0,20\%$

Já as informações sobre o alcance e precisão de medição do TTR2795 acerca da corrente de excitação e deslocamento angular são mostradas na Tabela 8 e Tabela 9, respectivamente.

Tabela 8 – Especificações de medição do TTR2795 para corrente de excitação.

Corrente de excitação		
Alcance	Resolução	Precisão
0 até 1A	0,1mA	$\pm 1\text{mA}$

Tabela 9 – Especificações de medição do TTR2795 para deslocamento angular.

Deslocamento angular		
Alcance	Resolução	Precisão
$\pm 180^\circ$	$0,01^\circ$	$\pm 0,05^\circ$

O TTR 2795 possui duas modalidades de conexão a transformadores, sendo que uma corresponde à operação em transformadores monofásicos e a outra, a transformadores trifásicos. Para tanto, o equipamento se utiliza do padrão de cabos apresentados na Figura 26. Para conexão em transformadores monofásicos, segue-se a configuração ilustrada pela Figura 23 e descrita na Tabela 4. No caso de transformadores trifásicos, a conexão deve se basear na configuração descrita na Tabela 5. A conexão a transformadores trifásicos depende de o transformador estar equipado com conexões neutras no primário ou secundário. Se não houver conexão neutra no primário, o fio H_0 (fio azul, plugue verde) é deixado desconectado. Esse cabo deve ser colocado de maneira a ficar isolado do terra e de qualquer outra conexão, sem que haja possibilidade de ser tocado por qualquer indivíduo durante o teste. Se o transformador trifásico estiver equipado com um enrolamento terciário, esse deve ser testado da mesma maneira que o enrolamento secundário. O transformador é energizado usando os enrolamentos de alta tensão (H_0 a H_3) com X_0 a X_3 conectado ao terciário.

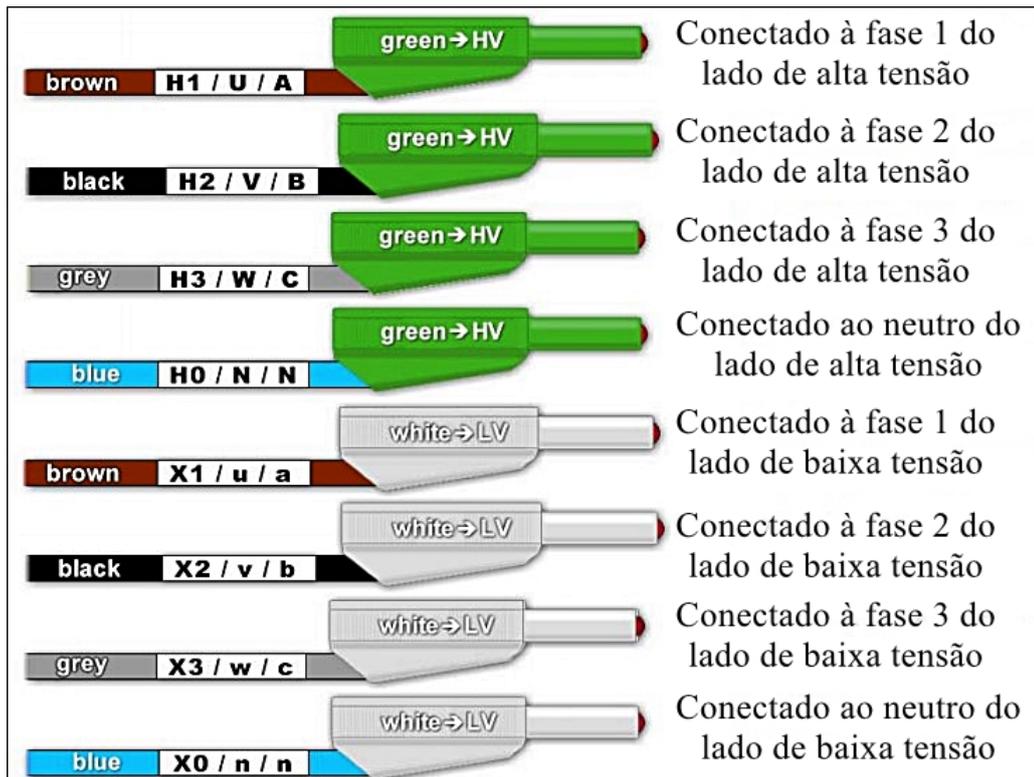


Figura 26 – Padrão de cabos utilizados pelo TTR 2795.

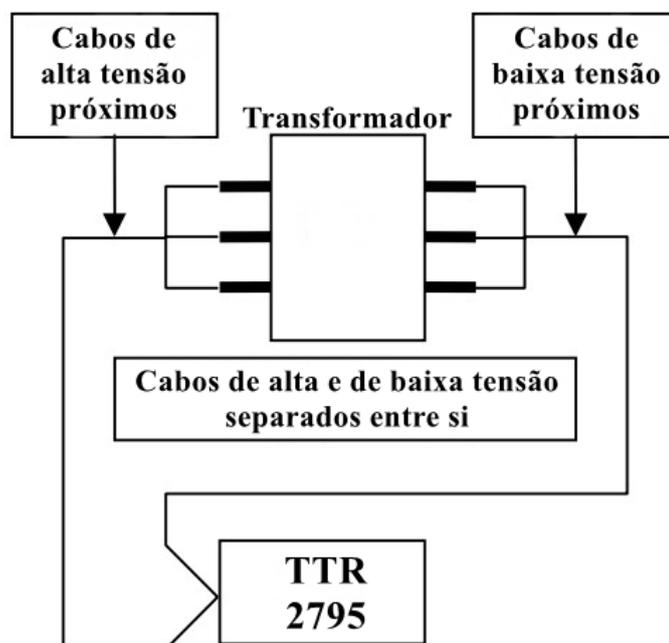


Figura 27 – Arranjo adequado do cabeamento do TTR 2795 no âmbito do ensaio de relação de transformação.

Deve ser assegurado, na medida do possível, que quaisquer fontes de interferência sejam eliminadas da área de teste. Deve manter-se os cabos “H” e “X” separados fisicamente. Isso minimizará os efeitos de qualquer acoplamento capacitivo entre os cabos.

Adicionalmente, é aconselhável que se arranje os cabos “H” fisicamente próximos um do outro o máximo possível. Deve manter-se os cabos “X” fisicamente próximos um do outro o máximo possível. Fundamentando-se nessas recomendações, um *layout* adequado para disposição dos cabos é mostrado na Figura 27. É necessário tomar cuidado para minimizar os possíveis efeitos da interferência no modo comum. Particularmente ao testar transformadores com elevadas magnitudes de relação de transformação, recomenda-se que um fio de aterramento seja posto entre o transformador sob teste e o poste de aterramento correspondente ao ensaio.

O TTR 2795 pode ser controlado remotamente através de comunicação padrão RS-232. O sistema usa um cabo a um conector RS232 padrão de 9 vias do microcomputador empregado no sistema de automação. A porta serial no TTR 2795 é configurada com uma taxa de 9600 Baud, 8 bits, sem paridade e 1 bit de parada. Os dados são transferidos entre o computador *host* e o TTR usando um sistema de resposta a comandos. Uma vez que a conexão é estabelecida, o TTR aguarda o envio de um comando do processador *host*. Assim que recebe o comando, o decodifica e transmite uma resposta ao microcomputador. À vista disso, torna-se simples o desenvolvimento de algoritmos baseados em rotinas de coleta das informações provenientes do TTR 2795 durante a operação de ensaio em transformador de potência. Ressalte-se que o TTR é incapaz de gerar um comando de saída a partir de um comando do computador. Assim, pode-se apenas automatizar a coleta de dados fornecidos pelo equipamento.

Dados são transferidos como *strings* no padrão ASCII de caracteres de texto. Todas as mensagens são iniciadas com o caractere ‘+’. Sequências de caracteres ou caracteres únicos, que são interpretados como diretivas, comandos, subcomandos ou campos de dados. Campos são separados por um caractere de dois pontos ‘:’. Um caractere til entre delimitadores de campo indica o final de uma mensagem. Portanto, as mensagens podem ser generalizadas da seguinte maneira:

$$+<\text{campo 1}>:<\text{campo 2}>:<\text{campo 3}>:\sim:$$

A composição dos campos não é fixa e a codificação e decodificação das mensagens depende da particularidade do comando sendo chamado. Nenhuma suposição é feita sobre a codificação dos dados pelo sistema operacional. Uma mensagem de comando deve ter um comando no primeiro campo e os campos subsequentes podem conter subcomandos e dados. Comandos e subcomandos são caracteres únicos, caracteres adicionais são permitidos no campo, mas são ignorados pelo protocolo. Para o presente trabalho, são importantes as mensagens de erro e funções de comunicação e de controle de ensaio. Os códigos de erro definidos pelo TTR 2795 são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Mensagens de erro definidas pelo sistema de comando remoto do TTR 2795.

Descrição da mensagem	Código
Número de tap com valor fora do alcance	0x0907
Conexão rejeitada	0x0908
Tensão inválida	0x090A
Tap mínimo inválido	0x090B
Dados recebidos inválidos	0x0940
Medição não pode ser executada	0x090D

Já as funções de comunicação são responsáveis por criar e gerenciar conexões com a unidade de ensaio. Quando comunicação é estabelecida, o sistema remoto deve garantir que a conexão seja mantida ativa enviando comando “keep”, o qual indica que a conexão deve ser mantida mesmo se houver comandos sendo transmitidos. Se o computador *host* não estiver transmitindo dados ao TTR por um período, ele deve enviar um comando “keep” a cada 2 segundos para manter a conexão ativa. Se for permitido que a linha fique ociosa por mais de 2 segundos, o TTR assumirá que o *host* está desconectado, redefinirá o sistema de comunicação e retornará ao controle manual. As principais funções de comunicação definidas pelo sistema de controle remoto do TTR 2795 são listadas a seguir:

- Communications:Open: permite o início do controle remoto do TTR.
 - Estrutura: +:C:O: ~:
 - Retorno:
 - * +OK :~: indica conexão bem sucedida.
 - * +ERROR:0908: ~: indica que a conexão foi rejeitada, devido ao fato de que o TTR está sendo controlado por outra porta de comunicação.
- Communications:Close: dá fim ao controle remoto do TTR.
 - Estrutura: +:C:C: ~:
 - Retorno:
 - * +OK: ~: indica que a conexão foi encerrada de forma bem sucedida.
- Communicantion:Mantain: Comando que faz a manutenção do controle remoto do TTR.
 - Estrutura: +:C:M: ~:
 - Retorno: +OK: ~: indica que a conexão foi encerrada de forma bem sucedida.
- Identity: Comando para obter a identidade do TTR com o qual o *host* se comunica.

- Estrutura: +:I: ~:
- Retorno:
 - * +OK:TETTEX2795:<Serial No>:<Version>: ~:
- O campo de identificação do instrumento é sempre retornado como TETTEX2795, independentemente das opções de instrumentos, pois elas não afetam a operação do sistema. O campo <Serial No> corresponde ao número de série do equipamento, o qual é passado como uma *string*. O campo <Version> corresponde à versão de *software* do TTR.

As funções de controle de teste permitem que o sistema remoto execute um teste em um transformador conectado e colete os resultados da unidade em teste. O usuário pode configurar um perfil de teste completo pelo controle remoto ou apenas configurar as funções e parâmetros de teste dos quais necessita. Os principais comandos das funções de controle de teste são listados a seguir:

- Test:Setup:VectorGroup: Define os tipos de ligação do transformador sob teste.
 - Estrutura: +T:S:V:<Vector Group>: ~:
 - Campos:
 - * <Vector Group>: representa o tipo de ligação do transformador sob teste. É um valor inteiro que determina a configuração do transformador e a fase deslocamento. Os bits 15-12 determinam a configuração do enrolamento de alta tensão, os bits 11-8 determinam a configuração do enrolamento de baixa tensão e os bits 7-0 determinam o deslocamento da fase. Os valores possíveis para a configuração dos enrolamentos são:
 - 0x00 - Triângulo.
 - 0x01 - Estrela, sem neutro.
 - 0x02 - Estrela, com neutro.
 - 0x03- Ziguezague, sem neutro.
 - 0x04 - Ziguezague, com neutro.
 - 0x05 - Sistema monofásico, para transformador convencional.
 - 0x06 - Sistema monofásico, para TC.
- O deslocamento angular é definido em um valor de 0 a 11, para indicar o deslocamento real do transformador. Se estiver definido como 0xFF, o sistema tentará determinar automaticamente o deslocamento angular.
- * <TestVoltage>: valor inteiro que determina a tensão na qual o transformador será testado. Se for definido como zero ou como um valor inválido,

o sistema usará tensão automática. Os níveis de tensão válidos para o teste são:

- 0x0A (10) - 10 Volts de excitação.
 - 0x28 (40) - 40 Volts de excitação.
 - 0x64 (100) - 100 Volts de excitação.
- Os retornos mais importantes que esta função estabelece correspondem à definição inválida tipo de ligação do transformador e à definição de um nível de tensão inválido. Quando a função é aplicada de forma bem sucedida, o tipo de ligação é retornado para fins de confirmação.
- Test:Setup:Taps: define o número de *taps*, o *tap* inferior, o *tap* nominal, a configuração do *tap* e o valor da tensão no sistema. As tensões nominais de alta e de baixa tensão devem ser definidas antes de definir os valores de *tap*.
 - Estrutura: +:T:S:T:<NumTaps>:<BotTap>:<NomTap>: ~:
 - Campos:
 - * <NumTaps>: é o número de derivações no transformador. Um valor zero indica que o transformador não possui derivações de tensão. Um valor de um indica um único *tap* e assim por diante.
 - * <BotTap>: é o número do *tap* inferior do transformador.
 - * <NomTap>: é o número do *tap* nominal do transformador.
 - Se as definições dos *taps* forem inválidas (mais de 40 *taps* selecionados ou *tap* inferior fora do intervalo ou o *tap* fora do intervalo), o sistema retorna uma resposta inválida com as configurações originais.
 - Test:Setup:NominalVoltage: define os valores de tensão dos *taps* nominais associados aos enrolamentos de alta e baixa tensão.
 - Estrutura: +T:S:N:<HV Nominal Voltage>:<LV Nominal Voltage>: ~:
 - Campos:
 - * <HV Nominal Voltage>: valor de tensão do *tap* nominal correspondente ao enrolamento de alta tensão.
 - * <LV Nominal Voltage>: valor de tensão do *tap* nominal correspondente ao enrolamento de baixa tensão.
 - Test:Setup:IndividualTap: define as tensões dos *taps* associadas a cada derivação de tensão individualmente.
 - Estrutura: +T:S:I:<TapNo>:<HV Voltage>:<LV Voltage>: ~:

- Campos:
 - * <TapNo>: é o número de *taps* definidos, que vai de 0 até o valor determinado por <NumTaps>.
 - * <HV Voltage>: é a tensão padrão para o lado de alta tensão do *tap* que está sendo definido.
 - * <LV Voltage>: é a tensão padrão para o lado de baixa tensão do *tap* que está sendo definido.
- Teste:Measure:Query: retorna o estado atual da medição.
 - Estrutura: +T:M:Q: ~:
 - Retorno: +OK:<State>:<VectorGroup>:<Voltage>:<TapNo>: ~:
 - Campos:
 - * <State>: corresponde ao estado atual da medição. Os principais valores que tal campo pode possuir são os seguintes:
 - 0x00 - Não há ensaio sendo realizado.
 - 0x03 - Sistema de medição verificando o deslocamento angular.
 - 0x04 - Sistema de medição está verificando a relação de transformação.
 - 0x05 - Aguardando o teste do próximo *tap*.
 - * <Vector Group>: corresponde aos grupos de ligação do transformador sob ensaio.
 - * <Voltage>: corresponde à tensão usada para a medição.
 - * <TapNo>: corresponde ao número do *tap* que está sendo testado no momento.
- Test:Results:Taps: retorna os resultados de medição para cada *tap* do transformador.
 - Estrutura: +T:R:T:<TapNum>: ~:, em que <TapNum> é o *tap* cujos dados se pretende coletar.
 - Retorno: +OK:<HV>:<LV>:<TRA>:<IA>:<PA>:<TRB>:<IB>:<PB>:<TRC>:<ICC>:<PC>:<IC>: ~:
 - Campos:
 - * <HV>: é a tensão nominal deste *tap*, considerando o enrolamento de alta tensão.
 - * <LV>: é a tensão nominal deste *tap*, considerando o enrolamento de baixa tensão.
 - * <TRA>: é a relação de transformação medida para a fase A.
 - * <IA>: é a corrente de excitação média para a fase A.

- * <PA>: é o deslocamento angular medido para a fase A.
- * <TRB>: é a relação de transformação medida para a fase B.
- * <IB>: é a corrente de excitação média para a fase B.
- * <PB>: é o deslocamento angular medido para a fase B.
- * <TRC>: é a relação de transformação medida para a fase C.
- * <IC>: é a corrente de excitação média para a fase C.
- * <PC>: é o deslocamento angular medido para a fase C.

3.3.1.2 Electron IPTE

O Indicador de Posição de *tap* IPTE destina-se a indicação remota de posição de *tap* de transformadores que utilizam comutadores sob carga com coroa potenciométrica. O IPTE pode indicar em seu display a posição de TAP atual de forma numérica simples (1...51) ou bilateral (-24...0...24). Além disso, é possível disponibilizar a indicação através de uma saída analógica ou saída digital (RS485), com protocolo Modbus RTU e DNP 3(L1), que possibilita remotamente acessar todos os parâmetros de configuração bem como comandos para subir e baixar *tap*. O IPTE utilizado no trabalho é mostrado na Figura 28.



Figura 28 – Visão do painel frontal do Electron IPTE, modelo 21, presente na WEG.

As principais especificações do IPTE são listadas a seguir:

- Tensão de operação: 48 a 265 Vcc/Vca operando em frequências de 50 ou 60 Hz.
- Temperatura de operação: -40 a +85°C.
- Consumo: inferior a 15 W.

- Entrada de medição de *tap*: Coroa Potenciométrica de 0 a 5 k Ω (transdutor de 0 a 20 mA ou 4 a 20 mA).
- Auto Baud Rate de 2400 a 5760 bps.

O IPTE lê uma entrada resistiva relacionada à coroa potenciométrica do transformador de potência, a qual indica a posição de *tap*. O equipamento faz isso a partir de dois contatos fixos (correspondentes aos bornes 12 e 14, respectivamente), associados ao início e ao fim da coroa potenciométrica, e de um cursor móvel (correspondente ao borne 13), o qual se movimenta de acordo com a comutação das derivações de tensão durante o ensaio. Esse princípio é ilustrado na Figura 29.

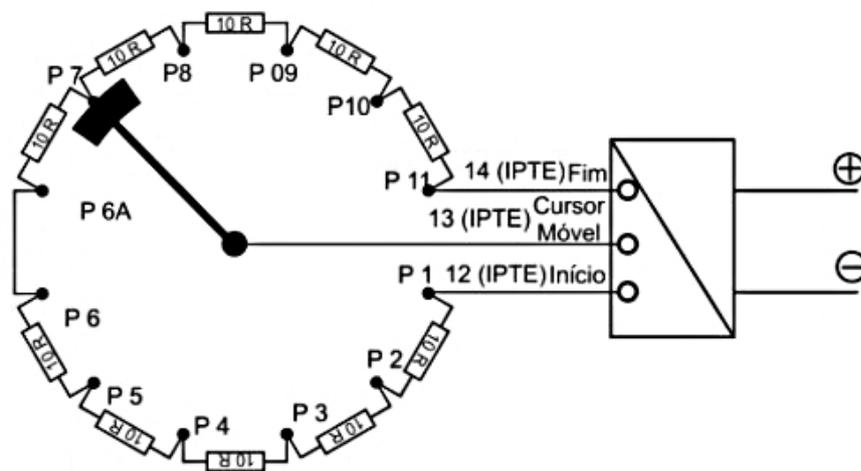


Figura 29 – Princípio de funcionamento do IPTE.

De acordo com a Figura 29, o IPTE indica o *tap* de posição 7 do transformador.

3.3.1.3 PLC300

O CLP do modelo PLC300, fabricado pela WEG, é programado em linguagem *Ladder* via *software* WPS - *WEG Programming Suite* -, e é responsável pela automação do circuito de acionamento do sistema de medição. Em suma, é o dispositivo que realiza a comutação dos *taps* durante o ensaio de relação de transformação. Para transformadores com comutadores de derivação sob carga munidos de coroa potenciométrica, o algoritmo desenvolvido em linguagem *Ladder* associado ao *software* do CLP recebe informações correspondente à indicação do *tap* proveniente do IPTE integrada ao aplicativo desenvolvido em ambiente LabVIEW. Já no caso de transformadores com comutação sob carga munidos de matriz de diodos, o CLP, além de acionar a comutação dos *taps*, é responsável por calcular a posição do *tap*. O CLP utilizado no sistema de medição é mostrado na Figura 30.



Figura 30 – PLC300 utilizado no sistema de automação do ensaio de relação de transformação.

As principais características do PLC300 são:

- 10 entradas digitais e 1 analógica, 9 saídas digitais e 1 analógica;
- possibilidade de expansão de E/S digital e analógico via rede CANOpen;
- interface de comunicação Modbus-RTU e CANOpen;
- até 240 telas programadas pelo usuário;
- porta USB para comunicação com o computador;
- memória *flash* interna;
- porta Ethernet Modbus-TCP.

3.3.1.4 Computador sob carga

No âmbito do sistema de medição, o principal componente de *hardware* que o transformador oferece é o comutador de derivações sob carga. Esse equipamento é constituído de chaves com características construtivas complexas, cujas manobras são realizadas automaticamente, com o transformador energizado e conectado a carga. Em síntese, a operação do comutador sob carga decorre a partir dos seguintes componentes [38]:

- sistema de acionamento motorizado: montado externamente ao transformador, é responsável pela transmissão mecânica de energia para execução da manobra por parte do comutador;

- chave de carga: composta por resistores, chaveando os circuitos realizando a transição de um *tap* para o outro sem que haja interrupção do fluxo de potência. Fica acondicionada dentro do tanque principal do transformador, em um compartimento próprio com óleo próprio que não entra em contato com o óleo do transformador;
- chave seletora: é o dispositivo do que fica imerso no tanque principal e em contato com o óleo do transformador. A mudança de passagem dos contatos correspondentes aos *taps* ocorre sem a interrupção do circuito onde o chaveamento é feito pela chave de carga.

Na Figura 31 [38] é ilustrado o funcionamento de um comutador sob carga, em suas cinco etapas fundamentais, para a troca de *tap* do enrolamento do transformador.

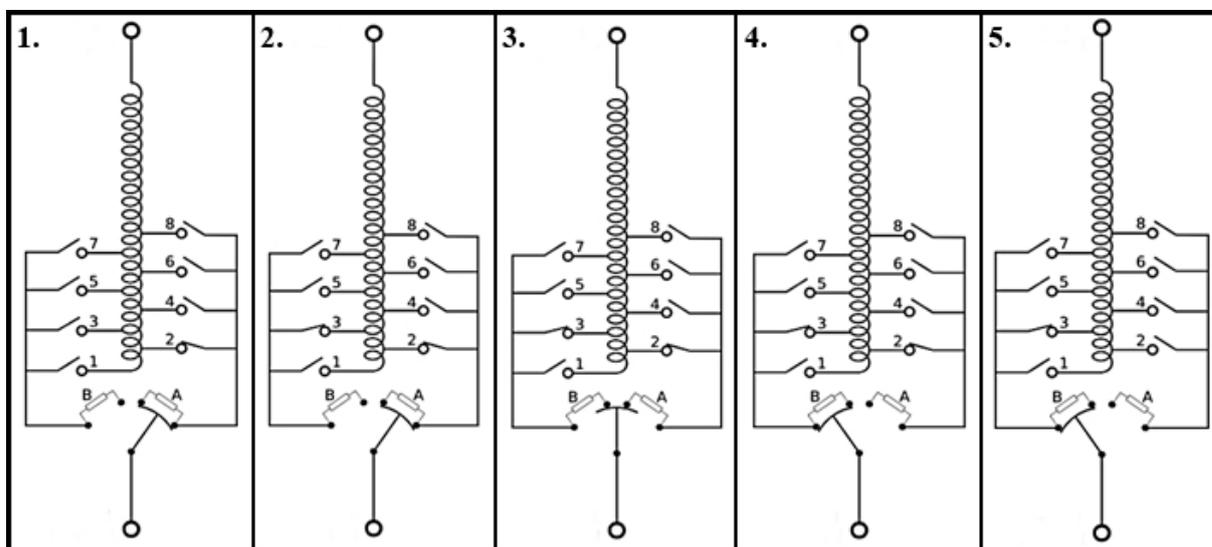


Figura 31 – Princípio básico de operação do comutador de derivação em carga.

A partir da Figura 31, as etapas de funcionamento da comutação sob carga podem ser descritas da seguinte maneira:

1. Neste momento, o transformador opera no *tap* de posição 2 do enrolamento.
2. Na comutação do *tap* 2 para o *tap* 3 a chave seletora é acionada e realiza a mudança de posição, sem operação da chave de carga.
3. A chave de carga é acionada, realizando a transição de contatos a partir de resistores de pré-inserção.
4. Após a operação da chave de carga os dois contatos da chave seletora permanecem fechados.
5. O contato da chave seletora da posição 2 é aberto. Nesse momento, o *tap* 3 corresponde à derivação de tensão na qual o enrolamento do transformador opera.

A verificação da posição de *taps* a partir do comutador pode ser realizada a partir de dois mecanismos: sistemas de matriz de diodos ou sistema de coroa potenciométrica. No caso da matriz de diodos, o dispositivo que adquire o valor da posição do *tap* durante o ensaio é o CLP. Já no caso da comutação por coroa potenciométrica, o IPTE é que monitora os valores de *tap*.

A matriz de diodos é um dispositivo passivo que recebe sinais decimais provenientes de um disco de contatos instalado em um comutador de derivações em carga de um transformador. A matriz os converte em código BCD, que são utilizados no sistema digital de controle correspondente ao CLP.

Já a coroa potenciométrica é um instrumento mecanicamente acoplado ao acionamento do comutador sob carga, que faz a conversão da posição de *tap* do transformador em valores ôhmicos. A cada posição de *tap* é atribuída um valor de resistência, a qual corresponde a uma entrada analógica do IPTE.

3.3.2 Software

O *software* do sistema de medição é composto pelos seguintes itens:

- desenvolvimento de programas em LabVIEW;
 - para pesquisa de características contidas em base de dados WEG, dos transformadores a serem ensaiados;
 - de tradução de termos aos idiomas utilizados em diversas filiais da WEG;
 - para posicionamento dos objetos de controle presentes na interface de usuário;
 - de comunicação com os equipamentos.
 - algoritmo responsável pelo fluxo de execução de ensaio, integrado ao *software* AQTrafo de ensaios da WEG, o qual é associado às bases de dados das aplicações Maestro e ENS, os quais também são sistemas de propriedade da WEG.
- programas em linguagem *Ladder* correspondentes à operação do CLP.

O programa desenvolvido em LabVIEW é responsável por automatizar a rotina de execução do ensaio. Já a programação em *Ladder*, realizada no ambiente de desenvolvimento WPS, corresponde à atuação do CLP no âmbito da comutação de *taps* de transformadores que utilizam o mecanismo de matriz de diodos.

3.3.2.1 Considerações sobre a programação LabVIEW

A programação em LabVIEW foi utilizada como base para fundamentar todos os aspectos de comunicação com o *hardware* e para associar a operação do ensaio às bases de

dados provenientes de outros sistemas da WEG, tal qual o Maestro. Além disso, a programação nessa linguagem fornece elevada interoperabilidade entre o programa de execução de ensaio e o *software* AQTrafo, que foi desenvolvido na mesma linguagem.

Para iniciar a programação no LabVIEW, é necessário antes criar um *Virtual Instrument* (VI), que é o ambiente de programação que permite que o usuário selecione várias funções de uma paleta de controles, utilizar outros VIs como subprogramas, assim como desenvolver funções personalizadas. O desenvolvimento nesse ambiente envolve o trabalho em duas telas: Painel Frontal (*front panel*) e Diagrama de Blocos (*block diagram*). O Painel Frontal corresponde à tela na qual a interface gráfica, ou seja, a representação gráfica dos controles e indicadores que o usuário terá acesso e manipulará o instrumento virtual. Portanto, é a tela que ficará disponível durante a execução do programa e nela podem ser inseridos mostradores gráficos e numéricos, além de botões, leds e barras deslizantes. No caso de aplicações deste trabalho, esse elemento corresponde à interface de usuário utilizada para a execução do ensaio por parte dos técnicos de ensaio de transformadores. Já o Diagrama de Blocos é a unidade que abriga o equivalente ao código fonte do programa. Cada elemento inserido no painel frontal possui um ícone que o representa no diagrama de blocos, e é nessa tela que são feitas as conexões que determinam a dependência entre cada bloco. A partir desse elemento foram concebidas as estruturas de comunicação com os equipamentos do sistema de medição, desvio condicional e *loops* que fundamentam a automação da execução do ensaio de relação de transformação.

O algoritmo se baseia no padrão QMH (*queued message handler*) de programação do LabVIEW, o qual facilita a operação e troca de dados entre múltiplas seções de código em paralelo. Nesse padrão de programação cada seção de código representa uma tarefa ou estado do programa. A partir do padrão QMH, a seção de código correspondente à interface do usuário produz mensagens que são consumidas pelas tarefas do algoritmo, associadas à comunicação com os equipamentos do ensaio, à comutação de *taps* e cálculo de erro da relação de transformação.

3.3.2.2 *Software* AQTrafo

O *software* utilizado no âmbito de ensaio de transformadores é o AQTrafo, o qual é responsável pela integração entre as bases de dados correspondentes aos sistemas Maestro e ENS. A partir dessa integração, o AQTrafo realiza o registro de todas as grandezas necessárias para realização de diversos testes de transformadores. Adicionalmente, esses *softwares* exercem as funções de configuração (comunicação com o *hardware* e o computador) e aquisição dos dados relacionados aos ensaios.

3.3.2.3 Pesquisa de materiais no sistema Maestro

Uma das etapas principais do desenvolvimento do sistema de medição de relação de transformação foi a integração do *software* AQTrafo com a base de dados do Maestro que fornece as características dos transformadores WEG. A interface da base de dados Maestro é mostrada na Figura 32.

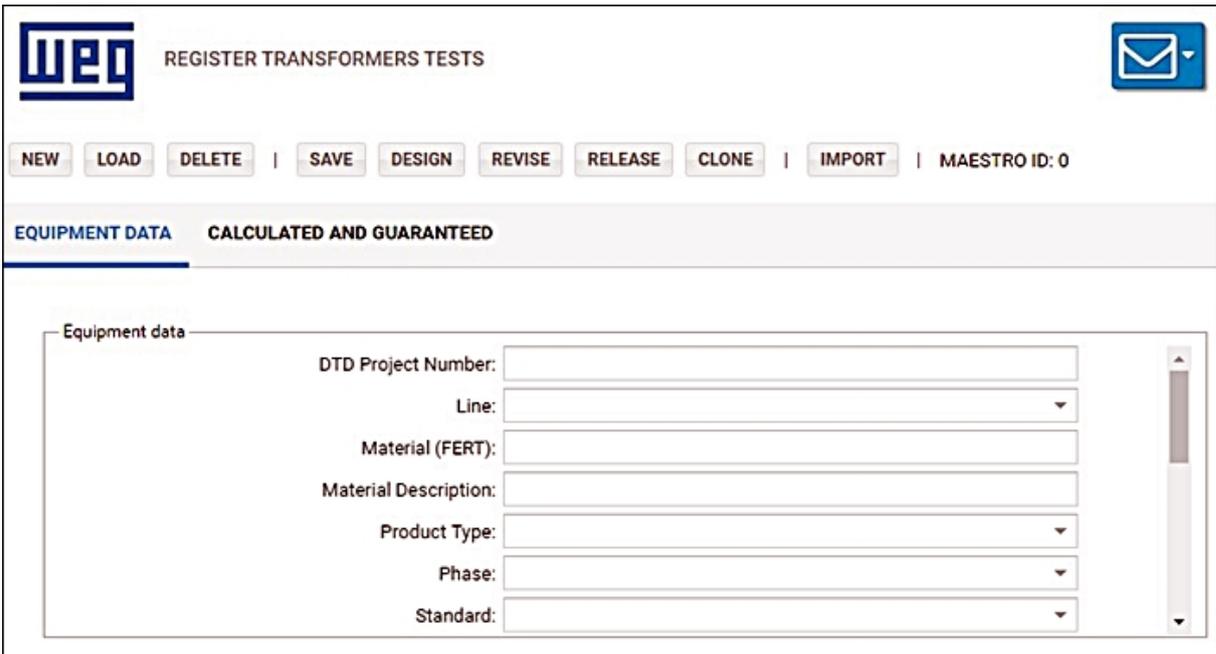


Figura 32 – Interface do sistema Maestro.

Associar os dados dos transformadores ao AQTrafo e, conseqüentemente, com o programa LabVIEW desenvolvido para execução do ensaio, tornou possível a realização das configurações necessárias do TTR. Para o ensaio de relação de transformação as seguintes características do transformador são buscadas no Maestro:

- enrolamentos;
- número de *taps* de cada enrolamento;
- tensão de cada *tap*;
- tipo de ligação de cada enrolamento;
- descrição de terminais dos enrolamentos.

O código correspondente à obtenção dos dados dos transformadores fundamenta-se em um *SubVI* denominado SEARCH MAESTRO, o qual foi desenvolvido pelo Departamento de Metrologia da WEG. Esse código é mostrado na Figura 33.

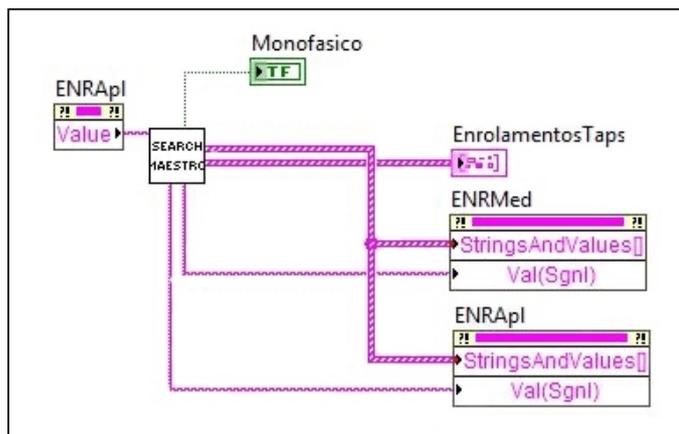


Figura 33 – Seção de código responsável pela obtenção de características dos transformadores.

A Figura 34 ilustra a integração das características buscadas no Maestro ao programa LabVIEW.

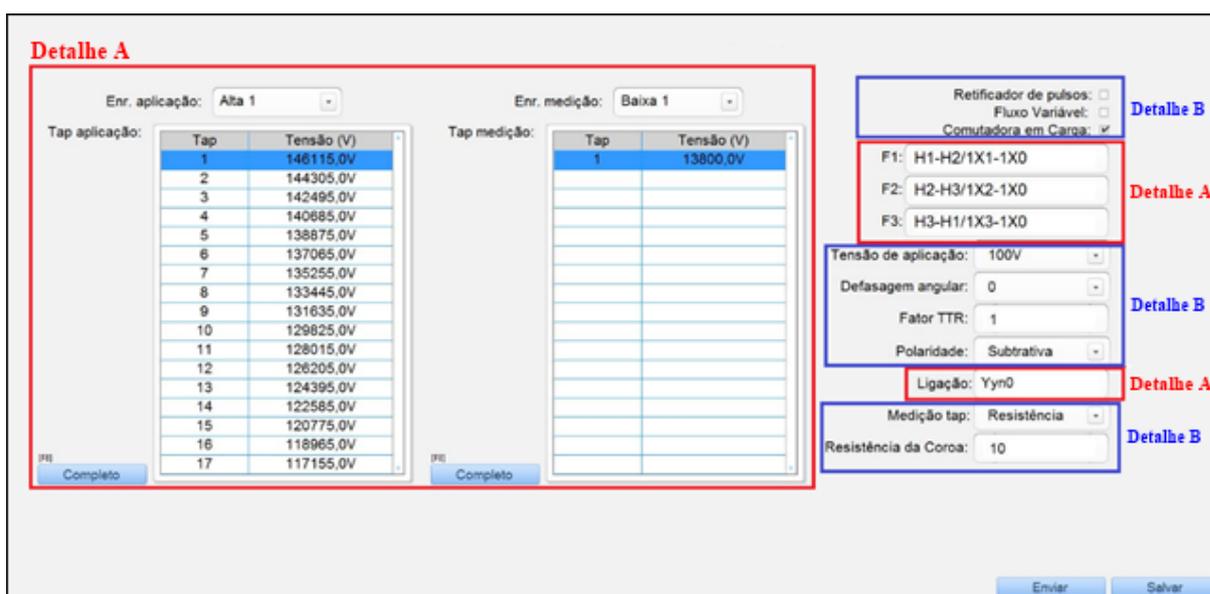


Figura 34 – Configuração das características do ensaio de relação.

Conforme demarcado no Detalhe A, na Figura 34, são mostradas características do ensaio de relação de transformação obtidas a partir do Maestro. De forma complementar, o usuário precisa definir alguns campos importantes para realização do ensaio, referidos pelo Detalhe B na Figura 34, os quais não se encontram na base de dados Maestro.

3.3.2.4 Tradução de termos

Tendo em vista que o *software* AQTrafo é utilizado em diversas plantas da WEG, inclusive no exterior, foi necessário realizar a tradução de todos os termos de controladores, informações das barras de texto e tratativas de erros do programa de execução de ensaio.

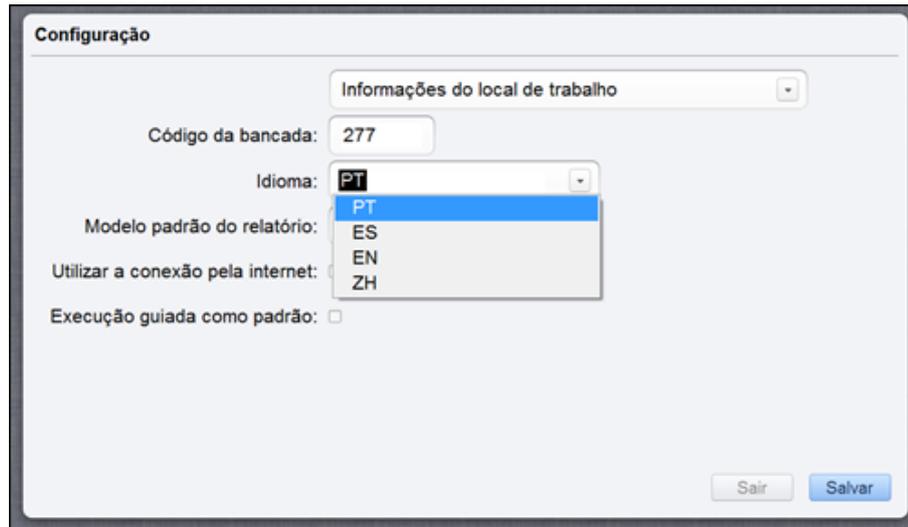


Figura 35 – Configuração de idioma do AQTrafo.

Portanto, foram incluídas traduções *software* para quatro idiomas: português, inglês, espanhol e chinês simplificado. A tela de configuração de idioma do AQTrafo é mostrada na Figura 35. A tradução de todos os termos do ensaio de relação de transformação é uma das primeiras etapas de execução do *software* e foi implementada via LabVIEW de modo a operar assim que o AQTrafo é aberto. A rotina do programa desenvolvido para tradução fundamenta-se em obter o idioma definido pelo usuário, conforme Detalhe A na Figura 36.

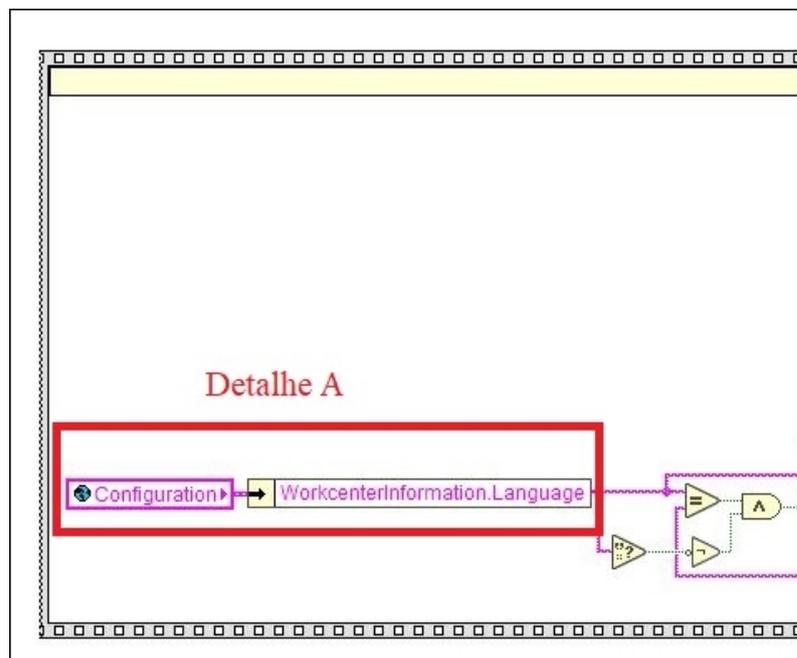


Figura 36 – Detalhe do código de busca de configuração geral de idioma do AQTrafo.

Posteriormente é buscado, em um arquivo de texto presente no diretório do AQTrafo, os termos traduzidos conforme visto no Detalhe B da Figura 37.

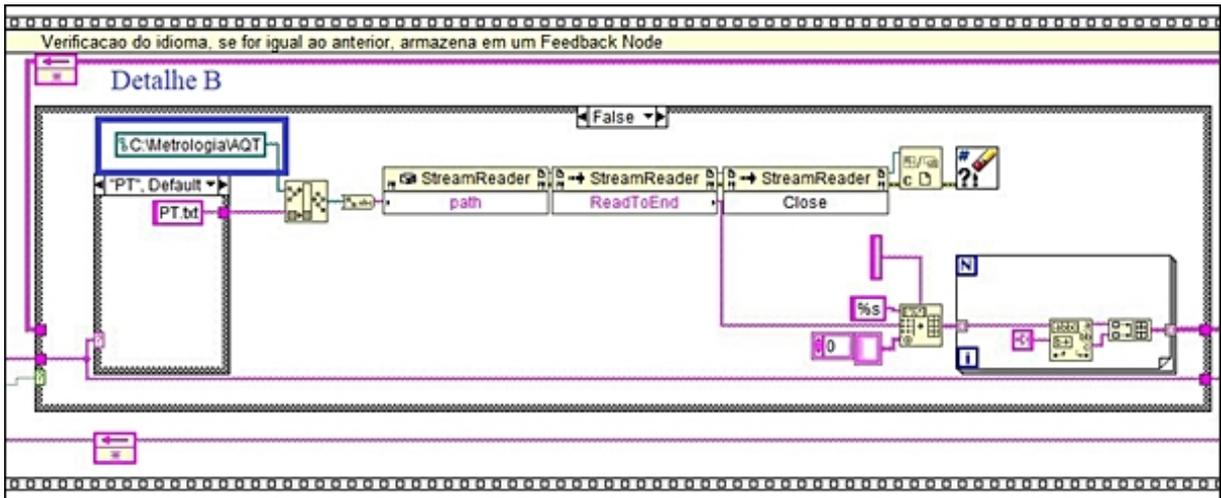


Figura 37 – Seção de código correspondente à obtenção de traduções a partir de arquivo texto presente no diretório do AQTrafo.

Por fim, faz-se a verificação se o termo a ser traduzido consta na base de dados, conforme Detalhe C na Figura 38, tendo como saída o termo traduzido.

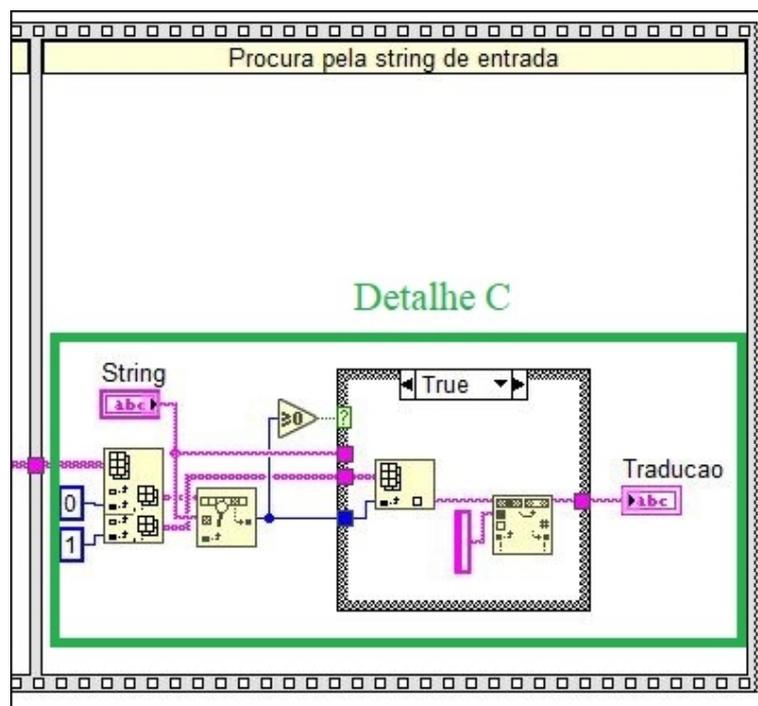


Figura 38 – Seção de código correspondente à saída do termo traduzido.

Com a finalidade de obter maior performance do *software*, foi adicionada uma rotina de verificação que avalia o idioma traduzido na execução anterior e grava essa informação em uma base de dados. Com isso, se o idioma for equivalente na próxima iteração do código, não há necessidade de se realizar busca de informações no arquivo texto. A consequência desse procedimento é a redução do tempo de execução.

3.3.2.5 Posicionamento dos objetos de controle da interface de usuário

O posicionamento dos itens de controle de usuário utilizados no *software* corresponde a uma das primeiras etapas de execução do *software* e ocorre no instante que o aplicativo de execução de ensaio é aberto, conforme a seção de código mostrada na Figura 39.

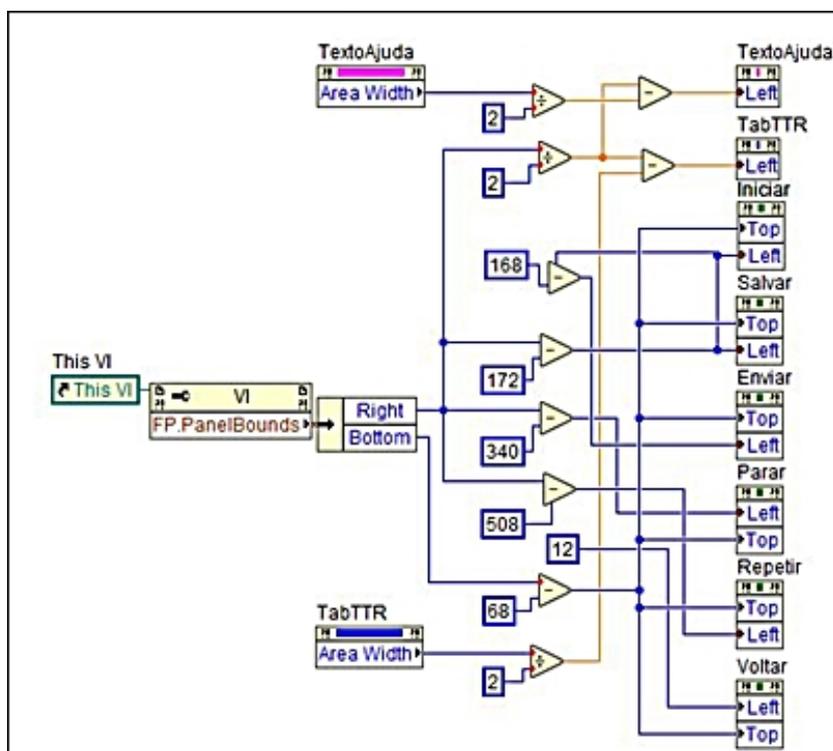


Figura 39 – Código responsável pelo posicionamento dos itens de controle de usuário.

O objetivo do tratamento da posição dos objetos de controle tem origem no fato de que diversos laboratórios utilizarão o *software* de execução do ensaio de relação de transformação, a partir de monitores com diferentes configurações, ocasionando eventuais falhas de disposição gráfica dos controladores na interface de usuário. Com o desenvolvimento dessa programação pode-se ter um aproveitamento maior de todo o espaço da tela, facilitando a visualização dos operadores de ensaio. Adicionalmente, proporciona-se padronização visual da interface de operação do *software*.

3.3.2.6 Comunicação com os equipamentos

Parte essencial do projeto foi definir os protocolos de comunicação com o *hardware* e associá-los às rotinas de programação, integrando-os com o AQTrafo. A definição dos protocolos de comunicação com os equipamentos definidos são descritos na Tabela 11.

Tabela 11 – Protocolos de comunicação.

Equipamento	Protocolo de comunicação
PLC300	TCP/IP
Tettex TTR 2795	RS-232
Electron IPTE	RS-232

1. PLC300: o protocolo de comunicação que associa PLC300 ao computador é o TCP/IP, sendo que o *software* AQTrafo é utilizado como mediador (mestre) dessa comunicação. Para auxiliar e ampliar o número de entradas e saídas digitais é utilizada uma expansão RUW-01, equipamento escravo que se baseia no protocolo CANOpen. No âmbito da comunicação do PLC300, o código desenvolvido em LabVIEW é mostrado na Figura 40.

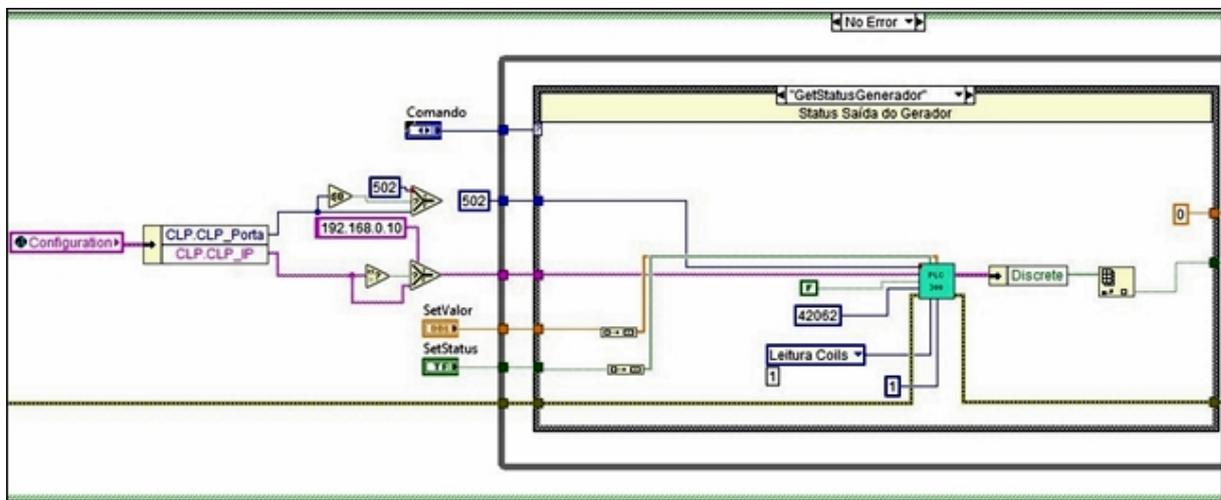


Figura 40 – Seção de código responsável pela comunicação com o PLC300.

Através do código mostrado na Figura 40, pode-se enviar todos os comandos necessários para realização do ensaio, a partir de comandos baseados em protocolo Modbus. Para tanto, são definidas a porta de comunicação utilizada, o IP do CLP e o endereço Modbus através de uma interface de comunicação, apresentada na Figura 41. Essa interface é responsável por armazenar a quantidade de elementos de leitura do CLP, como um valor inteiro, e a função da comunicação, que é a escrita dos dados provenientes do CLP.

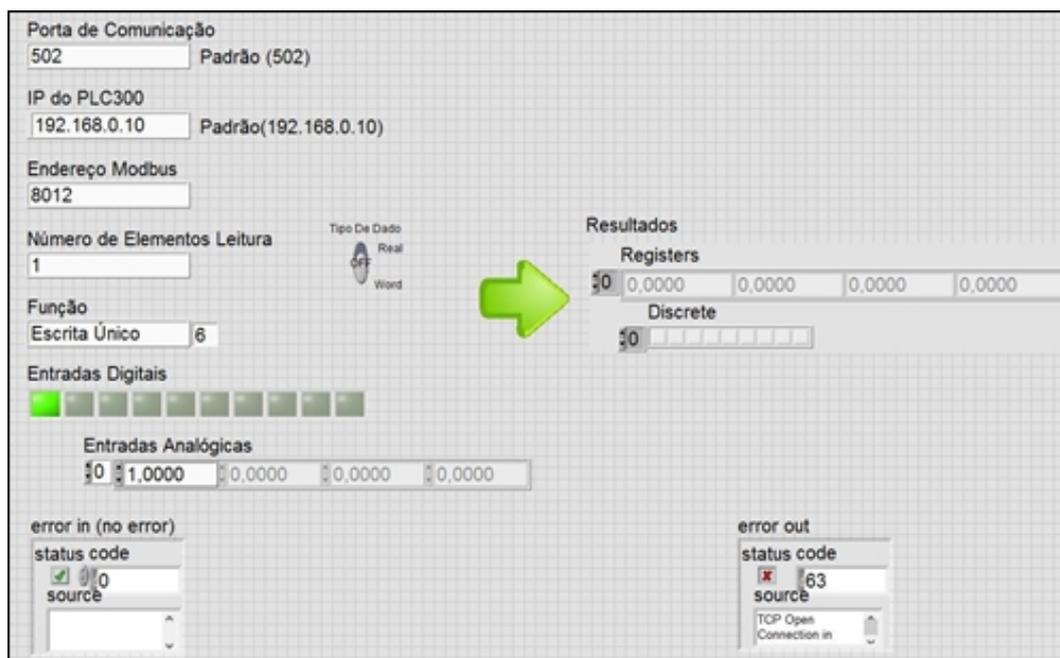


Figura 41 – Interface de comunicação com o PLC300.

2. TTR 2795: o protocolo de comunicação utilizado entre equipamento TTR 2795 e o computador corresponde ao padrão serial RS-232. No âmbito de *software* foi desenvolvido em LabVIEW um programa capaz de comandar e ler as grandezas do ensaio a partir de um *SubVI* correspondente à operação do TTR 2795, denominada TTR 2795. A seção de código que representa a associação entre o *software* e o TTR é apresentada no Apêndice A.
3. Electron IPTE: o protocolo de comunicação utilizado entre o indicador de posição de *tap* IPTE e o computador corresponde ao padrão serial RS-232. A seção de código que estabelece a comunicação entre *software* e o equipamento é apresentado no Apêndice B. Para obter os dados relacionados à operação do IPTE, foi desenvolvido um *SubVI* chamado ELECTR. IPTE, que incorpora os comandos emitidos e lidos pelo IPTE. Os comandos lidos pelo IPTE correspondem à configuração de passo de resistência (intervalo de valor de resistência define a diferença entre dois *taps* adjacentes da coroa potenciométrica) e comandos de comutação da derivação de tensão - denominados no programa como *sobe tap* e *desce tap*, os quais também podem ser realizados pelo PLC300. A única informação enviada pelo IPTE ao programa corresponde ao valor da posição atual de *tap* do transformador.

3.3.2.7 Programa de execução do ensaio

A presente seção aborda o *software* de execução do ensaio, concebido de forma a controlar de forma automática a operação do ensaio de relação de transformação com autonomia suficiente para tomar as decisões corretas sem a necessidade da intervenção do

operador. As etapas de funcionamento do programa são descritas com base no fluxograma apresentado na Figura 42 e Figura 43 e são explicadas a seguir.

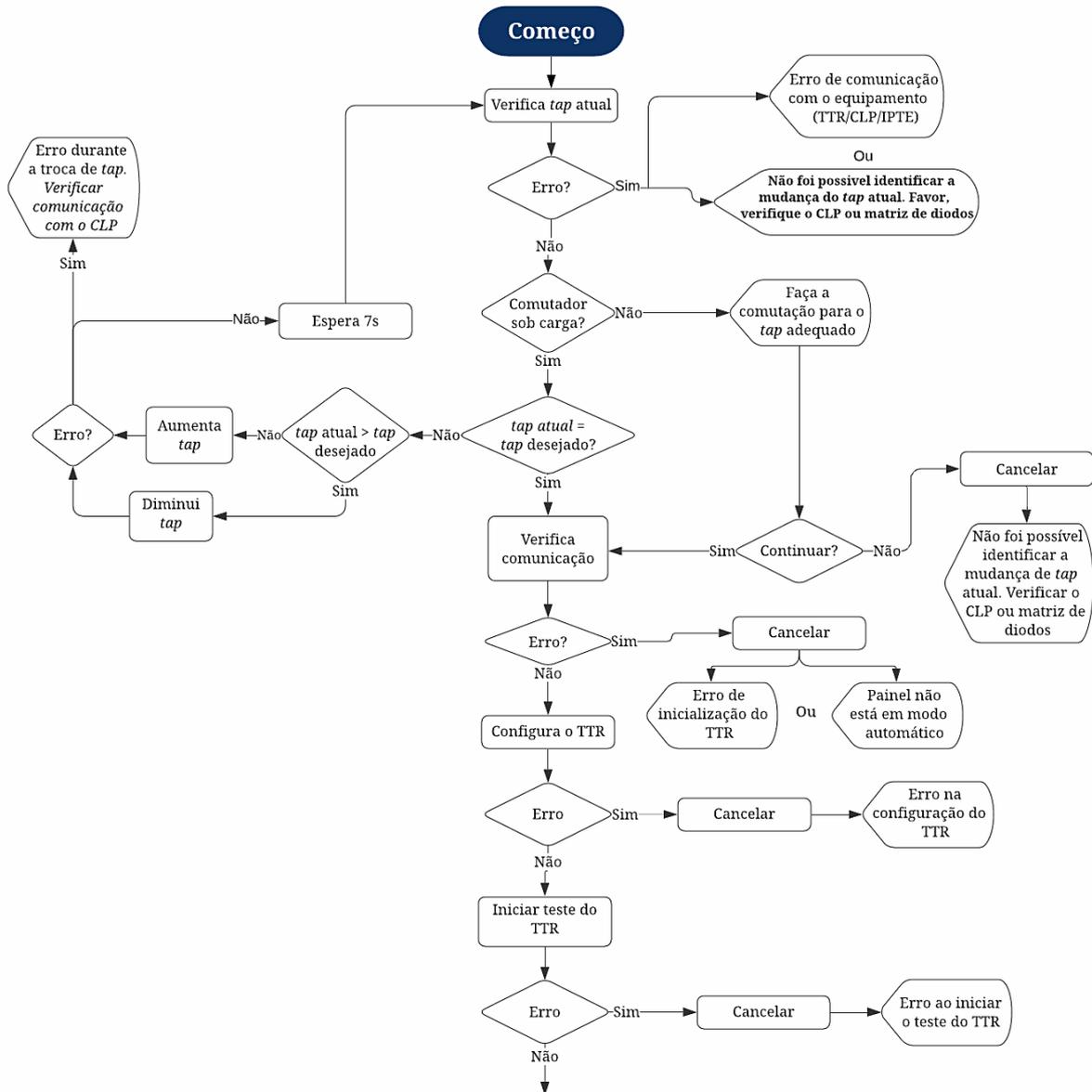


Figura 42 – Fluxograma de execução da modalidade automática do ensaio de relação de transformação.

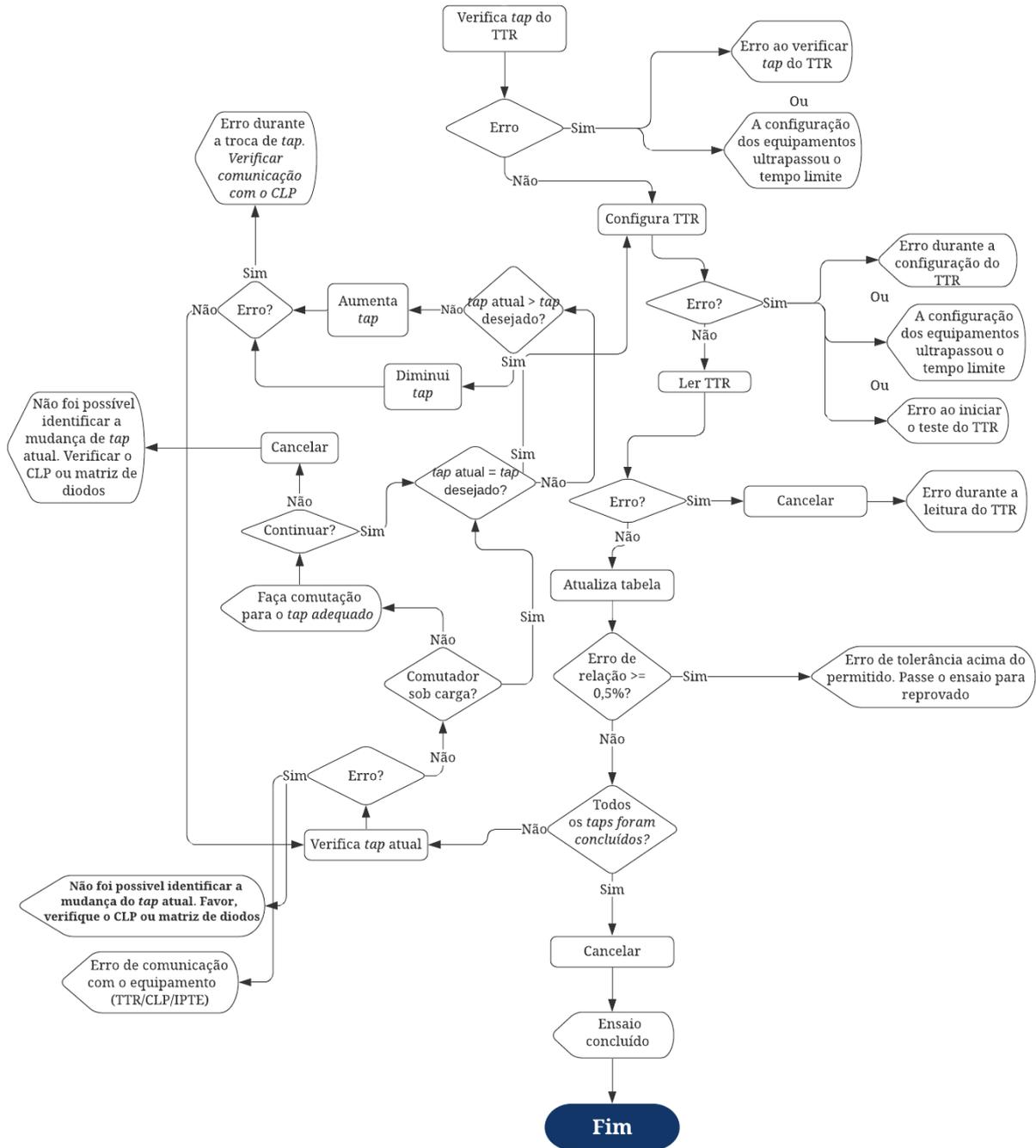


Figura 43 – Fluxograma de execução da modalidade automática do ensaio de relação de transformação.

1. Verificação do *tap* do transformador: foi definido que a execução do ciclo de ensaio sempre se inicia a partir do *tap* de posição 1. Para tanto, implementou-se um algoritmo de verificação da posição atual de *tap* do transformador. O primeiro comando implementado corresponde à comunicação com o equipamento utilizado para leitura da posição de *tap*. Caso o transformador estiver operando com o mecanismo de coroa potenciométrica, essa comunicação é associada ao Electron IPTE. Se o transformador opera sob o mecanismo de matriz de diodos, a troca de dados ocorre

com o PLC300. A etapa de comunicação com os equipamentos é mostrada conforme Detalhe A, na Figura 44.

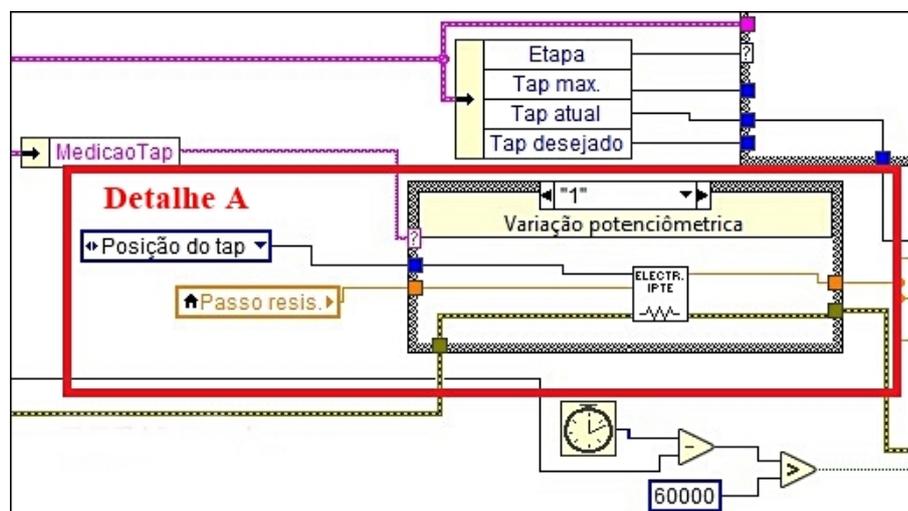


Figura 44 – Seção de código correspondente à comunicação com o *hardware* na etapa de verificação de posição de *tap* do transformador.

Após a obtenção do valor da posição do *tap*, o programa verifica se o *tap* atual é igual ao *tap* desejado. Caso não seja, é verificado se o *tap* atual é maior que o desejado. Essa rotina sempre é executada no início do ensaio e após finalizar a medição correspondente a um *tap*, o que torna possível operar as medições posteriores nas posições de *tap* corretas.

2. Comutação de *taps*: após realizar a verificação da posição atual de *tap*, o programa obedece o seguinte princípio: caso o *tap* atual for maior que o desejado, o comando a ser executado será o *descer tap*, que decrementa a posição da derivação em uma unidade. Em casos onde a posição atual de *tap* é menor que a posição desejada, opera-se o comando *subir tap*, responsável por incrementar a posição de derivação em uma unidade. Após decorridos 2 segundos a partir do acionamento dos comandos de decremento e incremento de posição, o circuito de acionamento é aberto por motivos de segurança. Opera-se o incremento ou decremento de posição de *tap*, assim como a abertura do circuito, a partir da transmissão de mensagens ao endereço 8012 do PLC300, responsável pela comutação. A Tabela 12 descreve os comandos enviados a esse endereço.

Tabela 12 – Definição de comandos enviados ao endereço Modbus 8012 do PLC300.

Comando (valor)	Função
0	Abrir circuito de acionamento
1	Decrementar posição de <i>tap</i>
2	Incrementar posição de <i>tap</i>

3. Verificação da comunicação com o *hardware*: após a comutação para a posição de *tap* desejada é verificado se o equipamento TTR 2795 está conectado à porta de comunicação correta do computador. No caso de não haver erro, inicia-se a comunicação com esse equipamento. Nessa etapa há também a verificação adicional de comunicação com o CLP. Caso sejam detectadas falhas de comunicação, o *software* retorna à tela inicial e gera uma mensagem que identifica o erro ocorrido.
4. Configuração do TTR 2795: a etapa de configuração do TTR 2795 realiza-se sob quatro aspectos, descritos a seguir.
 - a) Configuração de dados do transformador: configura-se o equipamento a partir das características do transformador sob ensaio, tais quais o número de série, enrolamentos selecionados, tipo de ligação dos enrolamentos, quantidade de *taps*, tensões de cada derivação e tensão de excitação de ensaio.
 - b) Início da medição: comanda-se o início da aplicação de tensão em um dos enrolamentos a fim de verificar a relação de transformação correspondente ao *tap* selecionado. A partir do programa, podem ser escolhidos os níveis de tensão de 1, 10, 40 e 100 V. Quando o maior nível de tensão é selecionado a aplicação é realizada em estágios, com o emprego de tensão de 1V, 10V, 40V antes de alcançar os 100V. Dessa forma, minimiza-se o efeito conhecido como corrente *inrush* no transformador.
 - c) Verificação de *tap*: a presente etapa consiste na identificação, pelo TTR 2795, da posição do *tap* medido, possibilitando assim que o equipamento possa atualizar os valores medidos em seu *display*.
 - d) Transferência de dados: a última etapa consiste na requisição das informações relacionadas à medição do *tap* e gravadas pelo TTR 2795. Com base nos dados adquiridos, realiza-se a atualização das informações de medição na interface de operação, na qual é também disposto o erro de relação de transformação.
5. Atualização de dados: após a obtenção das informações acerca do ponto de medição realizado, o programa verifica se o ponto medido ultrapassa erro de relação de transformação de 0,5%. Caso o erro ultrapasse esse valor, o programa gera uma mensagem de aviso e as informações de medição correspondentes a esse ponto de medição são destacadas graficamente em cor vermelha, facilitando a identificação da medição discordante com as normas por parte do operador. Após a atualização dos dados, o programa identifica se a medição atual corresponde à última medição a ser feita. Em caso afirmativo o ensaio é concluído. Caso contrário, o programa incrementa a posição de *tap* desejado em uma unidade e repete a rotina de verificação do *tap* atual do transformador. Esse ciclo de execução, associado ao ajuste de

tap desejado e medição correspondente a cada *tap*, é operado até que sejam feitas as medições correspondentes a todos os *taps* selecionados para ensaio.

6. Finalização: quando são obtidos os resultados de medição correspondentes à última posição de *tap* selecionada para ensaio, o ensaio é considerado finalizado. Nesse momento é realizada a abertura do circuito de acionamento a partir do PLC300 e a comunicação com o *hardware* é concluída.

3.3.2.8 Monitoramento e comutação de *taps* a partir do CLP

Além de acionar a comutação dos *taps* do transformador, o CLP possui a função de monitorar a posição de *taps* de transformadores munidos de comutadores de derivação sob carga que atuam com o mecanismo de matriz de diodos. Para esse propósito, foram implementados programas em linguagem *Ladder*, no ambiente de programação gratuito WPS, fornecido pela WEG. Os principais programas desenvolvidos são detalhados a seguir.

1. Programa de monitoramento de *taps* a partir de matriz de diodos: a matriz de diodos é um dispositivo composto por um conjunto de diodos montados em um arranjo matricial. Esse dispositivo possui 6 saídas capazes de representar os números 1 a 33 em formato BCD, correspondentes às 33 posições de um comutador. Para codificar um valor entre 1 e 33, aplica-se um sinal de tensão DC entre a entrada a ser codificada e todas as saídas. Esse sinal é conduzido por pelo menos um diodo, elevando o sinal de uma ou mais saídas ao nível de tensão aplicado na entrada. Para codificação desse intervalo de valores, são utilizados 6 diodos, que representam as saídas decimais de valores 1, 2, 4, 8, 10 e 20. O padrão de nomeação dos contatos de saída da matriz de diodos de transformadores WEG é: X35, para saída decimal de valor 1; X36, para saída decimal de valor 2; X37, para saída decimal de valor 4; X38, para saída decimal de valor 8; X39, para saída decimal de valor 10; e X40 para saída decimal de valor 20. A montagem física desse sistema é ilustrada na Figura 45.

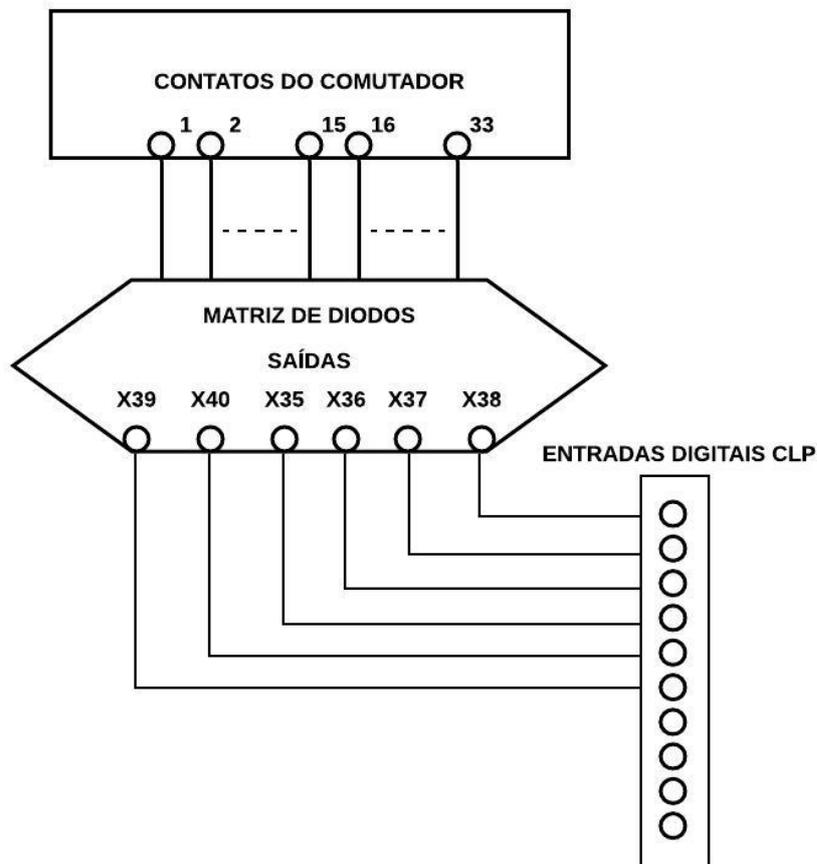


Figura 45 – Associação entre comutador sob carga, matriz de diodos e CLP.

A posição de *tap* 3, a exemplo, é produzida pela energização combinada dos relés X35 e X36. Na programação em *Ladder*, foram utilizadas seis entradas digitais associadas a cada um dos relés físicos, sendo que quando esses contatos estão em nível alto, os valores decimais correspondentes são armazenados em variáveis de tipo inteiro via blocos de função *Store*. Para obter a posição do *tap* resultante foram utilizados blocos de função de adição, os quais realizam a soma dos valores inteiros associados aos contatos X35, X36, X37, X38, X39 e X40. O resultado dessa soma foi armazenado em um inteiro denominado TAP_ATUAL, responsável por transmitir ao programa implementado em LabVIEW a posição atual do *tap* do enrolamento do transformador sob teste.

2. Programa de comutação de *taps*: os comandos de decremento e incremento da posição de *tap* referentes ao comutador sob carga são realizados através da ativação de dois contatos do painel do transformador. Ao ser energizado o relé Y9 há incremento da posição de *tap*. O oposto ocorre se o relé Y16 for energizado. Para tanto, foram utilizadas duas saídas digitais do CLP para programação em *Ladder*. Para possibilitar a decisão de incrementar e decrementar a posição de *tap*, foram

utilizados blocos de função que comparam a posição do *tap* atual e do *tap* para o qual se pretende comutar, de tal maneira que se o *tap* atual estiver em uma posição menor que a posição desejada, o comutador incrementa a posição até alcançar a posição pretendida. Caso contrário, o comutador decrementa a posição.

4 Resultados

A presente seção discute os resultados da implementação do projeto sob três aspectos: resultados técnicos, resultados financeiros e uma pesquisa de satisfação realizada com técnicos de ensaio da WEG. Os resultados técnicos correspondem à descrição da operação do sistema de medição aplicado ao ensaio de relação de transformação em um transformador da WEG. Os resultados financeiros descrevem os ganhos financeiros esperados com a implementação do novo sistema de medição. A pesquisa de satisfação tem como objetivo expor a percepção dos técnicos operadores de ensaio acerca da utilização do sistema de medição proposto por este trabalho.

4.1 Resultados técnicos

A presente seção mostra o funcionamento do sistema de medição para dois cenários: o primeiro cenário corresponde a um ensaio real realizado em um transformador da WEG, cujos valores de erro de relação de transformação não ultrapassam a tolerância de 0,5%. O segundo cenário apresenta os resultados de um teste simulado, baseado no transformador do primeiro cenário, cujos erros de relação de transformação ultrapassam a tolerância de 0,5%.

4.1.1 Cenário 1: ensaio em um transformador real

Para este cenário, realizou-se ensaio de relação de um transformador trifásico da WEG, mostrado na Figura 46, munido de 33 *taps* no lado de alta tensão, cujos valores nominais de relação de transformação são descritos na Tabela 13. O lado de baixa tensão é munido de apenas uma derivação de tensão, de 34,5kV.

Tabela 13 – Relações de transformação nominais do transformador sob ensaio.

Posição do <i>tap</i>	K_N	Posição do <i>tap</i>	K_N	Posição do <i>tap</i>	K_N
1	4,2	12	3,925	23	3,65
2	4,175	13	3,9	24	3,625
3	4,15	14	3,875	25	3,6
4	4,125	15	3,85	26	3,575
5	4,1	16	3,825	27	3,55
6	4,075	17	3,8	28	3,525
7	4,05	18	3,775	29	3,5
8	4,025	19	3,75	30	3,475
9	4,0	20	3,725	31	3,45
10	3,975	21	3,7	32	3,425
11	3,95	22	3,675	33	3,4



Figura 46 – Transformador WEG utilizado para validação do sistema de medição.

O transformador opera sob o mecanismo de coroa potenciométrica e tem-se que a polaridade do transformador é subtrativa e sua ligação é do tipo estrela-estrela. Portanto, o deslocamento angular é nulo. Complementarmente, as condições ambientais de aplicação do ensaio são descritas na Tabela 14.

Tabela 14 – Condições ambientais de aplicação do ensaio de relação de transformação.

Condições ambientais	
Temperatura	27°C
Umidade relativa do ar	32%

A seguir são descritas a montagem física e a operação da interface de usuário do sistema de medição. Posteriormente são discutidos os resultados de medição para as variáveis de relação de transformação, deslocamento angular e corrente de excitação obtidos para o presente cenário.

4.1.1.1 Montagem física do sistema de ensaio

Primeiramente são verificadas as conexões do PLC300 e do Electron IPTE. Posteriormente, conecta-se o cabo de comunicação do TTR 2795 a uma porta USB do computador, conforme mostrado na Figura 47.

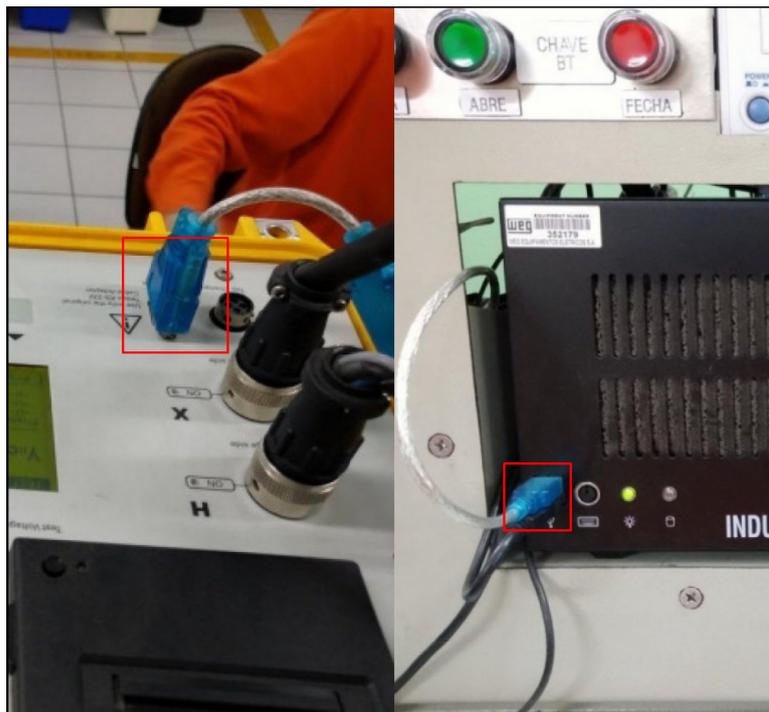


Figura 47 – Cabo de comunicação USB proveniente do TTR 2795 (à esquerda na imagem) conectado ao computador do setor de ensaios da WEG (à direita na imagem).

Após a correta inicialização do equipamento, deve ser realizada a conexão dos cabos de aplicação de tensão de entrada do TTR 2795, correspondentes ao lado de alta tensão do transformador, assim como a conexão dos cabos de medição, correspondentes ao lado de baixa tensão. Esses cabos estão dispostos em rolos identificados, conforme mostrado na Figura 48.



Figura 48 – Rolos de cabo para o ensaio de relação de transformação feito a partir do TTR 2795.

A conexão do cabo de aplicação de tensão aos terminais de alta tensão do transformador são mostrados na Figura 49.

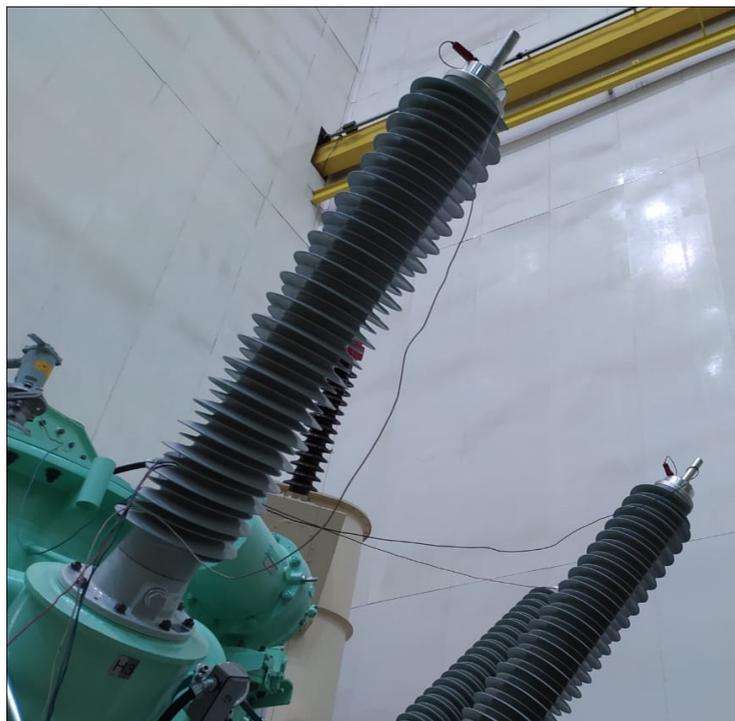


Figura 49 – Cabos de aplicação de tensão do TTR 2795 conectados aos terminais de alta tensão do transformador.

Já os cabos de medição são conectados aos terminais de baixa tensão do transformador conforme mostrado na Figura 50.



Figura 50 – Cabos de medição do TTR 2795 conectados aos terminais de baixa tensão do transformador.

4.1.1.2 Operação do sistema de medição

Para iniciar o ensaio, faz-se antes a configuração e verificação das características do transformador, as quais são definidas no *software* AQTrafo conforme mostrado na Figura 51.

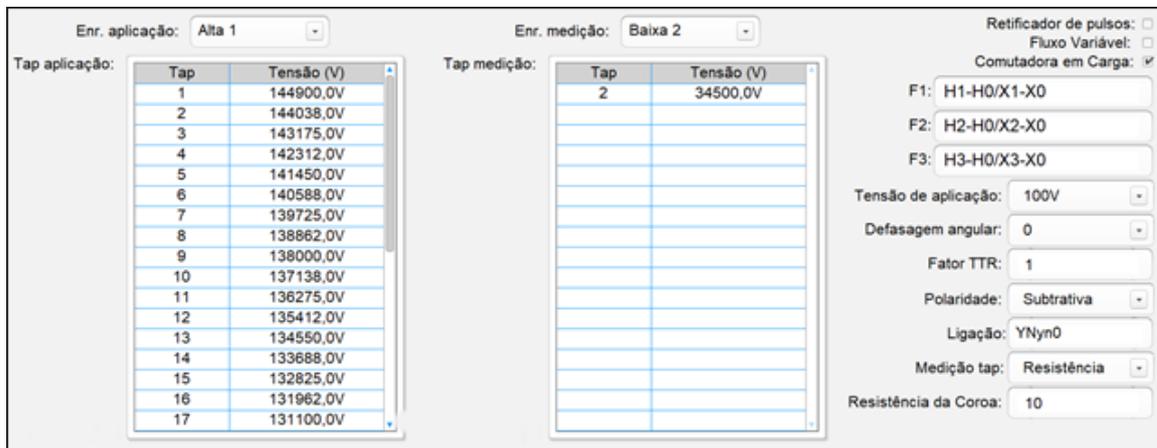


Figura 51 – Interface de configuração do sistema de medição.

Conforme apresentado na Figura 51, é definido que o enrolamento de aplicação corresponde ao lado de alta tensão, sendo que a medição será realizada no único *tap* correspondente ao lado de baixa tensão do transformador. Adicionalmente, é definido que o passo de resistência para leitura de coroa potenciométrica é de 10Ω e que a tensão de excitação imposta pelo TTR 2795 é de 100V. Desse modo, serão 33 medições a serem executadas, associando cada uma das derivações do lado de alta tensão à derivação correspondente ao lado de baixa tensão. Após a realização dessas definições, o ensaio é executado a partir da interface de operação, mostrada na Figura 52.

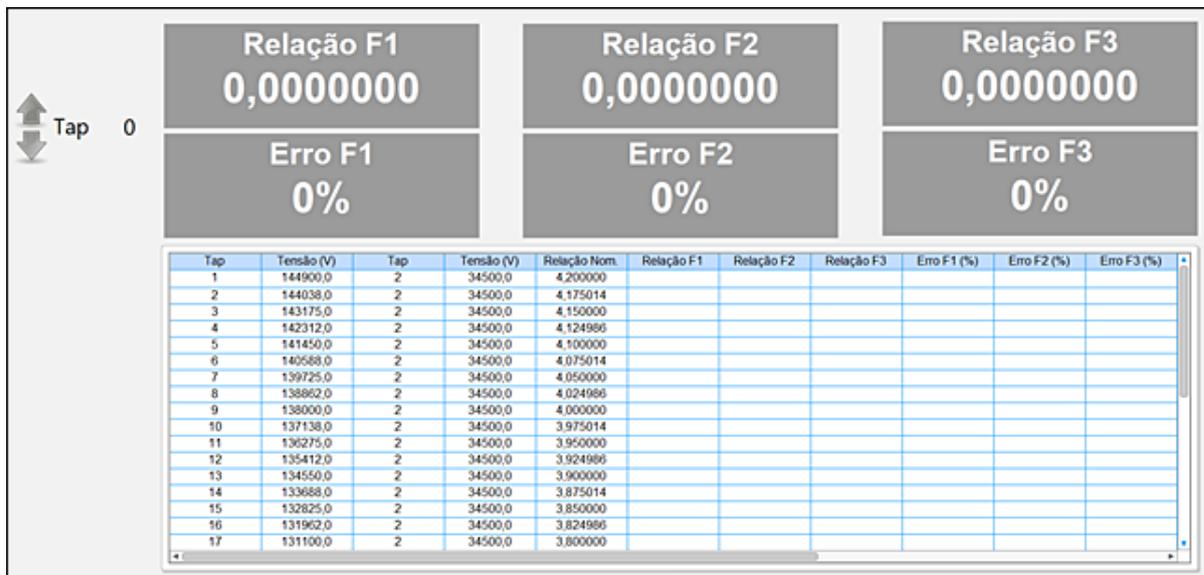


Figura 52 – Interface de operação do sistema de medição.

Na interface de operação, destaca-se o indicador de *tap*, no canto superior direito, assim como os campos de cálculo de relação de transformação e erro de relação de transformação para cada uma das três fases do transformador, denominadas como F1, F2 e F3. Na parcela inferior da interface, encontram-se as configurações de medição correspondentes às posições de *tap* e valores de tensão associados, bem como a relação de transformação nominal para cada ponto de medição. Ainda nessa parte da interface são apresentadas as relações de transformação, os erros de relação de transformação, os deslocamentos angulares e as correntes de excitação calculadas.

Para iniciar o ensaio, pressiona-se o botão “Iniciar”, omitido na Figura 52. Ao passo que as medições são realizadas, os resultados são apresentados na tabela da interface de operação. A Figura 53 e Figura 54 mostram os resultados obtidos para as medições de relação de transformação. Adicionalmente, os resultados das medições de deslocamento angular e corrente de excitação são expostos na interface, conforme mostrado na Figura 55 e Figura 56.

Tap	Tensão (V)	Tap	Tensão (V)	Relação Nom.	Relação F1	Relação F2	Relação F3	Erro F1 (%)	Erro F2 (%)	Erro F3 (%)
1	144900.0	2	34500.0	4.200000	4.194824	4.194388	4.194255	-0.123	-0.134	-0.137
2	144038.0	2	34500.0	4.175014	4.170992	4.170499	4.170691	-0.096	-0.108	-0.104
3	143175.0	2	34500.0	4.150000	4.147305	4.146874	4.147047	-0.065	-0.075	-0.071
4	142312.0	2	34500.0	4.124986	4.120574	4.120174	4.120168	-0.107	-0.117	-0.117
5	141450.0	2	34500.0	4.100000	4.096868	4.096509	4.096557	-0.076	-0.083	-0.084
6	140588.0	2	34500.0	4.075014	4.070282	4.069988	4.069837	-0.116	-0.123	-0.127
7	139725.0	2	34500.0	4.050000	4.046509	4.046192	4.046327	-0.086	-0.094	-0.091
8	138862.0	2	34500.0	4.024986	4.019945	4.019700	4.019553	-0.125	-0.131	-0.135
9	138000.0	2	34500.0	4.000000	3.997359	3.995928	3.995946	-0.068	-0.102	-0.101
10	137138.0	2	34500.0	3.975014	3.969637	3.969381	3.969251	-0.135	-0.142	-0.145
11	136275.0	2	34500.0	3.950000	3.945855	3.945622	3.945632	-0.105	-0.111	-0.111
12	135412.0	2	34500.0	3.924986	3.919175	3.919004	3.918972	-0.148	-0.152	-0.153
13	134550.0	2	34500.0	3.900000	3.895201	3.894959	3.894957	-0.123	-0.129	-0.129
14	133688.0	2	34500.0	3.875014	3.868510	3.868367	3.868327	-0.168	-0.172	-0.173
15	132825.0	2	34500.0	3.850000	3.844798	3.844641	3.844618	-0.135	-0.139	-0.140
16	131962.0	2	34500.0	3.824986	3.818154	3.818015	3.817999	-0.179	-0.182	-0.183
17	131100.0	2	34500.0	3.800000	3.794588	3.794281	3.794296	-0.142	-0.150	-0.150

Figura 53 – Resultados da medição para os primeiros 17 pontos de medição do ensaio.

Tap	Tensão (V)	Tap	Tensão (V)	Relação Nom.	Relação F1	Relação F2	Relação F3	Erro F1 (%)	Erro F2 (%)	Erro F3 (%)
18	130238.0	2	34500.0	3.775014	3.771091	3.770646	3.770606	-0.104	-0.116	-0.117
19	129375.0	2	34500.0	3.750000	3.747090	3.746947	3.746887	-0.078	-0.081	-0.083
20	128512.0	2	34500.0	3.724986	3.720460	3.720219	3.720309	-0.122	-0.128	-0.126
21	127650.0	2	34500.0	3.700000	3.696789	3.696662	3.696624	-0.087	-0.090	-0.091
22	126788.0	2	34500.0	3.675014	3.670143	3.669952	3.669973	-0.133	-0.138	-0.137
23	125925.0	2	34500.0	3.650000	3.646430	3.646331	3.646240	-0.098	-0.101	-0.103
24	125062.0	2	34500.0	3.624986	3.619844	3.619572	3.619694	-0.142	-0.149	-0.146
25	124200.0	2	34500.0	3.600000	3.596133	3.596020	3.595898	-0.107	-0.111	-0.114
26	123338.0	2	34500.0	3.575014	3.569516	3.569337	3.569298	-0.154	-0.159	-0.160
27	122475.0	2	34500.0	3.550000	3.545790	3.545580	3.545679	-0.119	-0.125	-0.122
28	121612.0	2	34500.0	3.524986	3.519167	3.519048	3.518986	-0.165	-0.168	-0.170
29	120750.0	2	34500.0	3.500000	3.495411	3.495327	3.495356	-0.131	-0.134	-0.133
30	119888.0	2	34500.0	3.475014	3.468848	3.468762	3.468669	-0.177	-0.180	-0.183
31	119025.0	2	34500.0	3.450000	3.445171	3.445056	3.444975	-0.140	-0.143	-0.146
32	118162.0	2	34500.0	3.424986	3.418517	3.418387	3.418425	-0.189	-0.193	-0.192
33	117300.0	2	34500.0	3.400000	3.394841	3.394711	3.394781	-0.152	-0.156	-0.153

Figura 54 – Resultados da medição para os últimos 16 pontos de medição.

Ângulo F1	Ângulo F2	Ângulo F3	IF1 (mA)	IF2 (mA)	IF3 (mA)
0,008636	0,012250	0,014399	0,688066	0,658105	0,678605
0,002886	0,010078	0,003601	0,762181	0,971375	0,689643
0,009392	0,012268	0,005786	0,820526	0,675451	0,678605
0,008636	0,004323	0,007937	0,664413	0,695951	0,672297
0,007233	0,009410	0,007256	0,847334	0,920914	0,866257
0,008636	0,004323	0,010806	0,684912	0,640759	0,904102
0,009387	0,010101	0,007220	0,842603	0,621836	0,831565
0,008652	0,010106	0,010826	0,800027	0,680182	0,730643
0,001442	0,008667	0,008667	0,689643	0,886222	0,697528
0,008636	0,002141	0,012235	0,724335	0,972952	0,801604
0,011515	0,000422	0,005010	0,757450	0,697528	0,729066
0,007225	0,012263	0,008649	0,624990	0,615528	0,708566
0,010076	0,015834	0,005760	0,710143	0,909876	0,896218
0,011528	0,004321	0,008636	0,828411	0,955606	0,883603
0,006510	0,011546	0,025937	0,743258	0,637605	0,700681
0,029528	0,020177	0,012983	0,818949	0,913029	0,877295
-0,041667	0,018000	0,004308	0,736950	0,631297	0,747989

Figura 55 – Resultados da medição de deslocamento angular e corrente de excitação para os 17 primeiros pontos de medição.

Ângulo F1	Ângulo F2	Ângulo F3	IF1 (mA)	IF2 (mA)	IF3 (mA)
-0,041667	0,018000	0,004308	0,736950	0,631297	0,747989
0,007917	0,008662	0,000000	0,889910	0,982413	0,741681
0,007197	0,008636	0,008629	0,859949	0,634451	0,675451
0,000000	0,008644	-0,333333	0,755873	0,747989	0,692797
0,003634	0,006500	0,000000	0,829988	0,897260	0,740104
0,012250	0,013654	0,005725	0,760604	0,985567	0,670720
0,006485	0,008636	0,000000	0,844180	0,706989	0,697528
0,000000	0,017291	0,000000	0,831565	0,917760	0,885180
-0,333333	0,011528	0,001452	0,795296	0,662836	0,713297
0,002190	-0,007812	0,003629	0,902526	0,873607	0,752719
0,000453	0,008636	0,000000	0,872564	0,998182	0,705412
0,000000	0,000000	0,000463	0,793719	0,675451	0,848911
0,004318	0,000000	0,006462	0,785834	0,670720	0,667566
-0,007812	-0,007812	0,000000	0,927756	0,905145	0,730643
0,000468	0,001427	0,014392	0,790565	0,966644	0,733796
-0,007812	0,006495	0,000000	0,842603	0,642336	0,751143
0,000000	0,005758	0,014386	0,817373	0,636028	0,735373

Figura 56 – Resultados da medição de deslocamento angular e corrente de excitação para os 16 últimos pontos de medição.

Ao final do ensaio, a interface de operação permite que o usuário envie os resultados ao sistema ENS, responsável pela base de dados correspondente aos ensaios de transformadores.

4.1.1.3 Discussão dos resultados de medição para relação de transformação e deslocamento angular

A partir dos resultados apresentados na Figura 53 e Figura 54, conclui-se que o transformador não possui nenhum erro quanto à verificação da relação de transformação, pois nenhuma medição ultrapassa a tolerância prevista em normas, que é de 0,5%. Observa-se

que os valores de erro adquirem valores absolutos que vão de 0,078% - erro mínimo obtido, correspondente à medição do *tap* 19 da fase 1 - até 0,193%, que é o erro máximo obtido correspondente à medição do *tap* 32 da fase 2. Ainda, tem-se que os valores de deslocamento angular obtidos - representados pelas colunas Ângulo F1, Ângulo F2 e Ângulo F3 -, em graus, são muito próximos de 0, concordando com o valor de placa do transformador, o qual possui a magnitude de 0°.

4.1.1.4 Discussão dos resultados de medição para corrente de excitação

Para avaliação do sistema proposto no âmbito da medição de corrente de excitação, realizou-se a comparação com valores dessa variável mensurados através do ensaio de perdas em vazio, que é o teste padrão para determinação confiável da corrente de excitação. Através da coleta de 99 medições (33 medições correspondentes aos *taps* em cada uma das três fases) realizadas a partir do ensaio de perdas em vazio, para o mesmo transformador e sob mesmas condições de ambiente, chegou-se aos resultados mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 – Valores medidos de corrente de excitação no ensaio de perdas em vazio.

Corrente de excitação	
Valor mínimo medido	0,621729mA
Valor máximo medido	0,997257mA
Média dos valores medidos	0,775966mA

Complementarmente, foram calculados os 99 valores de erro de medição correspondentes às leituras do sistema proposto por este trabalho em relação às medições obtidas pelo ensaio de perdas em vazio. Com a amostra obtida, pode-se aproximar os dados de erro de medição a uma distribuição normal, com média igual a

$$E_{m\u00e9dio} = 0,000479\text{mA}$$

e desvio padrão correspondente a

$$\sigma = 0,000268\text{mA},$$

em que $E_{m\u00e9dio}$ denota a média obtida para os valores de erro. Para uma confiabilidade de medição de 95,44%, a magnitude de erro atua em uma faixa de

$$E = E_{m\u00e9dio} \pm 2\sigma.$$

Assim,

$$E = (0,00048 \pm 0,00054)\text{mA}.$$

A partir dos resultados encontrados tem-se que o erro percentual relativo à média dos valores obtidos pelo ensaio de perdas em vazio é de 0,062%. Pode-se inferir, portanto,

que o sistema de medição para o ensaio de relação de transformação apresenta valor de erro muito baixo, se comparado ao sistema de medição do ensaio de perdas em vazio.

Ressalte-se que o método estatístico utilizado para validação do sistema não conta com grande rigor, porém fornece boa aproximação.

4.1.2 Cenário 2: ensaio simulado

Para tornar possível a realização do segundo cenário, utilizou-se o mesmo transformador do ensaio anterior. Visando simular a presença de erros de medição de relação de transformação, os parâmetros nominais do transformador foram alterados no cadastro do *software*. O resultado das medições são destacados em vermelho na interface de operação, conforme mostrado na Figura 57.

Relação Nom.	Relação F1	Relação F2	Relação F3	Erro F1 (%)	Erro F2 (%)	Erro F3 (%)
6,062178	2,227000	2,911844	3,410804	-63,264	-51,967	-43,736
6,026114	2,273736	2,886694	3,202856	-62,269	-52,097	-46,850
5,990009	2,305473	2,832889	3,213293	-61,511	-52,706	-46,356
5,953904	2,373418	2,681892	3,265040	-60,137	-54,956	-45,161
5,917840	2,236693	2,703943	3,351329	-62,204	-54,309	-43,369
5,881777	2,212902	2,778222	3,205434	-62,377	-52,766	-45,502
5,845671	2,253450	2,694958	3,198380	-61,451	-53,898	-45,286
5,809566	2,300672	2,641308	3,237700	-60,399	-54,535	-44,270
5,773503	2,268614	2,573812	3,385018	-60,706	-55,420	-41,370
5,737439	2,179399	2,568384	3,453536	-62,014	-55,235	-39,807
5,701334	2,097288	2,676565	3,554917	-63,214	-53,054	-37,648
5,665229	2,085221	2,731727	3,231943	-63,193	-51,781	-42,951
5,629165	2,096675	2,557899	3,471201	-62,753	-54,560	-38,335
5,593102	2,111859	2,568221	3,420920	-62,242	-54,082	-38,837
5,556996	2,124790	2,499264	3,456453	-61,764	-55,025	-37,800
5,520891	2,048872	2,565142	3,368935	-62,889	-53,538	-38,978
5,484828	2,010289	2,547312	3,429791	-63,348	-53,557	-37,468

Figura 57 – Resultados de medição para o ensaio simulado.

Por meio da simulação, deduz-se que o sistema de medição está apto para realizar ensaios de transformadores munidos de falhas para o erro de relação de transformação, visto que os cálculos de erro para essa variável apresentam resultados adequados considerando-se os valores nominais de relação de transformação alterados via sistema de cadastro e as relações de transformação medidas.

4.1.3 Vantagens apresentadas pelo sistema proposto

São apontados alguns benefícios que o sistema de medição automático promove, os quais são listados a seguir:

- em comparação com a versão manual do ensaio, são medidas as variáveis de deslocamento angular e a corrente de excitação do transformador, sendo que essas variáveis não eram avaliadas;

- há necessidade de apenas um técnico para execução do ensaio; a versão manual necessitava de dois operadores;
- a comunicação com o *hardware* é realizada de forma automática;
- a abertura e o fechamento do circuito de acionamento é realizado de forma automática, o que promove maior segurança na execução do ensaio;
- o sistema proposto confere maior precisão aos resultados para medição de relação de transformação, visto que na versão anterior do ensaio os técnicos de ensaio comumente utilizavam um valor reduzido de casas decimais ao anotar os valores obtidos;
- o novo sistema promove maior repetibilidade de medição, visto que na havia considerável índice de erro de digitação dos parâmetros mensurados.

4.2 Resultados financeiros

Para abordar as consequências financeiras da implementação do sistema de medição faz-se necessário realizar a comparação entre os custos correspondentes à modalidade manual e automática do ensaio.

Para estabelecer essa comparação deve-se ter em conta as noções de valor homem-hora e valor hora máquina, os quais, de forma resumida, identificam o custo de mão de obra relativo a uma hora de trabalho ininterrupto de um funcionário humano e de uma máquina, respectivamente. No caso da WEG, o valor homem-hora do setor de ensaios de transformadores corresponde aos técnicos ensaístas, responsáveis por operar os ensaios. Já o valor hora máquina corresponde à combinação de transformadores, painéis elétricos e equipamentos utilizados nos ensaios.

4.2.1 Custos de operação

O custo gerado pela aplicação do ensaio de relação de transformação fundamenta-se no produto dos custos horários dos operadores e das máquinas e o tempo médio de duração de ensaio. Para o cálculo adequado dessa duração, foi levado em conta o tempo de comutação das derivações de tensão na duas modalidades de ensaio. A quantidade média de *taps* comutados no ensaio de relação de transformação foi obtida através de pesquisa na base de dados ENS, cuja interface é mostrada na Figura 58, o qual é um sistema para linhas de produção e laboratórios de qualidade da WEG que abriga diversas informações sobre os ensaios, dados e cálculos de transformadores e instrumentação utilizada pelos laboratórios de ensaios. O resultado obtido a partir de buscas nessa plataforma foi de 6516 *taps* comutados para o ano de 2019, considerando todos os transformadores ensaiados

nesse ano e características associadas aos comutadores de derivação correspondentes a essas máquinas.

Figura 58 – Interface do sistema ENS operando na seção Item de Ensaio.

1. Custos modalidade manual de ensaio: considerando as informações anteriores e que o tempo de comutação de um *tap* para o ensaio manual é de 33 segundos, a Tabela 16 apresenta os dados associados à modalidade manual de ensaio.

Tabela 16 – Dados sobre a modalidade manual do ensaio de relação de transformação.

Informações acerca do ensaio manual	
Tempo total anual (s)	215028
Tempo total anual (h)	59,73
Tempo total de ensaio por ano considerando a quantidade de operadores (h)	119,46

Considerando que o valor de uma hora de operação do ensaio manual é - soma do valor homem-hora de dois operadores e hora máquina -, o custo anual da modalidade manual do ensaio de relação de transformação é dado por

$$\frac{(2 \times \text{custo homem-hora} + 1 \times \text{custo hora máquina})}{\text{hora de ensaio}} \times 119,46 \text{ horas.}$$

2. Custos da modalidade automática do ensaio: considerando que o tempo de comutação de uma *tap* na modalidade automática do ensaio é de 54 segundos, tem-se a Tabela 17.

Tabela 17 – Dados sobre a modalidade automática do ensaio de relação de transformação.

Informações acerca do ensaio manual	
Tempo total anual (s)	351864
Tempo total anual (h)	97,44
Tempo total de ensaio por ano considerando o número de operadores (h)	97,44

Considerando que o valor de uma hora de operação do ensaio manual corresponde à soma do custo homem-hora associado a apenas um operador e custo máquina hora, o custo anual da modalidade manual do ensaio de relação de transformação é dado por

$$\frac{(1 \times \text{custo homem-hora} + 1 \times \text{custo hora máquina})}{\text{hora de ensaio}} \times 97,44 \text{ horas.}$$

Portanto, com a implementação da modalidade automática de medição, são observados os dois pontos listados a seguir:

- há uma economia anual de 45%;
- a economia é decorrente sobretudo do fato que a versão automática necessita de apenas um operador de ensaio, sendo que a modalidade manual é realizada com a presença de dois técnicos.

Ressalte-se que a versão anterior do ensaio inclui um dispositivo de comutação de *taps* conectado diretamente ao painel do transformador, por meio de cabos. Tal dispositivo não sofre influência de *software* ou do circuito de acionamento externo ao transformador. Essa distinção explica, em partes, o menor tempo de comutação se comparado ao sistema proposto por este trabalho.

4.2.2 Prazo de retorno de investimento

Outro fator importante a ser analisado acerca dos resultados financeiros é o prazo de retorno de investimento, variável que determina o tempo necessário para que o montante financeiro investido seja recuperado. No caso deste projeto e tendo em vista a economia anual de 45% esperada, o retorno do investimento previsto é de 1,2 anos, ou um ano e três meses após a implementação do novo sistema de medição.

4.3 Pesquisa de satisfação

A presente seção aborda a percepção dos operadores técnicos de ensaio quanto aos aspectos de uso do sistema automático de medição proposto por este trabalho, ou seja,

tem por finalidade avaliar informações acerca da satisfação que a implementação do sistema de automação causou entre os usuários. Adicionalmente, pretende-se avaliar críticas e sugestões para apontar erros e avaliar possibilidades de aprimoramento do sistema de medição implementado. Para tanto, foi realizada uma pesquisa na forma de um questionário com dez técnicos do setor de ensaios da WEG, em que são abordados pontos sobre a funcionalidade do sistema de medição implementado, tais quais facilidade de operação, de *design* da interface de operação e o quão realmente bem sucedido é o novo sistema para ensaio de relação de transformação. O questionário é formado por cinco questões de caráter objetivo, as quais são descritas a seguir, juntamente com as respectivas alternativas de resposta:

1. Qual o grau de intuitividade proporcionado pela operação do sistema?
 - a) Excelente grau de intuitividade.
 - b) Bom grau de intuitividade.
 - c) Moderado grau de intuitividade.
 - d) Baixo grau de intuitividade.
 - e) Nenhum grau de intuitividade.

2. Quão amigável é a interface do *software*?
 - a) Extremamente amigável.
 - b) Muito amigável.
 - c) Moderadamente amigável.
 - d) Pouco amigável.
 - e) Nem um pouco amigável.

3. Quão bem-sucedido é o sistema de medição na realização do ensaio?
 - a) Nível extremo de sucesso.
 - b) Nível bom de sucesso.
 - c) Nível moderado de sucesso.
 - d) Baixo nível de sucesso.
 - e) Nenhum grau de sucesso.

4. Com que frequência o sistema para de funcionar ou fica indisponível?
 - a) Frequência muito alta (o tempo todo).
 - b) Frequência alta (até uma vez a cada interação com o sistema).

- c) Frequência moderada (uma vez a cada três interações com o sistema).
 - d) Frequência baixa (raramente).
 - e) Nenhuma frequência (nunca).
5. De forma geral, quão satisfeito está com o novo sistema de medição?
- a) MUITÍSSIMO satisfeito.
 - b) Satisfeito
 - c) Indiferente.
 - d) Pouco satisfeito.
 - e) Totalmente insatisfeito.

A avaliação desses cinco primeiros tópicos é apresentada na Tabela 18.

Tabela 18 – Respostas dadas às cinco primeiras perguntas do questionário correspondente à pesquisa de satisfação.

Questão	Alternativas				
	a)	b)	c)	d)	e)
1	80%	10%	10%		
2	70%	20%	10%		
3	90%	10%			
4				20%	80%
5	70%	30%			

As porcentagens presentes na Tabela 18 correspondem ao número percentual de técnicos que optaram por cada uma das alternativas de resposta. As questões 1 e 2, que correspondem à temática do *design* e da interatividade proporcionada pelo programa obtiveram padrões de respostas similares. Quase a totalidade dos técnicos de ensaio optaram pela alternativa a) em ambas as perguntas, o que mostra o sucesso do sistema de medição no aspecto visual e de interatividade com o operador.

A questão 3 se refere ao nível de sucesso que o novo sistema de medição possui no alcance de seu objetivo primordial, que é a realização do ensaio de relação de transformação. Nessa questão apenas um técnico não respondeu a alternativa a), que corresponde a um nível elevado de sucesso. Ou seja, de acordo com o usuário final do *software*, a nova modalidade do sistema de medição cumpre sua principal função.

A questão 4 corresponde à confiabilidade do sistema de medição implementado. Nesse tópico, deve-se atentar ao fato de que dois usuários optaram pela alternativa b), a qual indica que o sistema para de funcionar raramente. Ambos os usuários informaram que escolheram tal alternativa por conta de problemas de comunicação entre *hardware* e *software* ou pela indisponibilidade de internet em determinados momentos, bem como indisponibilidade dos sistemas de banco de dados da WEG.

A questão 5 trata a percepção dos usuários e sintetiza a satisfação geral proporcionada pelo novo sistema de medição. A opção mais escolhida entre os técnicos corresponde à alternativa a), que determina o maior grau de satisfação entre as alternativas disponíveis para resposta, mostrando que o sistema automático de ensaio foi bem sucedido na percepção dos técnicos que utilizam o sistema.

5 Conclusões

O presente trabalho descreveu o projeto e a implementação de um sistema automático de medição para o ensaio de relação de transformação em transformadores de potência da WEG. Quanto ao *hardware*, foi utilizado o TTR 2795, equipamento de medição e cerne do sistema projetado. Além da medição da relação de transformação, tal dispositivo foi responsável por realizar a medição de outras variáveis importantes, como o deslocamento angular e a corrente de excitação. De forma complementar, utilizou-se o equipamento Electron IPTE para identificação da posição de *tap* de enrolamentos de transformadores munidos de comutadores sob carga baseados em coroa potenciométrica, bem como um CLP, responsável pelo circuito de acionamento e também utilizado como monitor de posição de *tap*. Com relação ao *software* o sistema implementado fundamentou-se na execução automática do ensaio de relação de transformação por meio do desenvolvimento de programas computacionais baseados em linguagem LabVIEW. Tais programas são responsáveis pela operação do ensaio, a partir da integração com o *hardware* e da comunicação com os sistemas de banco de dados da WEG, correspondentes às características dos transformadores e ensaios elétricos. Adicionalmente foram implementados programas simples em linguagem *Ladder*, que tornaram possível a comutação remota de derivações sob carga a partir do CLP, além da identificação remota de posição de *tap* para transformadores munidos de comutadores sob carga baseados em matriz de diodos.

Com a efetivação do novo sistema de medição, foram observadas algumas vantagens técnicas em relação à forma manual do ensaio, tal como a medição de quantidade maior de variáveis do transformador; redução da quantidade de técnicos na operação do ensaio; comunicação automática com *hardware*; abertura e fechamento automático do circuito de acionamento, garantindo maior segurança durante a operação do ensaio; e melhoria de repetibilidade de medição, visto que havia considerável índice de erro de digitação dos parâmetros mensurados. No âmbito financeiro o projeto também se mostra bem sucedido, já que é esperado um custo anual de operação do ensaio consideravelmente menor em comparação com o sistema manual de ensaio, assim como é esperado um prazo de retorno de investimento de pouco mais de um ano. Adicionalmente, por meio de uma pesquisa de satisfação, a concepção do novo sistema de ensaio mostrou-se bem sucedida na visão dos técnicos de ensaio da WEG, no âmbito técnico relacionado à medição e funcionalidade, bem como no aspecto subjetivo, associado principalmente a quão agradável o novo sistema implementado se mostrava durante a operação.

Para aprimoramento do sistema, propõe-se a integração direta do sistema de medição com o banco de dados de ensaio da WEG, representado pelo sistema ENS. Adicionalmente, deve ser realizado o estudo quanto ao tempo de comutação de *tap*, o qual se mostrou maior

se comparado à versão anterior de operação do ensaio. A redução dessa variável agilizaria o tempo de operação do ensaio e, conseqüentemente, contribuiria na redução de custos operacionais correspondentes à aplicação do ensaio de relação de transformação.

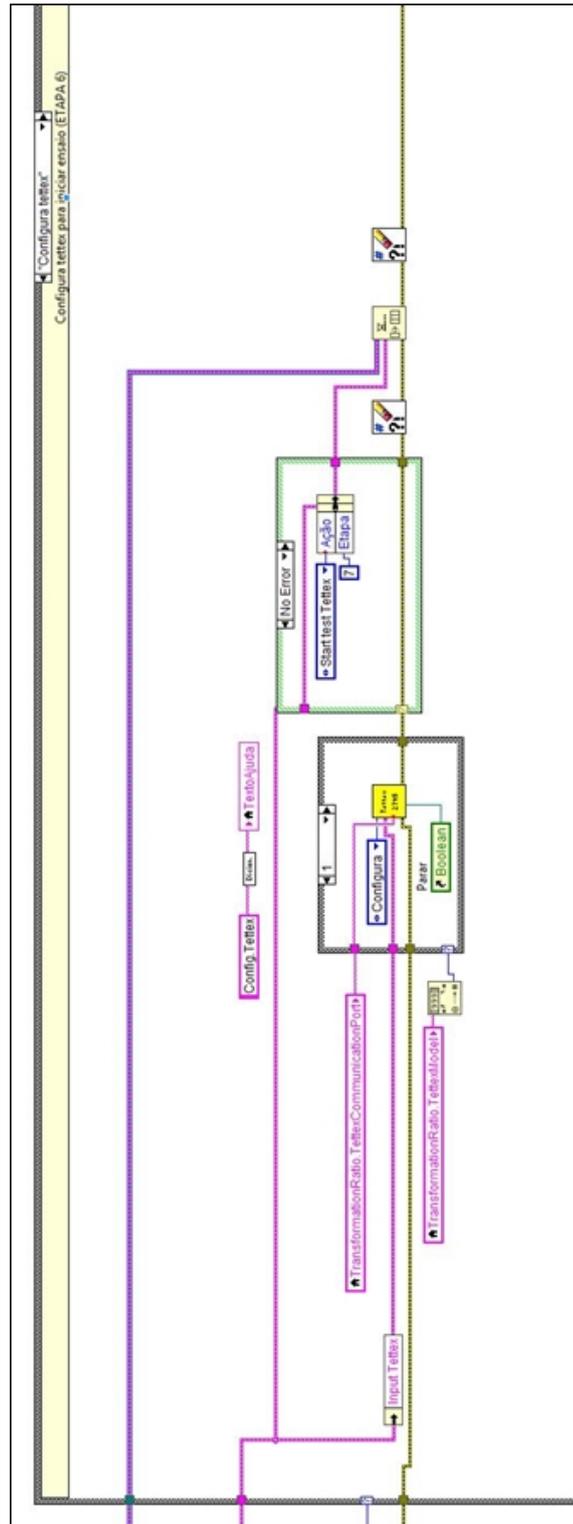
Referências Bibliográficas

- 1 MARTIGNONI, A. **Transformadores**. 8. ed. São Paulo: Editora Globo, 1991. p. 3, 16, 26, 27, 29, 34, 47, 50, 51, 52, 53
- 2 AREVA, T. **Power Transformers**. v. 1, 2008. 16, 20, 21, 22
- 3 MARQUES, A. P. **Diagnóstico otimizado de Transformadores de Potência Mediante a Integração de Técnicas Preditivas**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Computação) - Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2018, p. 40. 17
- 4 FARES, F.; MONTENEGRO, B.; PRATES, A. Commissioning of oil & gas projects—current status, evolution and trends. *Rio Oil & Gas*, 2010. 17
- 5 BEAN, R. L. **Transformers for the Electric Power Industry**. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1959. 20, 21
- 6 VECCHIO, R. M. D. et al. **Transformer design principles: with applications to core-form power transformers**. Boca Raton: CRC press, 2001. 20, 22
- 7 JESZENSZKY, S. History of transformers. *IEEE Power Engineering Review*, IEEE, v. 16, n. 12, p. 9, 1996. 20, 21
- 8 SMIL, V. Transformers, the unsung technology [numbers don't lie]. *IEEE Spectrum*, IEEE, v. 54, n. 8, p. 24–24, 2017. 21, 22
- 9 KARSAI, K.; KERÉNYI, D.; KISS, L. **Large Power Transformers**. Nova Iorque: Elsevier Science, 1987. 21
- 10 KOSOW, I. L. **Electric Machinery and Transformers**. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1972. 23
- 11 LEE, R.; WILSON, L.; CARTER, C. **Electronic Transformers and Circuits**. 2. ed. Nova Iorque: John Wiley & Sons, 1988. 23
- 12 HARLOW, J. H. **Electric Power Transformer Engineering**. Boca Raton: CRC Press, 2003. 23
- 13 CHAPMAN, S. **Electric Machinery Fundamentals**. 5. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 2005. 26, 27
- 14 NOGUEIRA, D. d. S.; ALVES, D. P. **Transformadores de potência-teoria e aplicação tópicos essenciais**. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009. 33, 34, 42, 52, 53
- 15 OLIVEIRA, J. C. de. **Transformadores: teoria e ensaios**. São Paulo: Edgard Blücher, 1984. 35, 36, 42, 43, 44, 45, 46
- 16 FITZGERALD, A. E. et al. **Electric Machinery**. Nova Iorque: McGraw-Hill, v. 5, 2003. 36, 37

- 17 MARTIN, J. H.; CENG, F. **The J&P Transformer Book**. Oxford: Elsevier Science, 1998. 47
- 18 OLIVEIRA, C. A. S. de. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. 2014. 47
- 19 MARTINS, M. A. G. Envelhecimento térmico do papel isolante de transformadores. investigação experimental. modelos de degradação. *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, Sociedade Portuguesa de Materiais, v. 22, n. 1-2, p. 77–86, 2010. 52
- 20 MARTINS, M. A. G. Gestão da vida útil dos transformadores. *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, Sociedade Portuguesa de Materiais, v. 21, n. 3-4, p. 2–9, 2009. 53
- 21 MILASCH, M. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. São Paulo: Edgard Blücher, 1984. 53
- 22 HARKENTHAL, R. D.; KREMZOW, D. Automated test systems for distribution transformers—part i. *Transformers Magazine*, Merit Media Int. doo, v. 3, n. 1, p. 94–99, 2016. 57
- 23 RAJ, M. K. S.; S.SUBASH. Flexible automation system for industrial transformer testing. *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, v. 4, n. 4, p. 2447–2451, 2015. 57
- 24 BONISŁAWSKI, M. et al. Automated test stand for transformer inrush current measurement. In: IEEE. *2018 14th Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE)*. Szczecin, 2018. p. 1–4. 57
- 25 ZILE, M. Routine test analysis in power transformers by using firefly algorithm and computer program. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 132033–132040, 2019. 58
- 26 MIRANDA, R. O. et al. Proposal of an automation system for measurement of short circuit impedance and load loss in distribution transformers. In: IEEE. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*. Gramado, 2019. p. 1–5. 58
- 27 QUINTEROS, M. et al. Test plan automation for power transformer protective relay commissioning. In: IEEE. *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. College Station, 2015. p. 536–545. 58
- 28 WU, Y.-H.; HU, S.-B. The application research on the automation of power transformer's temperature rise test. In: IEEE. *2007 IEEE International Conference on Control and Automation*. Guangzhou, 2007. p. 2400–2402. 59
- 29 BATISTA, T. C. et al. Sistema automático para ensaios de perdas em núcleos de transformadores monofásicos. In: IEEE. *2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications-INDUSCON 2010*. São Paulo, 2010. p. 1–5. 59
- 30 DUBEY SUSHMA NAGPURE, C. J. P. Automation of distribution transformer using microcontroller - a survey approach. In: IJERT. *International Journal of Engineering Research Technology*. [S.l.], 2013. p. 1373–1377. 59
- 31 THIYAGARAJAN, V.; PALANIVEL, T. An efficient monitoring of substations using microcontroller based monitoring system. *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences*, v. 4, n. 1, p. 63–68, 2010. 60

- 32 BÉRUBÉ, J.; BROWELEIT, B.; AUBIN, J. **Optimum Transformer Cooling Control With Fiber Optic Temperature Sensors**. 2007. Disponível em: <<http://www.intelligentutility.com/resource/whitepaper/optimum-transformer-cooling-control-fiber-optic-temperature-sensors>> Acesso em: 10 dez. 2019. 60
- 33 PANDEY, R. K.; KUMAR, D. Distributed transformer monitoring system based on zigbee technology. *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT)*, v. 4, n. 5, 2014. 60
- 34 KUMAR, A. et al. Method for monitoring of distribution transformer. *Undergraduate Academic Research Journal (UARJ)*, ISSN, p. 2278–1129, 2012. 60
- 35 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356: Transformador de potência: Especificação**. Rio de Janeiro. 2007. 68, 69
- 36 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C57.12.90: Standard Test Code for Liquid- Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers**. Nova Iorque. 2015. 68, 69, 70
- 37 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C57.12.00: General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers**. Nova Iorque. 2015. 69, 70
- 38 MASCHINENFABRIK REINHAUSEN. Manual Chaves de Comutação em Carga. 2003. 82, 83

A Código para comunicação com o TTR 2795



B Código para comunicação com o IPTE

