UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

André Pereira Marques

# Diagnóstico otimizado de transformadores de potência mediante a integração de técnicas preditivas

Goiânia 2018







#### TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

#### 1. Identificação do material bibliográfico: [] Dissertação [X] Tese

#### 2. Identificação da Tese ou Dissertação:

Nome completo do autor: André Pereira Marques

Título do trabalho: Diagnóstico Otimizado de Transformadores de Potência mediante a integração de técnicas preditivas

#### 3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO<sup>1</sup>

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.

Assinatura do(a) autor(a)<sup>2</sup>

Ciente e de acordo:

Assinatura da orientadora<sup>2</sup>

Data: 22/02/2018

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.
- <sup>2</sup> A assinatura deve ser escaneada.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

#### UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

André Pereira Marques

## Diagnóstico otimizado de transformadores de potência mediante a integração de técnicas preditivas

Tese defendida no Programa de Pós-Graduação da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Engenharia Elétrica Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Cacilda de Jesus Ribeiro Coorientador: Prof. Dr. Leonardo da Cunha Brito

Goiânia 2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.





MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO



#### Ata de Defesa de Tese de Doutorado

Ata da sessão de julgamento da Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação, área de concentração Engenharia Elétrica, do candidato **André Pereira Marques**, realizada em 22 de fevereiro de 2018.

Aos vinte e dois dias do mês de fevereiro de dois mil e dezoito, às 14:00 horas, na sala Caryocar brasiliensis, bloco "A" da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Universidade Federal de Goiás (UFG), reuniram-se os seguintes membros da Comissão Examinadora designada pela Coordenadoria do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação: os Doutores Cacilda de Jesus Ribeiro - Orientadora (EMC/UFG), Leonardo da Cunha Brito - Coorientador (EMC/UFG), Elder Geraldo Domingues - (IFG), Adson Silva Rocha -(IFGoiano), Colemar Arruda (EMC/UFG), Gelson Antonio Andrea Brigatto - (EMC/UFG), para julgar a Tese de Doutorado de André Pereira Marques, intitulada "Diagnóstico Otimizado de Transformadores de Potência Mediante a Integração de Técnicas Preditivas", apresentada pelo candidato como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutor, em conformidade com a regulamentação em vigor. A Professora Doutora Cacilda de Jesus Ribeiro orientadora, Presidente da Comissão, abriu a sessão e apresentou o candidato que discorreu sobre seu trabalho, após o que, foi arguido pelos membros da Comissão na seguinte ordem: Leonardo da Cunha Brito, Elder Geraldo Domingues, Adson Silva Rocha, Colemar Arruda, Gelson Antônio Andrea Brigatto. A parte pública da sessão foi então encerrada e a Comissão Examinadora reuniu-se em sessão reservada para deliberar. A Comissão julgou então que o candidato, tendo demonstrado conhecimento suficiente, capacidade de sistematização e argumentação sobre o tema de sua Tese, foi considerado aprovado e deve satisfazer as exigências listadas na Folha de Modificação, em anexo a esta Ata, no prazo máximo de 30 dias, ficando a professora orientadora responsável por atestar o cumprimento dessas exigências. Os membros da Comissão Examinadora descreveram as justificativas para tal avaliação em suas respectivas Folhas de Avaliação, anexas a esta Ata. Nada mais havendo a tratar, a presidente da Comissão declarou encerrada a sessão. Nos termos do Regulamento Geral dos Cursos de Pós-graduação desta Universidade, a presente Ata foi lavrada, lida e, julgada conforme, segue assinada pelos membros da Comissão supracitados e pelo candidato. Goiânia, 22 de fevereiro de 2018.

Comissão Examinadora designada:

< Ashing
Cacilda de Jesus Ribeiro - Orientadora (EMC/UFG) (Avaliação: Caprovaros)
Benardo da Cula hit
Leonardo da Cunha Brito - Coorientador (EMC/UFG) (Avaliação: Aprovodo)
Elle
Elder Geraldo Dømingues – (IFG) (Avaliação: <u>Anwado</u> )
- sdran bilva Norha
Adson Silva Rocha – (IFGoiano) (Avaliação: Aprovado )
Coleman Arruda
Colemar Arruda (EMC/UFG) (Avaliação:Aprovado)
Alson Bricosty
Gelson Antônio Andrea Brigatto (EMC/UFG) (Avaliação: Aprovado )
Candidato:
A Université - 01400 0100 D14 00 : 54605 010 0 · · · · · · · · · · · · · · · · ·

Av.Universitária, nº 1488, Qd.86, Bl.A – 3º piso – 74605-010 - Setor Leste Universitário -Goiânia – Goiás Fones: (62) 3209 6293 – (62) 3209-6079 Telefax: (62) 3209-6292 Home Page: posgtaduacao.emc.ufg.br

Aos meus pais: Maria Elza Pereira Marques (in memoriam) e Antônio de Oliveira Marques de Jesus.

#### Agradecimentos

À incansável professora Dra. Cacilda de Jesus Ribeiro, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, pela orientação segura e eficiente durante todo o desenvolvimento deste trabalho, pela confiança, apoio e incentivo. Ao Prof. Dr. Leonardo da Cunha Brito, da mesma instituição, pelo apoio e coorientação.

Aos Engº José Augusto Lopes dos Santos, Engº Cláudio Henrique Bezerra Azevedo, Engº Sérgio Gomes Machado; Engº Adriano Machado Martins e Quim. Marcos Reginaldo Blanco, pelo apoio e colaborações nesta pesquisa.

Aos Eng° Yuri Andrade Dias e Eng° Nicolas Kemerich de Moura pelo apoio e colaborações neste trabalho.

Ao inesquecível Analista de Sistemas Flávio Pereira Marques (*in memoriam*) – irmão e amigo – pela parceria na criação do *Software* CTransf®, que também foi utilizado nesta tese, nos estudos de carregamento.

Ao Programa de Doutorado da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás – UFG, pela oportunidade desta realização profissional.

Aos professores e funcionários administrativos da EMC/UFG e do Programa de Doutorado, pela disponibilidade e colaboração.

À Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado de Goiás (FAPEG), e à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pelos apoios financeiros.

À Unidade de Alta Tensão e às equipes do Departamento de Engenharia e Controle da Manutenção e do Departamento de Manutenção da Alta Tensão da CELG Distribuição S.A. (atualmente ENEL Distribuição Goiás) pelo subsídio na realização deste trabalho.

À toda equipe do Laboratório de Materiais Isolantes e do Setor de Diagnósticos e Reparos da CELG D (ENEL Distribuição Goiás), pela colaboração na realização, respectivamente, das análises químicas e dos ensaios elétricos durante o período desta pesquisa.

À Rosana Garrote Marques, Fernanda Garrote Marques e Bruno Garrote Marques pelo apoio e incentivos recebidos no decorrer do desenvolvimento deste trabalho.

E, finalmente, a todos àqueles que direta ou indiretamente tenham contribuído para o desenvolvimento desta tese de doutorado.

"Tudo vale a pena quando a alma não é pequena". – Fernando Pessoa

#### Resumo

A eficiência da aplicação de técnicas preditivas de manutenção em transformadores de potência é fundamental para se detectar defeitos e falhas ainda em estágio incipiente, disparar ações preventivas ou corretivas programadas, e assim evitar intervenções em caráter de urgência e ou emergência, visando a diminuição de interrupções não programadas no fornecimento de energia elétrica, as quais são comumente mais onerosas e causadoras de grandes transtornos aos consumidores e ao sistema elétrico. Neste sentido, os objetivos deste trabalho baseiam-se em apresentar o desenvolvimento de uma metodologia de diagnóstico otimizado destes equipamentos, mediante a integração de onze técnicas preditivas (com vinte e sete grandezas), analisando-as em relação ao nível de tensão, tipo de ligação elétrica e idade dos transformadores - quando aplicável - e de acordo com o seguinte embasamento: na experiência de especialistas/analistas; em normas e orientações técnicas; e em análises estatísticas de uma base de dados de ensaios realizados em campo e em laboratório. As análises com a validação dos resultados são significativas e apresentadas por meio de um sistema especialista, mostrando a sua aplicação prática. O ineditismo desta tese refere-se ao desenvolvimento de um método de classificação original, denominado Soma Duplamente Ponderada Normalizada (SDPN), e à descrição detalhada sobre quais técnicas preditivas são integradas, suas funcionalidades, elaboração de equações, a definição de critérios e de parâmetros, com seus pesos e suas notas para a classificação de "A" (excelente) a "E" (péssimo), e ações recomendadas que auxiliam nas tomadas de decisão, contribuindo com os estudos na área. Portanto, conclui-se que este trabalho possui uma aplicação abrangente e eficiente como ferramenta para o subsídio ao diagnóstico otimizado de transformadores de potência, isolados em papel kraft e imersos em óleo mineral isolante, proporcionando diagnósticos e manutenções efetivas nestes equipamentos e, consequentemente, impactando o aumento da confiabilidade do sistema elétrico.

*Palavras-chave:* defeitos e falhas, diagnóstico otimizado, manutenção preventiva, técnicas preditivas, transformadores de potência.

#### **Abstract**

The effective application of predictive maintenance techniques for power transformers is essential for the early detection of defects and failures, and in order to trigger scheduled preventive or corrective actions. This precludes the need for urgent and/or emergency interventions, aiming to reduce unscheduled power outages, which are usually more costly and cause great inconvenience to consumers and the electric power system. In this context, this work focuses on the development of an optimized diagnostic methodology for power transformers, by integrating eleven predictive techniques (with 27 quantities). These techniques are analyzed with respect to voltage level, type of electrical connection and age of the transformers - when applicable -, based on the experience of specialists/analysts, on standards and technical guidelines, and on statistical analyses of a database of actual field and laboratory tests. The analyses of the validation of the results are significant and presented through a specialized system, demonstrating their practical application. The novelty of this thesis consists in the development of an original classification method, called Normalized Doubly Weighted Sum (NDWS), and in the detailed description of the predictive techniques that are integrated, their functionalities, the creation of equations, the definition of criteria and parameters, with their weights and scores for the classification of "A" (excellent) to "E" (very poor), and recommended actions aimed at underpinning decision-making, thereby contributing to the body of studies in this field. Hence, it can be concluded that this work offers a comprehensive and efficient tool to aid in the optimized diagnosis of power transformers, insulated with kraft paper and immersed in mineral insulating oil, providing effective diagnostics and maintenance of these devices, and thus increasing the reliability of electric power systems.

**Keywords**: defects and failures, optimized diagnostics, preventive maintenance, predictive techniques, power transformers.

### Lista de figuras

Figura 2.1 – Falhas em transformadores por motivo de retirada, no período de 38 anos27
Figura 2.2 – Defeitos no transformador de potência retirado de operação por meio da aplicação
de técnicas preditivas: a) grânulos de cobre; e b) erosão no parafuso29
Figura 2.3 – Conjunto de dados de diagnósticos em transformadores de potência31
Figura 2.4 - Fluxograma da composição entre os guias IEEE e IEC para o diagnóstico de
falhas
Figura 3.1 – Análise das grandezas para obtenção da classificação global na Abordagem
Discreta43
Figura 3.2 - Funções injetoras (Nota versus valor da grandeza) para: a) Tensão Interfacial
(TI); e b) Índice de Neutralização (IN)52
Figura 3.3 – Funções injetoras (Nota versus valor da grandeza) para: a) Índice de Cor (IC); e
b) Rigidez Dielétrica (RD)53
Figura 3.4 – Funções injetoras (Nota versus valor da grandeza) para: a) Teor de Água (TA);
e b) Fator de Potência (FP)53
Figura 3.5 - Pesos: a) atribuídos às grandezas - comparação das abordagens Discreta e
Contínua; e b) em função da nota – comparação das abordagens Discreta e
Contínua
Figura 3.6 – Esquema da Abordagem Contínua – Método de Classificação da Soma
Duplamente Ponderada e Normalizada (SDPN)59
Figura 4.1 – Variação da contagem de energia com o tempo de monitoramento no TR1, antes
do reparo na Oficina Eletromecânica do Setor de Diagnósticos e Reparos de
Equipamentos69
Figura 4.2 – Evidências de DPs: a) antes do reparo; e b) depois do reparo
Figura 4.3 - Evidências de DPs depois do reparo - visão tridimensional (eixos x, y e z),
em metros70
Figura 4.4 – Transformador de potência TR1: a) Parte externa dos enrolamentos com muita
borra de carvão depositada, oriunda da degradação do óleo, justificando o
espalhamento das evidências dos sinais de DPs observadas; b) Terminal de
aterramento da parte ativa (núcleo)
Figura 4.5 – Ensaio de detecção de descargas parciais realizado em campo: a) equipamento
energizado; b) sensores de emissão acústica (EA) e sistema de aquisição72
Figura 4.6 – Carregamento: TR2 – início do pré-ensaio às 17:02h do dia 09/09/2016 (de sexta-
feira para sábado, com duração de 17,5 h aproximadamente)

Figura 4.7 – Carregamento: TR2 – início do ensaio às 11:05h do dia 10/09/2016 (de sábado
para domingo, com 13h de duração)76
Figura 4.8 – Variação da corrente de pico (BT) com a porcentagem de tempo com detecção
de descargas parciais76
Figura 4.9 – Variação da corrente de pico (BT) com o parâmetro "soma" de DPs por hora77
Figura 4.10 - Variação da corrente de pico (BT) com o parâmetro "contagem" de DPs por
hora
Figura 5.1 – Esquemático representando as grandezas medidas em ensaios elétricos
Figura 5.2 – Frequência de distribuição acumulada da $R_{MP}$ : (a) caso geral, considerando todos
os ensaios; (b) em função da tensão nominal V; e (c) em função da idade (anos)90
Figura 5.3 – Frequência de distribuição acumulada:(a) do IP das resistências de isolamento
$R_A$ , $R_{AB}$ e $R_B$ ; (b) do $IP_{AB}$ em função da tensão nominal V; e (c) do $IP_{AB}$ em função
da idade (anos)92
Figura 5.4 – Frequência de distribuição acumulada do FP: (a) em função do modo de ensaio;
(b) em função da tensão nominal V; e (c) em função da idade (anos)95
Figura 5.5 - Frequência de distribuição acumulada do módulo do erro percentual da
resistência do enrolamento em relação à mediana: (a) em função da tensão nominal
V; (b) em função da idade (anos); e (c) em função do valor da mediana R97
Figura 5.6 – Frequência de distribuição acumulada da $I_{e,c}$ : (a) em função da ligação dos
enrolamentos; (b) em função da ligação dos enrolamentos e da tensão nominal $V$ ;
e (c) em função da ligação dos enrolamentos e da idade (anos)99
Figura 5.7 – Frequência de distribuição acumulada da $I_{e,l}$ : (a) em função da ligação dos
enrolamentos; (b) em função da tensão nominal $V$ ; e (c) em função da idade (anos)
Figura 6.1 – Exemplo de família de curvas (perfis) de carga utilizadas no desenvolvimento
dos estudos de carregamento (Carregamento máximo normalizado em 1,25 pu). 110
Figura 6.2 – Curva de $PVU$ em função de $CE$ – descrita em (6.1) –, em azul, obtida a partir
da interpolação dos dados referentes aos equipamentos analisados, representados
pelos pontos em preto111
Figura 6.3 – peso normal e peso acelerado aplicados no módulo de IV116
Figura 6.4 – Notas e faixas de valores para o ensaio de contagem de partículas121
Figura 6.5 – Ilustração de: a) papel novo; b) papel em final de vida; e c) polímero da celulose
Figura 6.6 – Função injetora correspondente aos critérios de classificação da Tabela 6.1 124

Figura 6.7 – Ilustração de resultado de ensaio de análise de resposta em frequência de Figura 6.8 – Inspeção termográfica e foto digital de transformador trifásico de 138 kV. ..... 129 Figura 6.9 – Termograma de inspeção em buchas de AT de transformador......132 Figura 6.10 – Funções injetoras para a atribuição de notas individuais para K = 234,5 (cobre) Figura 6.11 – Funções injetoras para a atribuição de notas individuais com K = 225 (alumínio) Figura 7.1 - Integração das principais técnicas preditivas aplicadas em diagnóstico de Figura 7.2 – Ensaios físico-químicos (FQ) com a descrição das seis grandezas analisadas .. 140 Figura 7.3 – Ensaios elétricos (EE) com a descrição dos seis subconjuntos de ensaios analisados ......141 Figura 7.5 - Macroestrutura do cruzamento das informações para o diagnóstico final......144 Figura 7.6 – Ilustração de utilização de siglas ("N", "S" e "X") para fins de cruzamento .... 146 Figura 7.7 – Estudo de caso de um transformador de potência (TR6) em operação em subestação de energia elétrica, coleta de amostras de óleo mineral isolante e instrumentos de ensaio para a análise de gases dissolvidos em óleo e para os ensaios Figura 7.8 – Análises de gases dissolvidos no TR6: a) classificação final; b) concentração de gases (ppm); c) classificação em relação aos gases dissolvidos em óleo; e d) classificação AGD - "com" e "sem" histórico, e a do especialista......149 Figura 7.9 – Ensaios físico-químicos no TR6: a) grandezas físico-químicas ao longo do tempo; b) classificação das grandezas ao longo do tempo (nas três últimas coletas); e c) classificação final do especialista, com a ação recomendada......150 Figura 7.10 – Resultados dos Ensaios de descargas parciais por emissão acústica do TR6, ilustrando variação de energia com o tempo ......151 Figura 7.11 - Resultados dos Ensaios de DPs (EA) do TR6: localização dos pontos de DPs visão tridimensional  $(x, y \in z \text{ em metros})$  do paralelepípedo que envolve o transformador.....152 Figura 7.12 – Ilustração de: a) transformador trifásico de 33,3 MVA, 138 kV/13,8 kV, em subestação de energia, submetido a detecção de DPEA e abrigo com instrumentos de medição; b) interior do abrigo mostrando instrumentos para aquisição de DPs ......154

Figura 7.13 – Resultados dos Ensaios de DPEA do TR7: localização dos pontos de D	Ps, sendo
a) visão tridimensional (x, y e $z$ em metros) do paralelepípedo que e	nvolve o
transformador, e b) vista da largura versus altura (z, y) do equipamento	155
Figura 7.14 – Coleta de amostra de óleo do TR7 para ensaios de AGD: a) processo; b	) amostra
colhida sem bolhas, como desejável	156

Figura	7.15 -	Perfil	de	carga	e	temperatura	dos	enrolamentos	e	do	óleo	do	Estudo	de
	Carr	egamer	nto	realiza	do	para o TR7.	•••••		••••	•••••				.157

Figura 7.16 – Resultado do ensaio de DBDS realizado para o TR7 ......157

### Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Taxa de falhas por tensão nominal dos transformadores
Tabela 2.2 – Concentrações dos gases dissolvidos, baseadas do IEEE Std. C57.104:2008 [16]
– classificação sem histórico
Tabela 2.3 – Ações baseadas nos gases combustíveis dissolvidos totais (GCDT) adaptadas do
IEEE Std. C57.104:2008 [16] – Classificação com histórico
Tabela 2.4 - Padronização das classificações finais e ações recomendadas, desenvolvidas
neste trabalho e utilizadas em todas as técnicas preditivas
Tabela 2.5 - Resultados estatísticos comparativos considerando apenas os diagnósticos
verificados com inspeção
Tabela 2.6 - Resultados estatísticos comparativos considerando apenas os diagnósticos
presumidos
Tabela 2.7 - Resultados estatísticos comparativos considerando o conjunto completo de
diagnósticos (inspecionados + presumidos)
Tabela 3.1 – Abordagem Discreta – Classificação 1 do Grupo I44
Tabela 3.2 – Abordagem Discreta – Classificação 2 do Grupo I
Tabela 3.3 – Abordagem Discreta - pesos atribuídos às grandezas do Grupo I
Tabela 3.4 – Abordagem Discreta – classificação 1: notas normalizadas e seus respectivos
pesos (Grupo I)45
Tabela 3.5 - Abordagem Discreta - classificação 2: notas normalizadas e seus respectivos
pesos (Grupo I)46
Tabela 3.6 – Abordagem Discreta – critérios para análise individual das grandezas rigidez
dielétrica, teor de água e fator de potência (Grupo II) para $V_N \ge 138 \text{ kV} \dots 47$
Tabela 3.7 – Abordagem Discreta – critérios para análise individual das grandezas rigidez
dielétrica, teor de água e fator de potência (Grupo II) para 34,5 kV < $V_N$ < 138
kV47
Tabela 3.8 – Abordagem Discreta – critérios para análise individual das grandezas rigidez
dielétrica, teor de água e fator de potência (Grupo II) para $V_N \leq 34,5$ kV47
Tabela 3.9 – Abordagem Discreta – Pesos atribuídos às grandezas do Grupo II
Tabela 3.10 – Notas normalizadas e seus respectivos pesos
Tabela 3.11 - Critérios para a obtenção das Classificações Finais e Global do óleo na
Abordagem Discreta
Tabela 3.12 – Critérios de classificação da tensão interfacial
Tabela 3.13 – Critérios de classificação do índice de neutralização

Tabela 3.14 – Critérios de classificação do índice de cor
Tabela 3.15 – Critérios de classificação da rigidez dielétrica em função da tensão nominal $V_N$
Tabela 3.16 – Critérios de classificação do teor de água em função da tensão nominal $V_N \dots 55$
Tabela 3.17 – Critérios de classificação do fator de potência
Tabela 3.18 – Pesos atribuídos às grandezas – comparação das abordagens Discreta e
Contínua56
Tabela 3.19 - Critérios para a obtenção dos conceitos referentes às Classificações Finais e
Classificação Global a partir das notas na Abordagem Contínua57
Tabela 4.1 – Informações relacionadas com evidências de ocorrência de descargas parciais,
utilizadas para classificação de Emissões Acústicas66
Tabela 4.2 – Faixas para os três parâmetros (contagem, média e percentual de tempo)66
Tabela 4.3 – Padronização das classificações individuais dos parâmetros de DPs (EA)67
Tabela 4.4 – Estimativa de classificação de DPs para carregamentos de 100 e 115%78
Tabela 5.1 – Faixas de valores e conceitos definidos na literatura para o Índice de Polarização
Tabela 5.2 – Faixas de valores e conceitos definidos para o Fator de Potência de Isolamento83
Tabela 5.3 – Faixas de valores e conceitos definidos na literatura para variações percentuais
nas medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos em relação a valores de
referência
Tabela 5.4 – Faixas de valores e conceitos definidos na literatura para erros percentuais nas
medidas de Relação de Transformação em relação aos valores nominais
Tabela 5.5 – Faixas de valores definidas para $R_{AB}$ em função da idade [10]85
Tabela 5.6 – Faixas de valores definidas para <i>R</i> em função da idade [10]85
Tabela 5.7 – Faixas de valores e conceitos definidos para o índice de polarização em função
da idade do equipamento [10]85
Tabela 5.8 – Faixas de valores e conceitos definidos para o fator de potência do isolamento
de transformador em função da idade do equipamento [15]86
Tabela 5.9 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para a $R_{mp}$ em função da idade do
equipamento91
Tabela 5.10 - Critérios desenvolvidos neste trabalho para erros percentuais positivos nas
medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos em função do valor da
resistência mediana98

Tabela 5.11 - Critérios desenvolvidos neste trabalho para erros percentuais negativos nas
medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos em função do valor da
resistência mediana98
Tabela 5.12 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para $I_{e,c}$ em função da ligação dos
enrolamentos100
Tabela 5.13 – Critérios desenvolvidas neste trabalho para $I_{e,l}$
Tabela 5.14 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para erros percentuais positivos e
negativos nas medidas de Relação de Transformação de Espiras em relação aos
valores de placa101
Tabela 6.1 – Coeficientes da Equação (6.1)
Tabela 6.2 – Critérios para atribuição de conceitos nos estudos de carregamento112
Tabela 6.3 – Critérios para classificação da <i>PVU</i> e da idade
Tabela 6.4 – Inspeções visuais e verificações locais adequadas (continua)114
Tabela 6.5 - Pesos para as inspeções visuais e verificações locais (continua)116
Tabela 6.6 – Conceitos dos Grupos e Final118
Tabela 6.7 – Grupo 1 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da análise
de uma linha119
Tabela 6.8 – Grupo 2 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da análise
de uma linha119
Tabela 6.9 – Grupo 3 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da análise
de uma linha119
Tabela 6.10 - Grupo 4 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da
análise de uma linha119
Tabela 6.11 - Grupo 5 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da
análise de uma linha120
Tabela 6.12 – Pesos $P_i$ e $P_{a,i}$ para cada linha (continua)120
Tabela 6.13 – Conceitos e faixas de valores para o ensaio de contagem de partículas em função
da classe de tensão121
Tabela 6.14 – Critérios para o ensaio de grau de polimerização do papel123
Tabela 6.15 – Critérios para classificação dos ensaios de teor de DBDS124
Tabela 6.16 - Fatores de avaliação de enrolamentos de acordo com a norma DL/T911-
2004
Tabela 6.17 – Avaliação de enrolamentos adaptada da norma DL/T911 – 2004 127
Tabela 6.18 – Valores otimizados dos limites das funções injetoras utilizadas para atribuição
de notas individuais aos gradientes de temperatura130

Tabela 6.19 – Critérios para classificação individual dos gradientes de temperatura (GDs) em
função do carregamento (CG)130
Tabela 6.20 – Possíveis valores da variável L da Equação (6.15)131
Tabela 6.21 – Critérios otimizados para classificação da nota final N
Tabela 6.22 – Critérios para $K = 234,5$ (cobre) e $C = 1,0$ pu, $C = 1,25$ pu e $C = 0,75$ pu133
Tabela 7.1 – Descrição das onze técnicas preditivas (com vinte e sete grandezas), com os
respectivos métodos utilizados na classificação "A" a "E"138
Tabela 7.2 - Cruzamento entre os componentes, os tipos e as localizações possivelmente
afetadas143
Tabela 7.3 – Ilustração de alguns exemplos de efeitos, possíveis causas, e as técnicas
preditivas integradas (que auxiliam no diagnóstico final)143
Tabela 7.4 – Regras para quando houver "S" e "X" na mesma linha146
Tabela 7.5 – Regras para quando houver somente "S" e "N" na linha147
Tabela 7.6 – Regras utilizadas nos cálculos de habilitação ("S") e de desabilitação ("X")147
Tabela 7.7 – Resultados das técnicas aplicadas para diagnóstico do TR6153
Tabela 7.8 – Resultados dos Ensaios Físico-químicos (FQ) do TR7156
Tabela 7.9 – Resultados das técnicas aplicadas para diagnóstico do TR7

## Lista de abreviaturas e siglas

ABNT:	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGD:	análise de gás dissolvido
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
BU	buchas
CDC	comutador de derivação com carga
CDST	comutador de derivação sem tensão
CE	corrente de excitação
CELG D	CELG Distribuição S.A.
cont	contagem total de eventos que evidenciam descargas parciais
СР	contagem de partículas
DD	descarga dielétrica
DP	descarga parcial
DEC	duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DBDS	teor de Dibenzil-Dissulfeto
DISP	tipo de instrumento de medição de descargas parciais do fabricante PASA
EC	estudos de carregamento
EE	ensaio elétrico
EA	emissão acústica
FEC	frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FRA	análise de resposta em frequência (frequency response analysis)
FP	fator de potência
FQ	físico-químico
GP	grau de polimerização do papel
GCDT	gases combustíveis dissolvidos totais
IA	índice de absorção
IC	índice de cor
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional (International Electrotechnical
	Commission)
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (Institute of Electrical
	and Electronics Engineers)
IN	índice de neutralização
IP	índice de Polarização

IV	inspeções visuais e verificações locais
max	valor de pico da contagem de energia
med	média da contagem de energia referente a todo o período de ensaio
métrica (hst)	métrica referente aos valores expostos no histograma
R <sub>corr</sub>	Resistência corrigida
Ĩ	Mediana de um valor R
RD	rigidez dielétrica
RE	resistência elétrica dos enrolamentos
RI	resistência de isolamento
R <sub>med</sub>	Resistência medida
RT	relação de transformação de espiras
SH2	tipo de instrumento de medição de descargas parciais do fabricante PASA
sinf	sem informação
som	soma total da contagem de energia
TA	teor de água
TI	tensão interfacial
TMG	termografia
TR1	Transformador de potência 1
TR2	Transformador de potência 2
TR3	Transformador de potência 3
TR4	Transformador de potência 4
TR5	Transformador de potência 5
TR6	Transformador de potência 6
TR7	Transformador de potência 7

### Sumário

Capítulo 1: Introdução
Capítulo 2: Abordagem combinada do guia IEEE e da norma IEC para interpretação de análiser
de gases dissolvidos em óleo mineral isolante
2.1 Introdução26
2.2 Metodologia - abordagem proposta para interpretação de AGD
2.3 Resultados
2.4 Considerações finais – análise de gases dissolvidos em óleo
Capítulo 3: Método para avaliação e classificação de óleos minerais isolantes de
transformadores de potência por meio de análises físico-químicas40
3.1 Introdução
3.2 Desenvolvimento do método para avaliação e classificação de óleos isolantes42
3.2.1 Abordagem Discreta
3.2.2 Abordagem Contínua
3.3 Resultados das análises
3.4 Fator de perdas e o fator de potência do isolamento61
3.5 Considerações finais – ensaios físico-químicos62
Capítulo 4: Métricas para análises de ensaios de detecção de descargas parciais pelo método de
emissão acústica
4.1 Introdução
4.2 Determinação dos parâmetros das regras de diagnósticos dos ensaios de detecção do
descargas parciais pelo método de emissão acústica
4.3 Transformador de potência trifásico de 33,3 MVA, 138 kV/34,5 kV – um estudo de caso
4.4 Análise das curvas de carregamento do transformador de potência correlacionada à
evidências de descargas parciais – Um estudo de caso
4.4.1 Ensaio em campo
4.4.2 Corrente elétrica de referência
4.4.3 Motivo para se evitar utilizar curvas de potência aparente (MVA)
4.4.4 Correlação: descargas parciais e carregamento do transformador de potência74
4.5 Considerações finais – detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica

Capítulo 5: Desenvolvimento de critérios para a classificação de resultados de ensaios elétricos
de transformadores de potência por meio de estudos estatísticos
5.1 Introdução
5.2 Principais faixas de valores de ensaios elétricos existentes na literatura
5.3 Metodologia empregada – ensaios elétricos em transformadores de potência86
5.4 Desenvolvimentos e resultados
5.4.1 Ensaios elétricos
5.4.2 Resistência de Isolamento
5.4.3 Índice de Polarização91
5.4.4 Fator de Potência do Isolamento94
5.4.5 Variações percentuais nas medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos96
5.4.6 Corrente de Excitação
5.4.7 Relação de Transformação de Espiras101
5.4.8 Estudos de casos ações recomendadas101
5.5 Fator de correção do valor de resistência de isolamento para a temperatura de referência
(20° C)
5.5.1 Resistência de isolamento103
5.5.2 Equação desenvolvida neste trabalho: fator de correção104
5.5.3 Equação da tabela ANSI/NETA MTS: fator de correção104
5.7 Considerações finais – ensaios elétricos107
Capítulo 6: Estudos sobre técnicas complementares para o diagnóstico de transformadores de
potência108
6.1 Introdução
6.2 Estudo de carregamento de transformadores de potência109
6.3 Inspeções visuais e verificações locais112
6.4 Contagem de partículas120
6.5 Grau de polimerização do papel122
6.6 Teor de Dibenzil-Dissulfeto
6.7 Análise de resposta em frequência125
6.8 Termografia
6.9 Considerações finais – técnicas complementares
Capítulo 7: Integração de técnicas preditivas para o diagnóstico otimizado em transformadores
de potência136
7.1 Introdução136

7.2 Integração das principais técnicas preditivas aplicadas em diagnóstico de transformadores
de potência137
7.3 Diagnóstico com o cruzamento entre as possíveis causas, efeitos, resultados de ensaios,
e componentes/localizações possivelmente afetados141
7.4 Estudo de caso 1: diagnóstico do transformador de potência TR6148
7.5 Estudo de caso 2: diagnóstico do transformador de potência TR7153
7.6 Considerações finais – integração de técnicas preditivas159
Capítulo 8: Conclusões160
Referências164
APÊNDICE A – Metodologia para reenergização de transformadores de potência após
interrupções não programadas no sistema elétrico172
APÊNDICE B – Contribuições para o sistema especialista SEDTrafo

#### Capítulo 1: Introdução

Os transformadores<sup>1</sup>, além de serem equipamentos fundamentais em um sistema elétrico de potência, também representam uma parte significativa dos investimentos realizados para a implantação desse sistema. Dessa forma, o acompanhamento e o monitoramento de seu sistema isolante, das suas condições operativas e das condições de funcionamento de seus acessórios e demais componentes, é essencial para se reduzir os custos associados ao seu ciclo de vida, bem como garantir a sua confiabilidade e durabilidade. Destaca-se, dentre os custos que são inerentes ao ciclo de vida de transformadores, os gastos com manutenção, substituição e remanejamentos.

Nesse sentido, os objetivos desta tese de doutorado são:

- a) desenvolver uma metodologia de diagnóstico otimizado de transformadores de potência, isolados em papel *kraft* e imersos em óleo mineral isolante, mediante a integração de onze técnicas preditivas, com vinte e sete grandezas, como: análise de gases dissolvidos (AGD), ensaios físico-químicos, detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica, ensaios elétricos, inspeção termográfica, análise de resposta em frequência, inspeção visual; e outras complementares; e
- b) analisar os resultados, com os ensaios em campo e em laboratório, e com a validação precisa, por meio de um sistema especialista, mostrando a sua eficiência na tomada de decisão dos analistas na área de manutenção preventiva.

Este trabalho possui contribuições significativas para a ciência e para a sociedade, justificando-se pelas seguintes abrangências:

- a) no desenvolvimento metodológico na área de Engenharia de Manutenção, por meio de um diagnóstico otimizado, para acompanhamento e controle do estado destes importantes equipamentos, possibilitando detecção de falhas em evolução ainda em situação incipiente;
- b) na redução de gastos com manutenções corretivas, ao evitar intervenções não programadas (urgências ou emergências) e propiciar ações preventivas (programadas);

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Neste trabalho, o termo Transformador é utilizado, de forma geral, para designar tanto transformadores como autotransformadores.

- c) na diminuição do número de interrupções de serviço por falhas e/ou defeitos (que forcem a retirada de serviço para correção) em transformadores de potência de concessionárias de energia elétrica, impactando diretamente os índices de qualidade utilizados por concessionárias e órgãos reguladores do sistema, tais como DEC e FEC; e
- d) na melhoria de desempenho do sistema elétrico em geral.

Diante da pesquisa deste tema na literatura existente, esta tese se diferencia pela originalidade, e destaca-se pela descrição detalhada sobre quais técnicas preditivas são integradas (para ensaios em campo e em laboratório), suas funcionalidades, e a metodologia completa, incluindo a definição de parâmetros, com seus pesos e suas notas para a classificação (em cinco níveis) de "A" a "E", e ações recomendadas, com aplicação no sistema especialista (computacional), auxiliando na tomada de decisão, desde o planejamento até o resultado final, proporcionando assim um diagnóstico otimizado. Também se apresenta, como ineditismo, o desenvolvimento do método de classificação denominado Soma Duplamente Ponderada Normalizada (SDPN), que é mais bem detalhado no Capítulo 3 e no Apêndice B.

Os critérios de engenharia de manutenção definidos neste trabalho foram obtidos com o seguinte embasamento: na experiência de especialistas/analista; em normas e orientações técnicas; e em análises estatísticas de uma base de dados de ensaios realizados na concessionária de energia elétrica local, denominada CELG Distribuição S.A. (atualmente ENEL Distribuição Goiás).

Sendo assim, esta tese de doutorado que já apresentou resultados parciais publicados em artigos científicos [1-15] e se justifica pelas contribuições significativas, complementando os estudos existentes – na literatura atual – na definição dessas métricas ou faixas de parâmetros para as diferentes técnicas preditivas, com suas respectivas classificações, fazendo uma junção dos diagnósticos individuais para um diagnóstico geral otimizado, ressaltando a sua importância como um fator predominante nas tomadas de decisão, na constante busca pela qualidade, inovação e eficiência na manutenção preventiva dos transformadores de potência.

A redação desta tese foi dividida em oito capítulos e dois apêndices, expostos a seguir.

No Capítulo 2 é apresentada uma nova abordagem com o objetivo de contribuir para a interpretação das análises de gases dissolvidos de transformadores de potência imersos em óleo mineral isolante, por meio da aplicação de um procedimento combinado, que considera elementos do guia do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) e da norma da IEC (*International Electrotechnical Commission*). Tal procedimento foi aplicado a um conjunto de dados coletados em diferentes transformadores de potência em serviço, os quais foram

posteriormente submetidos a inspeções internas na Oficina Eletromecânica do Setor de Diagnósticos e Reparos de Equipamentos da concessionária citada ou tiveram seu estado inferido por meio de medições indiretas em campo, de forma que os estados reais destes equipamentos foram validados. Os resultados foram significativos, permitindo concluir que a abordagem proposta apresenta maior precisão no diagnóstico do que os obtidos quando os procedimentos dos referidos guias são aplicados separadamente, auxiliando, de forma efetiva, as ações da equipe de analistas.

O Capítulo 3 descreve o método desenvolvido para o acompanhamento mais preciso do estado de óleos minerais isolantes empregados em transformadores de potência, por meio de ensaios físico-químicos, proporcionando subsídios para tomadas de decisão (com ações recomendadas) concernentes à realização de manutenções preventivas e corretivas nestes equipamentos.

No Capítulo 4 tem-se a definição de métricas ou faixas dos parâmetros na detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica, para o diagnóstico e/ou classificação de transformadores de potência quanto ao seu estado, direcionando a intervenção no equipamento no momento adequado, antes de ocorrer uma falha. Nesse sentido, este capítulo apresenta: estes parâmetros, baseados em diferentes análises de ensaios em campo, empregando o novo método de classificação (SDPN, desenvolvido neste trabalho); e também dois estudos de caso com a validação da metodologia aplicada com sucesso na área de manutenção preventiva.

Cabe ressaltar que, como diferencial, o modelo de avaliação e classificação de descargas parciais (DP) pelo método de emissão acústica (EA) teve seus parâmetros redefinidos por meio do emprego da metodologia descrita nesta tese, visto que houve alteração para 5 faixas de classificação (cinco, de "A" a "E") ao invés de apenas 4 (quatro, de "A" a "D"), descrito em trabalhos anteriores [5], de forma a uniformizar este critério frente aos demais métodos de análise e dar mais precisão.

Nesse sentido, o método desenvolvido nesta tese é padronizado, e também aplicado nos ensaios elétricos realizados nos transformadores de potência, cujos resultados são detalhados no Capítulo 5.

No Capítulo 6 são apresentados os estudos sobre as técnicas consideradas complementares neste trabalho, com os critérios de classificação dos ensaios, e que também são importantes para o diagnóstico em transformadores de potência.

No Capítulo 7 tem-se a integração das diferentes técnicas com o diagnóstico otimizado, incluindo a sua validação em casos reais de subestações de energia elétrica.

As conclusões finais são descritas no Capítulo 8.

No Apêndice A é apresentado uma aplicação complementar e prática deste trabalho, com o novo método de Soma Duplamente Ponderada Normalizada (SDPN), por meio de um método de análise de engenharia de manutenção quanto ao estado dos transformadores de potência em operação com vistas à classificação e à intervenção naqueles que estiverem em situação mais crítica e, ainda, subsidiar tomadas de decisão referentes à reenergização destes, diante da atuação do sistema de proteção, bem como subsidiar intervenções de manutenções corretivas, publicado em [12].

No Apêndice B é descrito resumidamente o Sistema Especialista em Diagnóstico de Transformadores de Potência imersos em óleo mineral isolante (denominado SEDTrafo), que utilizou o método inédito desta tese de doutorado, no seu desenvolvimento, mostrando a viabilidade técnica de implementação, como complemento, proporcionando a opção de obtenção do diagnóstico final por meio de uma ferramenta computacional.

# Capítulo 2: Abordagem combinada do guia IEEE e da norma IEC para interpretação de análises de gases dissolvidos em óleo mineral isolante

#### 2.1 Introdução

A Análise de Gases Dissolvidos (AGD) [16-20] está entre as principais técnicas preditivas não-invasivas e que não demandam, para sua aplicação, desligamento do transformador de potência, o qual é um elemento fundamental e de alto custo do sistema de fornecimento de energia elétrica. Este método, amplamente utilizado, é considerado confiável no setor elétrico para a detecção de falhas incipientes em transformadores imersos em óleo mineral isolante.

Geralmente, a correta interpretação dos resultados de análises de gases dissolvidos em óleo é um processo que depende de uma grande experiência do especialista em manutenção de transformadores de potência. Assim, o objetivo deste capítulo é apresentar uma nova abordagem de interpretação utilizando o guia do IEEE Std C57.104-2008 (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) [16] e a norma IEC 60599:2015 (*International Electrotechnical Commission*) [17], para se aperfeiçoar o conhecimento especializado nesta área e, principalmente, auxiliar no diagnóstico e na tomada de decisões quanto à operação do transformador de potência.

Sendo já consagrado no setor elétrico, o método de Análise de Gases Dissolvidos (AGD) permite avaliar continuamente ou periodicamente o estado de funcionamento do transformador, identificando possíveis falhas em evolução e causas de formações de gases, por meio da utilização de diferentes critérios. Na classificação desses gases, têm-se os combustíveis (monóxido de carbono, hidrogênio, metano, etano, etileno e acetileno) e os não combustíveis (oxigênio, nitrogênio e dióxido de carbono) [21].

Existem diferentes métodos para o diagnóstico de falhas incipientes em transformadores por meio da AGD, por exemplo: Método IEC 60599; Método do Gás Chave; Método de Duval; Método de Doernenburg; e o Método de Rogers [21]. E também: a norma ABNT NBR 7274 [18] que possui requisitos semelhantes à IEC 60599:2015 [17], IEEE Std C57.104:2008 [16], entre outros [22].

Porém, o que diferencia esta nova abordagem dos métodos apresentados na literatura é a contribuição na interpretação da análise de gases dissolvidos, com validação efetuada em diferentes casos de transformadores de potência, tanto em campo como na Oficina Eletromecânica do Setor de Diagnósticos e Reparos de Equipamentos da concessionária de energia elétrica, com base em inspeções internas ou em inferências por medições indiretas de grandezas. Assim, os estados reais destes equipamentos foram previamente constatados ou presumidos, evidenciando maior precisão no diagnóstico para a tomada de decisão.

Como motivação a este estudo, é apresentado também, na Figura 2.1, o resultado das estatísticas referentes às técnicas preditivas utilizadas nos diagnósticos, com base nos dados de campo extraídos do *software* GITP (Gerenciador de Interrupções em Transformadores de Potência) e do SAP (Sistema de Gestão Integrada), ambos da concessionária de energia elétrica local, no período de 1979 até outubro de 2017 (38 anos de banco de dados), relacionados por meio do tipo de ocorrência e por motivo de retirada para a realização da manutenção corretiva.

É tecnicamente imprescindível que os transformadores de potência venham a ser retirados de operação antes da ocorrência de falhas, observando-se, para isso, a criticidade dos defeitos ou falhas em evolução detectados por meio da aplicação de técnicas preditivas, tais como a análise de gases dissolvidos em óleo – já citada –, a análise físico-química e o ensaio de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica, as quais são não-invasivas e podem ser realizadas com o equipamento em operação (energizado).





(1979 a outubro de 2017)

Fonte: próprio autor (2018).

Na Figura 2.1, têm-se as porcentagens de falhas nestes equipamentos, discriminadas por motivo de retirada, mediante as análises destas técnicas preditivas, durante este período de 38 anos. Observando-se que:

- a) destacam-se, quanto à detecção de falhas incipientes, que poderiam evoluir para uma falha e que, portanto, implicaram a retirada forçada do equipamento, compondo assim, a estatística: a análise de gases dissolvidos em óleo (10,77%), os ensaios físico-químicos (6,15%), e descargas parciais (4,62%), ressaltando que a técnica de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica foi implementada na empresa no ano de 2009 [2], daí o seu menor valor percentual no período considerado de 38 anos; e
- b) nos demais casos (outros motivos), estima-se que aproximadamente metade delas tenham sido causadas por fatores não passíveis de prévia detecção, como descargas atmosféricas e distúrbios elétricos sistêmicos.

De um modo geral, na Tabela 2.1 têm-se valores reais de taxas de falha da concessionária local – considerados baixos – escalonados por tensão nominal, que foram calculados por meio da relação entre o total de ocorrências nesse período e o total de transformadores efetivamente em operação – calculados ano a ano – no período de 38 anos (de 1979 até outubro de 2017), constatando-se assim os resultados significativos destas técnicas preditivas na área de engenharia de manutenção da empresa.

	Taxa de falhas por tensão nominal (1979 até outubro/2017)					
	34,5 kV	69 kV	138 kV			
Total de falhas	143	80	33			
Taxa de falhas (%)	1,75%	2,63%	1,81%			

Tabela 2.1 – Taxa de falhas por tensão nominal dos transformadores

Fonte: próprio autor (2018).

Nesse sentido, é descrita a seguir uma nova abordagem visando a contribuições na interpretação das análises de gases dissolvidos em óleo, diminuição das interrupções em transformadores de potência e, consequentemente, redução dos custos com as manutenções não programadas no sistema elétrico.

Na Figura 2.2 é ilustrado um exemplo de defeito (na iminência de se tornar uma falha) que foi detectado por meio da aplicação de técnicas preditivas em um transformador de potência de 6,25 MVA, 34,5 kV/13,8 kV, que foi retirado de operação para a manutenção corretiva. Sendo que, na inspeção interna, destacou-se a existência de grânulos de cobre entre as bobinas de alta tensão (Figura 2.2a), o qual foi causado por ponto quente localizado, de alta temperatura, formado grânulos do metal por fusão. Constatou-se também a existência de erosão elétrica em um parafuso de fixação de *lide* do CDST - Comutador de Derivação Sem Tensão (Figura 2.2b), causados por solicitações de correntes superiores à suportabilidade do equipamento, como, por exemplo, devido à ocorrência de sobrecargas ou de curtos-circuitos com impedância.

Figura 2.2 – Defeitos no transformador de potência retirado de operação por meio da aplicação de técnicas preditivas: a) grânulos de cobre; e b) erosão no parafuso



(a)

(b) Fonte: próprio autor (2018).

#### 2.2 Metodologia - abordagem proposta para interpretação de AGD

Nesta nova abordagem, são considerados os guias IEEE [16] e IEC [17] para interpretação da análise de gases dissolvidos em transformadores de potência imersos em óleo. A metodologia empregada neste trabalho utilizou o guia IEEE como procedimento principal, ao passo que elementos da norma técnica da IEC foram também aplicados como reforço no processo de identificação de falhas. Sendo assim, o procedimento completo pode ser visto como uma integração dos conhecimentos expressos dos especialistas, depurados através dos anos, os quais compuseram os dois referidos guias.

Na abordagem proposta, foram considerados os seguintes elementos:

- a) Tabela 1 (Avaliação da Condição Sem Histórico) de [16]: concentrações de gases dissolvidos, a qual fornece a condição do transformador quando não há histórico recente de medições;
- b) Tabela 3 (Avaliação da Condição Com Histórico) de [16]: ações baseadas no total de gases combustíveis dissolvidos no óleo, a qual fornece a condição do transformador, o

respectivo intervalo de amostragem sugerido e o respectivo conjunto de procedimentos de operação;

- c) Figura 3 (Método do Gás-chave) de [16]: avaliação dos gases-chaves, o qual fornece uma indicação possível da falha no transformador, que pode ser elétrica ou térmica;
- d) Tabela 5 (Método de Doernenburg) de [16]: método de Dornenburg para avaliação dos gases, o qual sugere o diagnóstico da falha;
- e) Tabela 6 (Método de Rogers) de [16]: método de Rogers para avaliação dos gases, o qual também sugere o diagnóstico da falha;
- f) Figura B.1 (Método da Relação de Gases) de [17]: método da relação dos gases, que fornece o diagnóstico de falha;
- g) Figura B.3 (Método do Triângulo de Duval) de [17]: método do triângulo de Duval para avaliação dos gases, o qual também sugere o diagnóstico da falha; e
- h) Seções 5.4, 5.5 e 5.6 (Observações Complementares) de [17]: métodos para verificar, respectivamente, se há anomalia envolvendo a celulose devido ao possível crescimento excessivo de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) e de CO (monóxido de carbono), para identificar crescimento excessivo de O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>, e ainda C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> para verificar possível comunicação entre o tanque principal e o tanque do comutador, respectivamente.

É necessário ressaltar que, para a aplicação dos métodos indicados, foram utilizados os limites mínimos das concentrações dos gases dissolvidos apresentados na Tabela 4 de [16], de tal forma que, se nenhum dos gases atinge seu respectivo limite mínimo (para possibilitar análise confiável), é atribuído o estado de normalidade ao transformador. Adicionalmente, podem ser considerados os métodos referenciados no elemento "viii", de forma a complementar as observações referentes ao diagnóstico.

Aplicações dos métodos implementados sugerem que o guia IEEE [16], representado neste trabalho pela aplicação de seus elementos "i" a "v", é mais completo e sistemático, pois, além de sugerir uma indicação da possível falha no transformador, também sugere o intervalo de reamostragem adequado, com base no histórico de valores absolutos de gases e em suas taxas de crescimento. Não obstante, observou-se que elementos sugeridos no guia IEC [17] podem ser utilizados para reforçar as interpretações, de forma a se prover uma interpretação mais segura.

Objetivando-se verificar a precisão dos métodos indicados, estes foram aplicados em casos de transformadores de potência de subestações que haviam sido submetidos a inspeções internas ou medições indiretas, de forma que os estados reais destes foram previamente

verificados ou presumidos. O conjunto de 38 (trinta e oito) casos de equipamentos (com potências de 2,5 a 50 MVA, tensões de 34,5 kV a 138 kV, e ano de fabricação de 1972 a 2015) para as análises é ilustrado na Figura 2.3, sendo composto por:

- a) 11 (onze) casos em que os transformadores foram inspecionados internamente e suas falhas foram minuciosamente examinadas; e
- b) 27 (vinte e sete) casos para os quais presumiram-se seus estados como sendo de normalidade, visto que não apresentavam nenhum indício de falha por medições indiretas.

São considerados:

- a) Diagnóstico presumido: aquele feito com base em análise de grandezas de forma indireta, tais como resultados de ensaios de AGD, complementada por medição do carregamento e de temperaturas, em que se presume a condição do equipamento; e
- b) Diagnóstico com inspeção: aquele feito com base em inspeção direta e interna no equipamento.



Figura 2.3 – Conjunto de dados de diagnósticos em transformadores de potência

Fonte: próprio autor (2018).

O procedimento utilizado para se analisar os resultados dos montantes de gases dissolvidos presentes no óleo do transformador é apresentado na Figura 2.4. Dada a sugestão da condição do óleo do equipamento, aplicando-se "i" e "ii", utilizaram-se, em seguida, os métodos "iii" a "vi". Este procedimento de duas etapas primeiramente verifica se os valores absolutos dos gases, bem como suas tendências de crescimento, estão em níveis normais (condição 1), preocupantes (condição 2), alarmantes (condição 3) ou extremos (condição 4), aplicando-se o procedimento de avaliação da condição com e sem histórico. Se níveis alarmantes ou extremos forem constatados, os métodos para interpretação de análise de gases

dissolvidos são aplicados (métodos de Doernenburg, Rogers, Gás-chave, Relação de Gases e Triângulo de Duval), de forma a se fornecer um diagnóstico da falha.

Com este procedimento, obteve-se coerência frente aos resultados de inspeção e de medições indiretas disponibilizados. Neste trabalho, considerou-se como acerto parcial os casos nos quais se obteve, aplicando-se o método de interpretação, indicações de descargas elétricas ao invés de falha térmica verificada por inspeção e falha térmica ao invés de descargas elétricas, também constatada por inspeção do equipamento. Considerou-se, assim, que não houve erro total nos diagnósticos, pois os dois tipos de falhas podem ter coexistido ou evoluído de uma para a outra. Ademais, a gravidade dos diagnósticos parcialmente corretos inspiraria maiores investigações, o que poderia levar à verificação mais cuidadosa da real situação do transformador.



Figura 2.4 – Fluxograma da composição entre os guias IEEE e IEC para o diagnóstico de falhas.

\* Condições 3 e 4 indicam alto grau de decomposição.

\*\* Ajustar o intervalo amostragem, caso se tenha histórico. Caso não se tenha histórico, aplicar a condição encontrada na Tabela 1 – IEEE para determinar o intervalo de reamostragem correspondente na Tabela 3 – IEEE.

Fonte: próprio autor (2018).

Sendo assim, as classificações de "A" a "E" na análise de gases dissolvidos em óleo em transformadores de potência, foram obtidas a partir das adaptações das Tabelas 1 e 3 do IEEE [16], que resultaram nas Tabelas 2.2 e 2.3 apresentadas a seguir.

	Limites de concentração dos gases chave dissolvidos [µL/L (ppm)ª]								
Estado	Hidrogênio (H₂)	Metano (CH₄)	Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2)</sub>	Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4)</sub>	Etano (C <sub>2</sub> H <sub>4)</sub>	Monó- xido de carbono (CO)	Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	GCDT*⁵	
Condição 1									
Classificação	100	120	1	50	65	350	2500	720	
А									
Condição 2 <b>Classificação</b> B	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500- 4000	721- 1920	
Condição 3 Classificação C	701-1800	401-1000	10-35	101- 200	101- 150	571-1400	4001- 10000	1921- 4630	
Condição 4 Classificação D	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630	
Classificação E	Quando os valores excederem em muito aos correspondentes à Classificação D.								

Tabela 2.2 – Concentrações dos gases dissolvidos, baseadas do IEEE Std. C57.104:2008 [16] – classificação sem histórico

<sup>a</sup> Os números mostrados nesta Tabela são dados em partes de gás por milhão de partes de óleo [μL/L (ppm)] do volume e são baseados em um grande transformador de potência com milhares de litros de óleo. Com um pequeno volume de óleo, o mesmo volume de gás dará uma maior concentração de gás. Transformadores de distribuição pequenos e reguladores de tensão podem conter gases combustíveis por causa da operação de fusíveis ou disjuntores internos. Os códigos de estado desta Tabela também não são aplicáveis para outros equipamentos nos quais hajam disjuntores internos que operam imersos em óleo.

<sup>b</sup> O valor do *GCDT não inclui o dióxido de carbono (CO*<sub>2</sub>), que não é um gás combustível.

\* GCDT: Gás combustível dissolvido total.

Fonte: Adaptada de [16]
Tabela 2.3 – Ações baseadas nos gases combustíveis dissolvidos totais (GCDT) adaptadas do IEEE Std. C57.104:2008 [16] – Classificação com histórico

	Níveis do	Tava da	Intervalos de amostragem e procedimentos operacionais pelas taxas de geração de gás	
	GCDT*			
	[µL/L]		Intervalos de	
		[µני גי טומ]	amostragem	Procedimentos operacionais
Classificação E	Quando	os valores exce	ederem em muito ao	s correspondentes à Classificação D
		> 30	Diariamente	Considere a remoção do serviço.
Condição 4 –		10 até 30	Diariamente	
Classificação D	> 4630	< 10	Semanalmente	Exerça extrema cautela. Analise por gases individuais. Planeje a interrupção.
Condição 3 -		> 30	Semanalmente	Exerca extrema cautela.
	1921 até	10 até 30	Semanalmente	Analise por gases individuais.
Classificação C	4630	<10	Mensalmente	Planeje a interrupção.
Condição 2 -		> 30	Mensalmente	Everca cautela
	721 até	10 até 30	Mensalmente	Analise nor gases individuais
Classificação B	1920	< 10	Trimestralmente	Determine a dependência de carga.
Condição 1 -	< 720	> 30	Mensalmente	Exerça cautela. Analise por gases individuais.
Classificação	≥ 720	10 atá 30	Trimestralmente	
Α				Continue com a operação normal.
		< 10	Anualmente	

Fonte: Adaptada de [16].

Visando as classificações ("A" a "E") de todas as técnicas preditivas utilizadas neste trabalho, para o diagnóstico geral otimizado, foram padronizadas as ações recomendadas, com os respectivos significados de acordo com a Tabela 2.4.

Classificação	Significado	Ações Recomendadas	
А	Excelente	Continuar a operar o equipamento normalmente	
В	Bom	Continuar a operar o equipamento, estando atento à evolução de resultados nos próximos registros	
С	Marginal	Investigar e realizar outros ensaios em curto prazo para confirmar resultados e tendências	
D	Ruim	Programar retirada do equipamento de operação para inspeção interna, localização e correção de defeito	
Е	Péssimo	Retirar o equipamento de operação em caráter de emergência para inspeção interna, localização e correção de defeito	

Tabela 2.4 – Padronização das classificações finais e ações recomendadas, desenvolvidas neste trabalho e utilizadas em todas as técnicas preditivas

Fonte: próprio autor (2018).

#### **2.3 Resultados**

Estatisticamente, constatam-se os seguintes resultados apresentados:

- a) Tabela 2.5: tomando-se apenas os casos de transformadores que passaram por inspeção e, consequente, verificação da falha;
- b) Tabela 2.6: para os casos de transformadores com condição presumida de normalidade; e
- c) Tabela 2.7: considerando o conjunto completo de casos.

Tabela 2.5 - Resultados estatísticos comparativos considerando apenas os diagnósticos

Método	Diagnósticos corretos	Diagnósticos parcialmente corretos	Erros nos diagnósticos de falhas
Gás-chave	33,30%	41,70%	25,00%
Doernenburg	16,70%	16,70%	66,70%
Rogers	33,30%	16,70%	50,00%
Relação de Gases	16,70%	16,70%	66,70%
Triângulo de Duval	83,30%	16,70%	0,00%
Abordagem proposta	83,30%	16,70%	0,00%

verificados com inspeção

Fonte: próprio autor (2018).

Método	Diagnósticos corretos	Diagnósticos parcialmente corretos	Erros nos diagnósticos de falhas
Gás-chave	44,40%	3,70%	51,90%
Doernenburg	81,50%	0,00%	18,50%
Rogers	74,10%	3,70%	22,20%
Relação de Gases	74,10%	0,00%	25,90%
Triângulo de Duval	74,10%	3,70%	22,20%
Abordagem proposta	96,30%	3,70%	0,00%

Tabela 2.6 – Resultados estatísticos comparativos considerando apenas os diagnósticos presumidos

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 2.7 – Resultados estatísticos comparativos considerando o conjunto completo de diagnósticos (inspecionados + presumidos)

Método	Diagnósticos corretos	Diagnósticos parcialmente corretos	Erros nos diagnósticos de falhas
Gás-chave	41,00%	15,40%	43,60%
Doernenburg	61,50%	5,10%	33,30%
Rogers	61,50%	7,70%	30,80%
Relação de Gases	56,40%	5,10%	38,50%
Triângulo de Duval	76,90%	7,70%	15,40%
Abordagem proposta	92,30%	7,70%	0,00%

Fonte: próprio autor (2018).

Na Tabela 2.5, referente aos casos onde as falhas foram constatadas, verifica-se que o método do Triângulo de Duval (IEC) [17] proporciona o melhor resultado quando comparado aos demais métodos tomados em separado. A abordagem proposta, pelo fato de também utilizar o resultado do método do Triângulo de Duval, mostrou, consequentemente, igual desempenho. Cabe ressaltar que, se utilizado integralmente e sem a composição com os métodos presentes no guia IEC [17], não se teria o benefício da utilização do Triângulo de Duval, o que reduziria drasticamente a capacidade de interpretação, visto que os métodos de interpretação contidos no guia IEEE não apresentaram resultados satisfatórios neste caso. A verificação da condição do

transformador, proposta pelo guia IEEE [16], para posterior aplicação dos métodos em separado e a conseguinte avaliação conjunta dos resultados, especialmente e principalmente utilizando o método do Triângulo de Duval, possibilitou um alto percentual de interpretações corretas ou parcialmente corretas, o que justifica a utilização dos elementos de [17] em conjunto com os de [16] para os casos em que falhas foram verificadas após inspeções.

Para os casos com estados presumidos, como é mostrado na Tabela 2.6, vê-se que a abordagem proposta ofereceu o melhor desempenho e, em seguida, o método de Doernenburg (IEEE) [16]. Para estes casos, a abordagem proposta avaliou a condição do transformador, tanto considerando o histórico (procedimento de Avaliação da Condição com Histórico) quanto não o considerando (procedimento de Avaliação da Condição Sem Histórico), resultando em condição "normal", o que forneceu o estado presumido sem a necessidade de se aplicarem os métodos de interpretação de análise de gases dissolvidos (métodos de Doernenburg, Rogers, Gás-chave, Relação de Gases e Triângulo de Duval). Contudo, tomado separadamente, o método de Doernenburg ofereceu resultados consistentes com o estado presumido de normalidade dos transformadores, embora aquém do que é proposto neste trabalho.

Finalmente, considerando o conjunto completo de casos de teste, observa-se que a abordagem proposta oferece resultado de diagnóstico superior aos demais métodos tomados separadamente. Cabe também observar que, aplicado de forma independente aos casos disponíveis, o Triângulo de Duval ofereceu um percentual de acertos totais ou parciais significativos.

#### 2.4 Considerações finais – análise de gases dissolvidos em óleo

Um procedimento implementado em *software* pode auxiliar o especialista responsável pela manutenção preventiva a identificar falhas incipientes em transformadores de potência de forma mais robusta, especialmente naqueles casos em que ainda haja lacunas de experiência empírica na interpretação de análises de gases dissolvidos. Para tal, evidenciou-se ser apropriado combinar elementos do guia IEEE e da norma IEC para a interpretação de análises de gases dissolvidos em transformadores de potência imersos em óleo, do que utilizar os referidos guias separadamente, auxiliando, de forma eficiente, os especialistas nas tomadas de decisão. O estudo foi realizado tomando-se um conjunto de casos formado por resultados de análise de gases dissolvidos de transformadores de potência da planta da concessionária citada. Os resultados empíricos, obtidos por meio de comparação entre resultados de inspeção somados

aos resultados presumidos, e as propostas de diagnóstico oferecidas pelo procedimento elaborado neste trabalho, apresentam taxas de acertos total e parcial consideráveis, cuja soma foi de 100%, não tendo havido, assim, erro de diagnóstico de falha para o conjunto de testes utilizado.

### Capítulo 3: Método para avaliação e classificação de óleos minerais isolantes de transformadores de potência por meio de análises físico-químicas

#### 3.1 Introdução

Os transformadores de potência são ativos de importância estratégica para o sistema elétrico de potência, ao viabilizarem a transmissão de energia elétrica a longas distâncias, com perdas de potência e quedas de tensão reduzidas. Falhas nestes equipamentos podem provocar interrupções não programadas no fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras, resultando em grandes transtornos, desgaste à imagem das empresas responsáveis, incluindo penalidades por parte do agente regulador e, nos piores casos, avarias irreparáveis nesses ativos. Neste contexto, a degradação do sistema isolante de um transformador de potência é uma das principais causas de problemas que, quando não averiguadas e/ou acompanhadas adequadamente, podem levar à sua retirada forçada de operação [23].

Essa degradação se dá em decorrência de estresse elétrico, térmico e mecânico – em função das condições operativas às quais o equipamento é submetido – bem como por reações químicas internas a este. Somam-se, a estas causas, agentes externos ambientais, tais como intempéries climáticas, insolação e poluição. Sendo assim, o objetivo deste capítulo é apresentar um método destinado ao acompanhamento mais eficiente do estado de óleos minerais isolantes empregados em transformadores de potência, proporcionando subsídios para tomadas de decisão (com ações recomendadas) concernentes à realização de manutenções preventivas e corretivas nestes equipamentos.

Na literatura existente, por exemplo [24-32], são apresentadas informações sobre as faixas de valores das grandezas físico-químicas deste dielétrico, porém há limitações referentes às ponderações dos resultados de análise, que dificultam a classificação final e a tomada de decisão. Em [31], apesar de se atribuírem notas contínuas em função do valor da grandeza por meio de funções injetoras, o método apresentado é aplicado na análise de gases dissolvidos, não contemplando a análise físico-química. Já em [32], utilizam-se ponderações discretas em função de notas também discretas, porém os pesos aumentam linearmente, o que se mostrou inadequado para a avaliação e classificação na aplicação específica deste estudo. No método proposto neste trabalho, os seguintes elementos foram desenvolvidos:

- a) faixas de classificação para cada uma das grandezas físico-químicas consideradas, com base em dados reais;
- b) um equacionamento para a geração de notas e conceitos, gerando uma expressão caracterizada como uma Soma Duplamente Ponderada e Normalizada (SDPN), na qual a segunda ponderação confere não-linearidade à avaliação, promovendo uma diferenciação mais rigorosa entre os estados das amostras;
- c) funções injetoras, que mapeiam os valores das grandezas e suas respectivas notas e conceitos, são contínuas no método proposto, propiciando a gradual diferenciação de valores entre as amostras; e
- d) valores dos parâmetros empregados no método (limiares de classificação e pesos), que foram obtidos a partir de otimização computacional, na qual as avaliações foram feitas por meio de comparações com registros da base de dados real mencionada anteriormente, que foi previamente validada segundo critérios de engenharia de manutenção. Seu desenvolvimento se deu a partir de uma base de dados de ensaios físico-químicos da empresa citada referentes a equipamentos com potências de 1 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 138 kV, e idades de 1 a 58 anos, realizados em um período de 36 anos (de 1979 a 2015). As seis grandezas avaliadas foram: Tensão Interfacial (TI), Índice de Neutralização (IN), Índice de Cor (IC), Rigidez Dielétrica (RD), Teor de Água (TA), Fator de Potência (FP).

Inicialmente, na metodologia empregada neste trabalho, tem-se uma Abordagem Discreta para atribuição de pesos e notas às seis grandezas analisadas (supracitadas), a qual foi testada e tendo-se obtido resultados satisfatórios. Entretanto, visando melhores resultados e um método ainda mais eficiente para a análise e para a classificação de óleos isolantes, propõe-se uma segunda abordagem, mais refinada, denominada de Abordagem Contínua. Com isto, refazendose os testes de validação, obtiveram-se resultados melhores do que os anteriores, corroborando a grande aplicabilidade deste método em empresas do setor elétrico.

Cabe ressaltar que o acompanhamento do desempenho do sistema isolante e da vida útil de um transformador de potência é realizado por meio de diferentes técnicas preditivas, e não se restringe à análise dos ensaios físico-químicos, embora, a partir dela, obtenham-se informações relevantes sobre as condições operativas deste equipamento.

Ademais, o procedimento desta análise físico-química, dependendo da quantidade de equipamentos a serem diagnosticada, demanda a verificação de um montante considerável de dados. Em algumas empresas, as classificações são feitas uma a uma por analistas técnicos

especialistas que, por meio de referências teóricas e conhecimentos próprios (*expertise*), atribuem conceitos aos resultados dos ensaios dos óleos isolantes, considerando as características e, em especial, a classe de tensão de cada equipamento. Sendo assim, trata-se de um procedimento passível de falhas humanas, decorrentes da necessidade de obtenção de diagnósticos rápidos para uma grande quantidade de equipamentos em um tempo relativamente reduzido, aumentando assim a probabilidade de erros de diagnósticos e equívocos em tomadas de decisão, podendo gerar, por consequência, sérios problemas a equipamentos em que seria necessária intervenção em curto prazo. Neste sentido, destaca-se a aplicabilidade prática, que propicia a atribuição de notas e conceitos aos resultados de ensaios de cada amostra de óleo – podendo-se implementar computacionalmente –, tornando-se, deste modo, uma ferramenta de grande utilidade e auxílio para os especialistas na obtenção de diagnósticos mais eficientes e confiáveis de transformadores de potência.

### 3.2 Desenvolvimento do método para avaliação e classificação de óleos isolantes

#### 3.2.1 Abordagem Discreta

No desenvolvimento da Abordagem Discreta, as grandezas dos ensaios físico-químicos, cuja utilização é consagrada no setor elétrico, foram divididas em dois grupos, conforme descrito a seguir e ilustrados na Figura 3.1:

- a) Grupo I, composto pelas grandezas tensão interfacial, índice de neutralização e índice de cor as quais estão mais relacionadas à degradação do óleo, à oxidação do fluido e à formação de borra e suas respectivas classificações: há dois conceitos individuais para cada grandeza analisada, um associado à Classificação 1 (conceitos "excelente", "bom", "envelhecido", "marginal", "ruim", "muito ruim" ou "extremamente ruim"), e outro associado à Classificação 2 (conceitos: "bom", "aceitável", "suspeito" ou "insatisfatório"). Essa divisão de classificações deve-se às referências existentes na literatura utilizadas como embasamento [25-29]. A utilização combinada destas referências propiciou resultados superiores àqueles obtidos por meio da aplicação de uma classificação única; e
- b) Grupo II, composto pelas grandezas fator de potência, rigidez dielétrica e teor de água e suas classificações, mais relacionadas à detecção de contaminantes, umidade e compostos

polares no óleo: tem-se um único conceito para cada uma de suas três grandezas ("excelente", "bom", "marginal", "ruim" ou "péssimo"). Essa classificação única propiciou resultados satisfatórios.

Todas as classificações tiveram embasamento na experiência de especialistas em critérios de engenharia de manutenção, da própria empresa, bem como em pesquisas bibliográficas realizadas [24-28] e em levantamentos estatísticos obtidos a partir de uma base de dados de 12.874 ensaios físico-químicos referentes a equipamentos com potências de 1 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 138 kV e idades de 1 a 58 anos, realizados em um período de 36 anos (de 1979 a 2015).



Figura 3.1 – Análise das grandezas para obtenção da classificação global na Abordagem

Fonte: próprio autor (2018).

A denominação Abordagem Discreta remete ao fato de as grandezas serem analisadas por faixas de valores, de modo que aquelas contidas em uma mesma faixa recebam as mesmas notas e conceitos individuais, implicando a existência de notas normalizadas discretas. Em outros termos, há um número restrito (discreto) de possíveis notas a serem atribuídas às grandezas. As Tabelas 3.1 e 3.2 apresentam respectivamente os critérios para a obtenção dos conceitos individuais 1, referentes à Classificação 1, e os dos conceitos individuais 2, sobre a Classificação 2, do Grupo I. Salienta-se que os procedimentos de ensaios são referentes aos citados em [26-27].

Conceito Individual 1	Tensão Interfacial (mN/m)	Índice de Neutralização (mg KOH)	Índice de Cor
Excelente	$TI \ge 45$	$IN \le 0,03$	$IC \leq 0,5$
Bom	$30 \le TI < 45$	0,03 < IN < 0,05	$0,5 < IC \le 1,0$
Envelhecido	27 < TI < 30	$0,05 \le IN \le 0,10$	1,0 < IC < 2,5
Marginal	$24 \le TI \le 27$	$0,10 < IN \le 0,15$	$2,5 \le IC < 4,0$
Ruim	$18 \le TI < 24$	$0,15 < IN \le 0,40$	$4,0 \le IC < 5,5$
Muito Ruim	$14 \le TI < 18$	$0,40 < IN \le 0,65$	$5,5 \le IC < 7,0$
Extremamente Ruim	<i>TI</i> < 14	<i>IN</i> > 0,65	$IC \ge 7,0$

Tabela 3.1 - Abordagem Discreta - Classificação 1 do Grupo I

Fonte: próprio autor (2018).

Conceito Individual 2	Tensão Interfacial (mN/m)	Índice de Neutralização (mg KOH)	Índice de Cor
Bom	$TI \ge 32$	$IN \le 0.03$	<i>IC</i> ≤ 1,5
Aceitável	25 < TI < 32	0,03 < IN < 0,07	1,5 < <i>IC</i> < 2,0
Suspeito	$20 < TI \le 25$	$0,07 \le IN < 0,10$	$2,0 \le IC < 2,5$
Insatisfatório	$TI \leq 20$	$IN \ge 0,10$	$IC \ge 2,5$

Tabela 3.2 - Abordagem Discreta - Classificação 2 do Grupo I

Fonte: próprio autor (2018).

Posteriormente, cada conceito individual é associado a uma nota normalizada e são atribuídos pesos  $(p_g)$  às grandezas analisadas de acordo com sua importância para o diagnóstico do óleo, descritos na Tabela 3.3, com base na experiência de especialistas e otimização.

Grupo I – Grandeza	Ponderação $(p_g)$
Tensão Interfacial (TI)	0,4348
Índice de Neutralização (IN)	0,4348
Índice de Cor (IC)	0,1304
Total	1,0000

Tabela 3.3 – Abordagem Discreta - pesos atribuídos às grandezas do Grupo I

Fonte: próprio autor (2018).

Cabe destacar que a utilização dos pesos  $p_g$  para ponderação das grandezas não foi suficiente para a obtenção de resultados com nível de rigor adequado para a classificação das mesmas. Deste modo, foi necessária a aplicação conjunta de uma nova ponderação,  $p_c$ , neste caso, em função das notas normalizadas.

Para a definição destes pesos  $(p_c)$  das notas, foi descoberto nesta tese que a utilização da sequência de Fibonacci, por meio de observações empíricas, mostrou-se adequada, tendo em vista os resultados desejados. Assim, os melhores conceitos individuais, relacionados às amostras de óleo pouco degradadas, são associados a pesos  $(p_{c1})$  para a Classificação 1 e  $p_{c2}$  para a Classificação 2) consideravelmente menores do que os associados a conceitos individuais piores, concernentes às amostras de óleo mais degradadas. Logo, notas ruins implicam pesos maiores.

Nas Tabelas 3.4 e 3.5 são apresentados os critérios para obtenção das notas normalizadas a partir dos conceitos individuais e suas ponderações para as classificações 1 e 2, respectivamente.

Tabela 3.4 – Abordagem Discreta – classificação 1: notas normalizadas e seus respectivos

Conceitos Individuais 1	Nota Normalizada $(n_1)$	Ponderação* (p <sub>c1</sub> )
Excelente	1,0000	1
Bom	0,8571	1
Envelhecido	0,7143	2
Marginal	0,5714	3
Ruim	0,4286	5
Muito Ruim	0,2857	8
Extremamente Ruim	0,1429	13

pesos (Grupo I)

\*Sequência de Fibonacci

Fonte: próprio autor (2018).

Conceitos Individuais 2	Nota Normalizada $(n_2)$	Ponderação* ( $p_{c2}$ )
Bom	1,0000	1
Aceitável	0,7500	1
Suspeito	0,5000	2
Insatisfatório	0,2500	3
*Coménaio de Eilemenai	Г	(2019)

Tabela 3.5 – Abordagem Discreta – classificação 2: notas normalizadas e seus respectivos pesos (Grupo I)

\*Sequência de Fibonacci

Fonte: próprio autor (2018).

Por fim, obtêm-se as notas  $N_1$ , para a Classificação 1, e  $N_2$ , para a Classificação 2, ambas referentes ao Grupo I. Estas notas são calculadas a partir dos pesos  $(p_g)$ , atribuídos às grandezas, e da ponderação  $(p_c)$  das notas normalizadas  $(N_1 \ e \ N_2)$  associadas aos conceitos individuais, conforme apresentados em (3.1) e (3.2), sendo que os índices 1 e 2, referem-se às classificações 1 e 2, e os índices *TI*, *IN* e *IC* à tensão interfacial, ao índice de neutralização e ao índice de cor, respectivamente.

$$N_{1} = \frac{p_{g,TI} \cdot p_{c1,TI} \cdot n_{1,TI} + p_{g,IN} \cdot p_{c1,IN} \cdot n_{1,IN} + p_{g,IC} \cdot p_{c1,IC} \cdot n_{1,IC}}{p_{g,TI} \cdot p_{c1,TI} + p_{g,IN} \cdot p_{c1,IN} + p_{g,IC} \cdot p_{c1,IC}}$$
(3.1)

$$N_{2} = \frac{p_{g,TI} \cdot p_{c2,TI} \cdot n_{2,TI} + p_{g,IN} \cdot p_{c2,IN} \cdot n_{2,IN} + p_{g,IC} \cdot p_{c2,IC} \cdot n_{2,IC}}{p_{g,TI} \cdot p_{c2,TI} + p_{g,IN} \cdot p_{c2,IN} + p_{g,IC} \cdot p_{c2,IC}}$$
(3.2)

Assim, para o Grupo I, obtém-se a Nota Final,  $N_{F1}$ , resultante da ponderação das notas  $N_1$  e  $N_2$ , segundo (3.3).

$$N_{F1} = 0,6364 \cdot N_1 + 0,3636 \cdot N_2 \tag{3.3}$$

Para o Grupo II, é estabelecida uma única Classificação, que consiste em atribuir um, dentre cinco possíveis conceitos individuais, para as grandezas: rigidez dielétrica, teor de água e fator de potência. Cada equipamento tem seu óleo classificado em função de sua tensão nominal,  $V_N$  (referente ao enrolamento de maior tensão do equipamento), conforme apresentado nas Tabelas de 3.6 a 3.8. Salienta-se que os procedimentos de ensaios são referentes aos citados em [26-27].

Conceito Individual	Rigidez Dielétrica (kV)	Teor de Água (ppm)	Fator de Potência (%)
Excelente	$RD \ge 85$	$TA \leq 5$	$FP \le 0,3$
Bom	$70 \le RD < 85$	$5 < TA \le 15$	$0,3 < FP \le 1,0$
Marginal	$55 \le RD < 70$	$15 < TA \le 25$	$1,0 < FP \le 2,5$
Ruim	$45 \le RD < 55$	$25 < TA \le 35$	$2,5 < FP \le 4,0$
Péssimo	<i>RD</i> < 45	<i>TA</i> > 35	FP > 4,0

Tabela 3.6 – Abordagem Discreta – critérios para análise individual das grandezas rigidez dielétrica, teor de água e fator de potência (Grupo II) para  $V_N \ge 138 \text{ kV}$ 

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 3.7 – Abordagem Discreta – critérios para análise individual das grandezas rigidez dielétrica, teor de água e fator de potência (Grupo II) para 34,5 kV  $< V_N < 138$  kV

Conceito Individual	Rigidez Dielétrica (kV)	Teor de Água (ppm)	Fator de Potência (%)
Excelente	$RD \ge 80$	$TA \le 10$	$FP \le 0,3$
Bom	$65 \le RD < 80$	$10 < TA \le 20$	$0,3 < FP \le 1,0$
Marginal	$50 \le RD < 65$	$20 < TA \le 30$	$1,0 < FP \le 2,5$
Ruim	$40 \le RD < 50$	$30 < TA \le 40$	$2,5 < FP \le 4,0$
Péssimo	<i>RD</i> < 40	TA > 40	<i>FP</i> > 4,0

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 3.8 – Abordagem Discreta – critérios para análise individual das grandezas rigidez dielétrica, teor de água e fator de potência (Grupo II) para  $V_N \le 34,5$  kV

Conceito Individual	Rigidez Dielétrica (kV)	Teor de Água (ppm)	Fator de Potência (%)
Excelente	$RD \ge 75$	$TA \le 15$	$FP \le 0,3$
Bom	$60 \le RD < 75$	$15 < TA \le 25$	$0,3 < FP \le 1,0$
Marginal	$45 \le RD < 60$	$25 < TA \le 35$	$1,0 < FP \le 2,5$
Ruim	$35 \le RD < 45$	$35 < TA \le 45$	$2,5 < FP \le 4,0$
Péssimo	<i>RD</i> < 35	<i>TA</i> > 45	<i>FP</i> > 4,0

Fonte: próprio autor (2018).

Uma vez obtidos os conceitos individuas referentes à Classificação do Grupo II, procedese com a ponderação dos pesos associados a cada grandeza deste grupo, de acordo com suas importâncias. Estes pesos, indicados como  $p_g$ , são apresentados na Tabela 3.9.

Grupo I – Grandeza	Ponderação $(p_g)$
Rigidez Dielétrica (RD)	0,4000
Teor de Água (TA)	0,4000
Fator de Potência (FP)	0,2000
Total	1,0000

Tabela 3.9 - Abordagem Discreta - Pesos atribuídos às grandezas do Grupo II

Fonte: próprio autor (2018).

Assim como foi realizado para o Grupo I, cada conceito individual das grandezas componentes do Grupo II é associado a uma nota normalizada. Do mesmo modo, foi aplicada uma ponderação  $p_c$  em função das notas, com o objetivo de aumentar o nível de rigor da Classificação. Nesta ponderação, também é utilizada a sequência de Fibonacci, de maneira que notas ruins implicam pesos maiores.

Na Tabela 3.10 são apresentados os critérios para obtenção das notas normalizadas a partir dos conceitos individuais e suas respectivas ponderações.

Conceito Individual	Nota Normalizada (n)	Ponderação* (p <sub>c</sub> )
Excelente	1,0000	1
Bom	0,8000	1
Marginal	0,6000	2
Ruim	0,4000	3
Péssimo	0,2000	5
*Sequência de Fibonacci	Fo	nte: próprio autor (2018).

Tabela 3.10 – Notas normalizadas e seus respectivos pesos

proprio autor (2018).

Por fim, obtém-se, para o Grupo II, a Nota Final  $N_{F2}$ , calculada a partir dos pesos  $(p_g)$ atribuídos às grandezas, e da ponderação  $(p_c)$  das notas normalizadas (n) associadas aos conceitos individuais, conforme (3.4), sendo que os índices RD, TA e FP referem-se à rigidez dielétrica, ao teor de água e ao fator de potência, respectivamente.

$$N_{F2} = \frac{p_{g,RD} \cdot p_{c,RD} \cdot n_{RD} + p_{g,TA} \cdot p_{c,TA} \cdot n_{TA} + p_{g,FP} \cdot p_{c,FP} \cdot n_{FP}}{p_{g,RD} \cdot p_{c,RD} + p_{g,TA} \cdot p_{c,TA} + p_{g,FP} \cdot p_{c,FP}}$$
(3.4)

Ponderando as notas finais  $N_{F1}$  e  $N_{F2}$ , obtém-se a Nota Global,  $N_G$ , conforme (3.5).

$$N_G = 0,500 \cdot N_{F1} + 0,500 \cdot N_{F2} \tag{3.5}$$

De posse das Notas Finais e da Nota Global para determinada amostra de óleo, obtêmse as Classificações Finais (referentes aos Grupos I e II, separadamente) e a Classificação Global desta amostra. Para tanto, utilizam-se os critérios relacionados na Tabela 3.11, na qual são definidas cinco possíveis classificações finais (cujos termos foram padronizados neste trabalho), variando de "A" (excelente) a "E" (péssimo), de acordo com a nota obtida, e as respectivas ações recomendadas, em função das análises físico-químicas.

Tabela 3.11 – Critérios para a obtenção das Classificações Finais e Global do óleo na Abordagem Discreta

Classificação	Nota $N (N_{F1},$ $N_{F2}$ ou $N_G)$	Ações Recomendadas
A (excelente)	N > 0,90	Continuar a operar o equipamento normalmente
B (bom)	$0,75 < N \le 0,90$	Continuar a operar o equipamento, estando atento à evolução de resultados nos próximos registros
C (marginal)	$0,60 < N \le 0,75$	Investigar e realizar outros ensaios em curto prazo para confirmar resultados e tendências
D (ruim)	$0,38 < N \le 0,60$	Programar retirada do equipamento de operação para inspeção interna, localização e correção de defeito
E (péssimo)	$N \leq 0,38$	Retirar o equipamento de operação em caráter de emergência para inspeção interna, localização e correção de defeito

Fonte: próprio autor (2018).

#### 3.2.2 Abordagem Contínua

#### 3.2.2.1 Informações gerais

Na Abordagem Contínua, as notas e os valores das grandezas passam a se relacionar por meio de funções injetoras, de tal maneira que dois valores distintos de uma mesma grandeza recebam duas notas distintas, por mais próximos que sejam esses valores. Ou seja, mesmo com conceitos iguais, para uma determinada grandeza, duas amostras com valores diferentes recebem notas diferentes. Assim, para cada grandeza, tem-se uma função injetora e, no caso das grandezas cujos critérios de análise se diferenciam conforme a tensão nominal do equipamento, tem-se uma função injetora para cada faixa de tensão. Vale ressaltar que todas as funções para obtenção das notas individuais foram definidas por partes, de modo que, dentro de cada faixa de classificação, foi empregada uma variação linear entre os limites inferior e superior.

Os limiares das notas individuais, para cada faixa de classificação, são iguais para todas as grandezas, de forma a equalizar a avaliação. Por exemplo, as leituras de tensão interfacial e índice de neutralização de determinada amostra de óleo que se encontram no limite entre os conceitos "Bom" e "Marginal" recebem a mesma nota.

Os pesos das notas também foram alterados, de modo que cada nota passa a ser ponderada por um peso distinto, estabelecido por uma equação exponencial. Não há mais um número finito de possíveis pesos para as notas, como na abordagem discreta. A utilização deste tipo de equação decorre de sua aplicabilidade à modelagem de fenômenos naturais. Com isto, obtêmse ganhos substanciais em sensibilidade, conforme os resultados apresentados.

Cabe ressaltar que na Abordagem Contínua:

- a) não há Classificações 1 e 2 para o Grupo I, mas sim uma única Classificação para as seis grandezas;
- b) as faixas de valores para a classificação individual de cada grandeza foram adaptadas a partir da Classificação 1 do Grupo I e da Classificação única do Grupo II, referentes à abordagem discreta, e a partir dos valores descritos em [27];
- c) à cada grandeza foram atribuídas notas individuais, seus respectivos pesos individuais  $p_c$ (calculados em função da nota) e, por fim, a ponderação destas grandezas na composição da Nota Global (pesos  $p_g$ ) – Método de Classificação Soma Duplamente Ponderada e Normalizada (SDPN);
- d) as classificações finais não são utilizadas no cálculo da Nota Global. Esta é obtida, unicamente, a partir das notas individuais e seus respectivos pesos;
- e) para a obtenção da Classificação Global, classifica-se a Nota Global em faixas, possibilitando a atribuição de conceitos adequados; e
- f) as notas, os pesos e as faixas para obtenção das classificações são obtidos com base em critérios de engenharia de manutenção e por meio de otimização computacional, empregando-se o algoritmo *Hill Climbing* [33-34].

Cabe ressaltar que, optou pela utilização do algoritmo de otimização Hill Climbing [33], associado ao mecanismo de adaptação dos parâmetros pela "regra do 1/5" [34], porque eles são eficientes para estas aplicações e resultaram em soluções satisfatórias, em conformidade com critérios de Engenharia de Manutenção. Esses métodos computacionais de otimização são descritos a seguir.

#### 3.2.2.2 Métodos computacionais de otimização

O algoritmo de procura de Hill Climbing [33], é um *loop* que se move continuamente na direção do aumento de valor da função objetivo. Este algoritmo não mantém uma árvore de buscas. Logo, a estrutura de dados do nó só precisa gravar o estado e sua avaliação. Um refinamento importante é que, quando houver mais do que um melhor sucessor para escolher, o algoritmo pode selecionar entre eles de forma aleatória. Este comportamento simples tem três desvantagens bem conhecidas [33]:

- a) máximos locais: um máximo local, ao contrário de um máximo global, é um pico mais baixo do que o pico mais elevado no espaço de estados. Uma vez no máximo local, o algoritmo irá parar mesmo que a solução esteja longe de ser satisfatória;
- b) planaltos: um planalto é uma área de espaço de estados onde a função de avaliação é essencialmente plana. A busca irá realizar um passeio aleatório; e
- c) cumes: um cume pode ter lados de forte inclinação, de modo que há facilidade na busca para atingir o máximo. Mas se a inclinação for muito suave, a busca pode oscilar de um lado para o outro, fazendo pouco progresso.

Em cada caso, o algoritmo atinge um ponto em que nenhum progresso é feito. Se isso acontecer, uma coisa óbvia a fazer é começar de novo a partir de um ponto de partida diferente. Random-restart Hill Climbing [33] faz exatamente isso: ele realiza uma série de pesquisas de subidas de estados iniciais gerados aleatoriamente, executando cada uma até que ela pare ou não faça nenhum progresso discernível. Ele salva o melhor resultado encontrado de qualquer uma das pesquisas. Pode-se usar um número fixo de iterações, ou pode continuar até que o resultado não seja melhorado por um determinado número de iterações. Claramente, se iterações suficientes forem permitidas, Random-restart Hill Climbing acabará encontrando a solução ideal. O sucesso do Hill Climbing depende muito da forma da superfície: se há apenas alguns máximos locais, uma boa solução será encontrada muito rapidamente.

Diante disso, mantida constante a perturbação na solução atual, o algoritmo eventualmente convergirá para uma solução ótima, mas não há limitações para o tempo em que

isto ocorrerá. O valor inicial da perturbação  $\sigma$  é decidido de forma arbitária, mas Rechenberg criou uma regra para atualizá-lo no decorrer das iterações, que pode ajudar na velocidade de convergência, que ficou conhecida como a regra de 1/5 de sucesso [34].

A ideia básica desta regra é que, se o índice de melhora for menor do que 1/5, isto quer dizer que estamos perto de um máximo local e a busca deve proceder com passos menores, o que implica em concentrá-la em torno da solução atual, diminuindo o desvio padrão. Se o índice de melhora for maior do que 1/5, provavelmente a busca está ocorrendo longe de algum máximo, o que indica a necessidade de aumentar o desvio padrão de forma a fazer uma varredura mais ampla do espaço de busca, o que pode fazer com que se acelere a convergência do algoritmo [34].

#### 3.2.2.3 Resultados da abordagem contínua

Nas Figuras 3.2 a 3.4, têm-se os gráficos de nota individual em função do valor da grandeza para cada uma das seis grandezas de interesse, sendo que, para a rigidez dielétrica (RD) e para o teor de água (TA), as equações variam em função da tensão nominal,  $V_N$ , do equipamento. Isto pode ser explicado em função do impacto direto destas grandezas (RD e TA) no isolamento do equipamento, estando, portanto, intimamente ligada à classe de tensão do mesmo no que tange às distâncias elétricas de projeto.

Figura 3.2 – Funções injetoras (Nota versus valor da grandeza) para: a) Tensão Interfacial (TI); e b) Índice de Neutralização (IN)



Fonte: MARQUES, A. P. (2017).



Figura 3.3 – Funções injetoras (Nota versus valor da grandeza) para: a) Índice de Cor (IC); eb) Rigidez Dielétrica (RD)

Figura 3.4 – Funções injetoras (Nota versus valor da grandeza) para: a) Teor de Água (TA); e b) Fator de Potência (FP)



Nas Tabelas 3.12 a 3.17 são apresentados também os resultados dos critérios dos ensaios físico-químicos desenvolvidos neste trabalho (abordagem contínua).

Conceito	Tensão Interfacial	
Concento	(mN/m)	
A (excelente)	$TI \ge 40$	
B (bom)	$27 \le TI < 40$	
C (marginal)	$24 \le TI < 27$	
D (ruim)	$18 \le TI < 24$	
E (péssimo)	<i>TI</i> < 18	

Tabela 3.12 – Critérios de classificação da tensão interfacial

Fonte: Próprio autor, 2018

Tabela 3.13 - Critérios de classificação do índice de neutralização

Conssita	Índice de Neutralização		
Concerto	(mg KOH)		
A (excelente)	$IN \le 0,03$		
B (bom)	$0,03 < IN \le 0,10$		
C (marginal)	$0,10 < IN \le 0,15$		
D (ruim)	$0,15 < IN \le 0,40$		
E (péssimo)	IN > 0,40		

Fonte: Próprio autor, 2018

Tabela 3.14 - Critérios de classificação do índice de cor

Conceito	Índice de Cor
A (excelente)	$IC \leq 1,0$
B (bom)	$1,0 < IC \le 2,5$
C (marginal)	$2,5 < IC \le 4,0$
D (ruim)	$4,0 < IC \le 5,5$
E (péssimo)	<i>IC</i> > 5,5

Fonte: Próprio autor, 2018

Conceito	$V_N \ge 138 \text{ kV}$	$34,5 \text{ kV} < V_N < 138 \text{ kV}$	$V_N \le 34,5 \text{ kV}$
A (excelente)	$RD \ge 85$	$RD \ge 80$	$RD \ge 75$
B (bom)	$70 \le RD < 85$	$65 \le RD < 80$	$60 \le RD < 75$
C (marginal)	$55 \le RD < 70$	$50 \le RD < 65$	$45 \le RD < 60$
D (ruim)	$45 \le RD < 55$	$40 \le RD < 50$	$35 \le RD < 45$
E (péssimo)	<i>RD</i> < 45	<i>RD</i> < 40	<i>RD</i> < 35

Tabela 3.15 – Critérios de classificação da rigidez dielétrica em função da tensão nominal  $V_N$ 

Fonte: Próprio autor, 2018

Tabela 3.16 – Critérios de classificação do teor de água em função da tensão nominal  $V_N$ 

Conceito	$V_N \ge 138 \text{ kV}$	$34,5 \text{ kV} < V_N < 138 \text{ kV}$	$V_N \leq 34,5 \text{ kV}$
A (excelente)	$TA \leq 5$	$TA \le 10$	$TA \le 15$
B (bom)	$5 < TA \le 15$	$10 < TA \le 20$	$15 < TA \le 25$
C (marginal)	$15 < TA \le 25$	$20 < TA \le 30$	$25 < TA \le 35$
D (ruim)	$25 < TA \le 35$	$30 < TA \le 40$	$35 < TA \le 45$
E (péssimo)	<i>TA</i> > 35	TA > 40	TA > 45

Fonte: Próprio autor, 2018

Tabela 3.17 - Critérios de classificação do fator de potência

Conceito	Fator de Potência (%)
A (excelente)	$FP \le 0,3$
B (bom)	$0,3 < FP \le 1,0$
C (marginal)	$1,0 < FP \le 2,5$
D (ruim)	$2,5 < FP \le 4,0$
E (péssimo)	<i>FP</i> > 4,0

Fonte: Próprio autor, 2018

Empregando o método de otimização computacional mencionado, encontraram-se os pesos ótimos para as seis grandezas de interesse, os quais são apresentados na Tabela 3.18, que, para fins de comparação, também contém os pesos referentes à Abordagem Discreta. Esses pesos são comparados graficamente na Figura 3.5a.

Igualmente, definiram-se os pesos ótimos,  $p_c$ , para as notas individuais, n, atribuídas a cada uma das seis grandezas, conforme apresentado na Figura 3.5b, que também mostra, para fins de comparação, os pesos utilizados na Abordagem Discreta (sequência de Fibonacci). A relação entre os pesos e notas é mapeada de acordo com (3.6), proposta neste trabalho, a qual corresponde à uma ponderação exponencial em função das notas, com o objetivo de aumentar o rigor da Classificação, de maneira que notas ruins implicam pesos maiores.

$$p_c(n) = 7.6409 \cdot e^{-2,2542 \cdot n} + 0,0242 \tag{3.6}$$

Tabela 3.18 - Pesos atribuídos às grandezas - comparação das abordagens Discreta e

Crendeze	Pesos		
Granueza	Abordagem Contínua	Abordagem Discreta	
Tensão Interfacial (TI)	0,1488	0,2174	
Índice de Neutralização (IN)	0,2746	0,2174	
Índice de Cor (IC)	0,0316	0,0652	
Rigidez Dielétrica (RD)	0,2771	0,2000	
Teor de Água (TA)	0,1690	0,2000	
Fator de Potência (FP)	0,0990	0,1000	

Contínua

Fonte: próprio autor (2018).

Figura 3.5 – Pesos: a) atribuídos às grandezas – comparação das abordagens Discreta e Contínua; e b) em função da nota – comparação das abordagens Discreta e Contínua



Fonte: MARQUES, A. P. (2017).

Para a Abordagem Contínua, de posse das notas individuais, n, dos pesos de cada grandeza,  $p_g$  e dos pesos em função da nota individual,  $p_c$ , as notas finais e global são calculadas utilizando-se (3.7).

$$N = \frac{\sum_{i} n_{i} \cdot p_{c}(n_{i}) \cdot p_{g,i}}{\sum_{i} p_{c}(n_{i}) \cdot p_{g,i}}$$
(3.7)

No caso da Nota Final 1,  $i \in \{TI, IN, IC\}$ . Já para a Nota Final 2, tem-se  $i \in \{RD, TA, FP\}$ . Finalmente, para o cálculo da Nota Global,  $i \in \{TI, IN, IC, RD, TA, FP\}$ .

A partir das Notas Finais e da Nota Global, são obtidos os Conceitos Finais e Conceito Global, seguindo os critérios definidos na Tabela 3.199, com as ações recomendadas em função das análises físico-químicas.

Tabela 3.19 – Critérios para a obtenção dos conceitos referentes às Classificações Finais e Classificação Global a partir das notas na Abordagem Contínua

Classificação Final ou Global	Nota Final 1 (N <sub>F1</sub> )	Nota Final 2 (N <sub>F2</sub> )	Nota Global (N <sub>G</sub> )	Ações Recomendadas
A (excelente)	$N_{F1} > 0,927$	$N_{F2} > 0,854$	$N_G > 0,877$	Continuar a operar o equipamento normalmente
	0,782	0,684	0,758	Continuar a operar o equipamento,
B (bom)	$< N_{F1} \le$	$< N_{F2} \le$	$< N_G \le$	estando atento à evolução de resultados
	0,927	0,854	0,877	nos próximos registros
	0,633	0,589	0,641	Investigar e realizar outros ensaios em
C (marginal)	$< N_{F1} \le$	$< N_{F2} \le$	$< N_G \le$	curto prazo para confirmar resultados e
	0,782	0,684	0,758	tendências
	0,458	0,335	0,468	Programar retirada do equipamento de
D (ruim)	$< N_{F1} \le$	$< N_{F2} \le$	$< N_G \le$	operação para inspeção interna,
	0,633	0,589	0,641	localização e correção de defeito
				Retirar o equipamento de operação em
E (péssimo)	$N_{F1} \le 0,458$ $N_{F2} \le 0,335$	N < 0.225	N < 0.469	caráter de emergência para inspeção
		$N_G \ge 0,408$	interna, localização e correção de	
			defeito	

Fonte: próprio autor (2018).

Para a obtenção dos parâmetros das funções injetoras (limiares entre as faixas de classificação), da equação exponencial apresentada em (3.6), referente aos pesos e dos limites que delimitam as faixas de classificações das Notas Finais e da Nota Global, foi empregado o algoritmo de otimização denominado *Hill Climbing* [33], associado ao mecanismo de adaptação de parâmetros pela "regra do 1/5" [34], o que melhorou significativamente os resultados finais. A função-objetivo empregada destinou-se à minimização da soma quadrática dos módulos dos

erros referentes à comparação entre a classificação provida pelo método e a classificação fornecida pelos especialistas, sendo o erro calculado pela distância numérica, inteira, entre o conceito esperado e o que foi obtido. Por exemplo, empregando critérios de engenharia de manutenção, se for esperado o conceito "D" e se, por meio do emprego do método, for obtido o conceito "A", o módulo do erro será de 3. Para a avaliação do método proposto, foi utilizada uma seleção de 218 resultados de ensaios físico-químicos de amostras de óleo previamente classificados pelos especialistas da empresa, os quais foram escolhidos por serem casos representativos, que conferiram diversidade para a base de dados utilizada na construção do modelo de otimização.

A função-objetivo empregada destinou-se à minimização da soma dos módulos dos erros referentes às comparações entre a classificação provida pelo método e a classificação fornecida pelos especialistas, sendo o erro calculado pela distância numérica, inteira, entre o conceito esperado e o que foi obtido. Por exemplo, empregando critérios de Engenharia de Manutenção, se for esperado o conceito "D" e, por meio do emprego do método, for obtido o conceito "A", o módulo do erro será de 3.

Na Figura 3.6 é apresentado o esquema geral da Abordagem Contínua, que emprega o Método de Classificação Soma Duplamente Ponderada e Normalizada (SDPN).



Figura 3.6 – Esquema da Abordagem Contínua – Método de Classificação da Soma

Fonte: próprio autor (2018).

#### 3.3 Resultados das análises

Para a validação do método proposto neste trabalho, com a comparação entre as abordagens Discreta e Contínua, desenvolveu-se um *software* para automatizar as implementações, permitindo a rápida manipulação de grandes conjuntos de dados. As classificações definidas pela ferramenta computacional desenvolvida, tanto utilizando a Abordagem Discreta, quanto utilizando a Abordagem Contínua, foram, então, comparadas às emitidas pela área de Engenharia e Controle da Manutenção da empresa, responsável pelo diagnóstico e acompanhamento do estado desses equipamentos, possibilitando a verificação de discrepâncias. Como é apresentado a seguir, principalmente para a Abordagem Contínua, desenvolvida após o teste da Abordagem Discreta, as diferenças verificadas foram mínimas e, quando existentes, indicavam classificações com nível de rigor adequado, pouco diferindo das obtidas pelos especialistas.

Tanto a Abordagem Discreta quanto a Abordagem Contínua possibilitam que sejam obtidos, para um montante de dados referentes a amostras de óleo mineral isolante, notas e conceitos referentes à análise das grandezas índice de cor, índice de neutralização, tensão interfacial, rigidez dielétrica, teor de água e fator de potência. Para verificar o nível de confiabilidade desses resultados, corroborando a aplicabilidade dos mesmos, comparam-se estes resultados aos definidos pela equipe de analistas da empresa, para o mesmo conjunto de 218 amostras de óleo, selecionadas como casos representativos do banco de dados utilizado, referentes a equipamentos com potências nominais de 1 MVA a 50 MVA, tensões nominais (do enrolamento de maior tensão) de 34,5 kV a 138 kV e idades de 1 a 58 anos.

No caso da Abordagem Discreta, da comparação dos conceitos finais, considerando-se como referência os definidos pela empresa, foram verificados 88,07% e 84,40% de acertos para os conceitos referentes aos grupos I e II, respectivamente. Estes acertos correspondem às situações nas quais as classificações definidas pelo *software* que implementa o método e pela empresa são idênticas. Para os conceitos globais, obtiveram-se acertos de 76,15%. Estes resultados são apresentados na Tabela 3.20.

Para a Abordagem Contínua, obtiveram-se 94,95% e 88,99% de acertos para as grandezas dos grupos I e II, respectivamente, e 93,58% de acertos para os conceitos globais, conforme relacionados na Tabela 3.20. Estes percentuais são notavelmente superiores aos obtidos por meio da Abordagem Discreta.

Abordagens		Grupo I – Conceito Final	Grupo II – Conceito Final	Conceito Global
Discreta	Acertos	88,07%	84,40%	76,15%
	Erros	11,93%	15,60%	23,85%
Contínua	Acertos	94,95%	88,99%	93,58%
	Erros	5,05%	11,01%	6,42%

Tabela 3.20 – Acertos associados às classificações definidas a partir da aplicação da Abordagem Discreta

Fonte: próprio autor (2018).

Cabe ressaltar que os erros obtidos na aplicação das duas abordagens correspondem a casos nos quais as classificações apresentadas pelo método proposto foram distintas das definidas pela empresa, embora ambas tenham sido adjacentes, ou seja, distantes entre si somente de um único conceito. Sendo assim, não houve casos em que as classificações diferiram em mais de um conceito como, por exemplo, ocorrências em que, ao utilizar critérios de engenharia de manutenção, esperava-se o conceito "B" e, por meio da aplicação deste método, obteve-se o conceito "D" (diferença de dois conceitos).

Portanto, embora a Abordagem Discreta tenha possibilitado a obtenção de resultados satisfatórios, adequados ao diagnóstico de óleos minerais isolantes, a Abordagem Contínua, ambas apresentadas neste trabalho, mostrou-se ainda mais adequada, com um número maior de acertos. Como visto, com esta última abordagem, obtêm-se ganhos significativos de sensibilidade, no que tange à distinção das notas de duas grandezas cujos valores são próximos. Esta maior sensibilidade, por sua vez, possibilita um maior rigor na classificação das amostras de óleo, proporcionando grande aplicabilidade para a análise do nível de degradação de amostras de óleos minerais isolantes.

Entretanto, salienta-se a importância de se ter desenvolvido, neste trabalho, primeiramente a Abordagem Discreta – com base na sensibilidade e *expertise* de engenharia de manutenção – para, em seguida, aperfeiçoá-la por meio da Abordagem Contínua, chegando-se assim aos resultados alcançados.

#### 3.4 Fator de perdas e o fator de potência do isolamento

Os dielétricos podem ser representados por uma resistência elétrica em paralelo com uma capacitância ideal. A resistência, neste modelo, representa a imperfeição do dielétrico, por onde ocorrem as fugas de corrente em fase com a tensão aplicada.

Estes dois ensaios, ambos realizados em corrente alternada, denominados fator de perdas (conhecido como tg $\delta$ ) e fator de potência (conhecido como cos $\emptyset$ ) destinam-se mensurar e comparar, respectivamente, a proporção das correntes de fuga resistivas em relação às correntes capacitivas e a proporção das mesmas em relação às correntes de fuga total, conforme é ilustrado na Figura 3.7, em que C<sub>EQ</sub> e R<sub>EQ</sub> são as grandezas equivalentes da isolação.



Figura 3.7 – a) representação do dielétrico; b) correntes resistiva, capacitiva e total, e ângulos  $\delta \in \emptyset$ .

Fonte: próprio autor (2018).

Cabe observar que estes ensaios são ambos de natureza qualitativa (e não quantitativa), com abordagens diferentes embora com a mesma finalidade. Os resultados de ambos ensaios são dados em percentual ou em pu e apresentam valores com diferenças menores do que 0,4% entre si para ângulos de  $\delta \leq 5^{\circ}$  (ou  $\emptyset \geq 85^{\circ}$ ), que são muito comuns nestes ensaios.

Como os valores de fator de potência, para as classificações de A a E (Tabela 3.6), variam de 0,3% a 4%, a diferença máxima que se poderia ter para valores de fator de perdas seria menor do que 0,08% destes. Assim, os valores para fator de perdas seriam: de 0,3002% a 4,0032% (diferenças insignificantes em relação ao fator de potência).

Neste contexto, vale então salientar que os critérios, notas, pesos e classificações desenvolvidos nesta tese para o ensaio de fator de potência do isolamento também são inteiramente válidos e aplicáveis para o fator de perdas.

#### 3.5 Considerações finais – ensaios físico-químicos

Diante dos resultados, destaca-se a importância de serem utilizadas duas ponderações,  $p_g$  e  $p_c$ , sendo  $p_g$  uma ponderação simples, norteada por critérios de engenharia, enquanto  $p_c$  é modelada pela função exponencial em (3.6), implicando pesos maiores para notas piores. A aplicação desta dupla ponderação proporcionou maiores taxas de acerto do método em comparação às ponderações simples aplicadas isoladamente.

Sendo assim, com a boa sensibilidade do método desenvolvido, no que tange à análise das grandezas índice de cor, índice de neutralização, tensão interfacial, rigidez dielétrica, teor

de água e fator de potência, os ajustes finais realizados, por meio do emprego de otimização computacional, propiciaram a precisão necessária à avaliação e classificação assertivas das amostras de óleo submetidas aos ensaios físico-químicos.

Porém, cabe observar que no caso da análise da densidade do óleo mineral isolante, optouse por escolher um critério diferente do SDPN (Soma Duplamente Ponderada Normalizada), considerando que esta analise se destina a determinar o tipo óleo (naftênico ou parafínico), conforme apresenta a Tabela 3.21.

Faixas de Densidade	Classificação
$D \le 0,840$	Suspeito
$0,840 < D \le 0,860$	Óleo Parafínico
$0,860 < D \le 0,890$	Óleo Naftênico
<i>D</i> > 0,890	Suspeito

Tabela 3.21 – Critérios de classificação da densidade (D)

Fonte: próprio autor (2018).

Dessa forma, foram realizadas as validações em diferentes estudos de casos, de amostras de óleos minerais isolantes, concluindo-se que a aplicação destes critérios de classificação da densidade é direta e objetiva, completando-se as análises dos ensaios físico-químicos, e auxiliando no diagnóstico eficiente em transformadores de potência.

# Capítulo 4: Métricas para análises de ensaios de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica

#### 4.1 Introdução

Descargas parciais (DPs) são inerentes ao funcionamento de transformadores, sendo verificáveis mesmo em equipamentos novos. Sendo assim, quando um transformador de potência sai da fábrica e passa pelos primeiros ensaios de funcionamento, sugere-se que as DPs características de sua operação sejam mapeadas, gerando um tipo de "assinatura" do equipamento. Posteriormente, em virtude das condições operativas a que são submetidos e das consequentes degradações das isolações líquidas e sólidas, as DPs tendem a tornarem-se mais intensas e novas descargas podem surgir, indicando a presença de falhas dielétricas incipientes no equipamento. Sendo assim, os monitoramentos sobre o desempenho e a vida útil desses equipamentos se tornam importantes e estratégicos na área de manutenção preventiva do setor elétrico [35,36].

Nesse sentido, este capítulo tem como objetivos apresentar os parâmetros concernentes a metodologia de análise de ensaios de descargas parciais pelo método de emissão acústica, realizados em subestações de energia elétrica, com transformadores energizados, definidos por meio do novo método de classificação denominado de Soma Duplamente Ponderada Normalizada (apresentado no Capítulo 3), com técnicas de inteligência computacional [33,37]. E também, apresentar um estudo de caso, referente aos resultados da inspeção interna e dos reparos realizados num transformador de potência trifásico, o qual foi retirado de operação para intervenção com base na aplicação direta deste estudo.

Os elementos de diferenciação e de destaque deste trabalho incluem os métodos desenvolvidos nos ensaios em campo e na solução computacional. O método de identificação separa ruídos totais daqueles resultantes de DPs, possibilitando o processamento isolado de seus atributos, e permitindo o foco na informação de maior relevância [38]. O resultado da execução do método de localização de forma clara proporciona uma visão tridimensional das fontes de DPs, enquanto que o de mensuração apresenta informações importantes a respeito da dinâmica dessas ocorrências e de seus atributos, os quais podem ser utilizados para o planejamento do monitoramento. Por fim, o método de classificação (em "A", "B", "C", "D" ou "E") permite indicar o estado do transformador de potência, podendo esse indicador ser utilizado para recomendar ações e priorizar intervenções dentro do conjunto de equipamentos da empresa [2].

Cabe ressaltar que, para o método de DPs por emissão acústica, não existe uma recomendação ou um guia disponível na literatura – que indique métricas ou faixas para o diagnóstico e/ou classificação de transformadores de potência. No entanto, apresenta-se neste trabalho, como um dos resultados originais, a possibilidade de, considerando os equipamentos em estudo, estabelecer faixas de classificação do estado dos transformadores em relação às descargas parciais, de forma a constituir tabelas de referência, nos moldes daquelas consagradas e aplicadas para análise de outras técnicas preditivas.

### 4.2 Determinação dos parâmetros das regras de diagnósticos dos ensaios de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica

Para se verificar quais parâmetros (ou métricas) são mais relevantes quando da classificação de DPs ao se empregar a técnica de Emissão Acústica, inicialmente elencaram-se 41 (quarenta e uma) medições em campo em transformadores de potência, pertencentes ao banco de dados da concessionária de energia elétrica local. Para cada medição, tem-se as seguintes informações acerca de evidências de Descargas Parciais:

- a) "cont": contagem total de eventos que evidenciam descargas parciais;
- b) "som": soma total da contagem de energia;
- c) "max": valor de pico da contagem de energia;
- d) "med": média da contagem de energia referente a todo o período de ensaio;
- e) "%T": percentual do período de ensaio com ocorrência de evidência de descargas parciais;
- f) "<métrica>(hst)": métrica referente aos valores expostos no histograma (montantes ocorridos a cada sessenta segundos de medição).

Adicionalmente, foram tomadas as classificações realizadas pelos analistas, como descritas nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3, que contém as informações sobre as evidências de DPs e as ações recomendadas correspondentes (padronizadas e apresentadas na Tabela 2.4).

Cabe ressaltar que os parâmetros "cont", "som", "max" e "med" foram normalizados, dividindo-se seus valores pela duração da medição em minutos, visto que há diferentes durações entre os 41 casos explorados (por exemplo: 24, 25 e 13 horas de medição).

Neste trabalho foi utilizado o método de classificação, Soma Duplamente Ponderada Normalizada (SDPN), como modelo de classificação para Emissões Acústicas provenientes de Descargas Parciais. Para isto, foram empregados 41 (quarenta e um) resultados de ensaios realizados pela concessionária citada, nos quais especialistas realizaram as classificações observando os parâmetros elencados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Informações relacionadas com evidências de ocorrência de descargas parciais, utilizadas para classificação de Emissões Acústicas

Parâmetro	Descrição	
Contagem ("count")	Contagem de atividades registradas pelos sensores.	
Soma ("S")	Soma total da contagem de energia registrada no ensaio.	
Percentual ("% T")	Contabiliza-se o percentual de minutos durante o ensaio em que houve atividades.	

Fonte: próprio autor (2018).

Neste caso, como foi padronizado, tem-se 5 (cinco) classificações possíveis para cada parâmetro ("A" a "E"), obtendo-se neste trabalho: faixas para os três parâmetros considerados, apresentadas na Tabela 4.2, na qual "Contagem" e "Soma total da contagem de energia" são valores em escala logarítmica na base 10.

Tabela 4.2 – Faixas para os três parâmetros (contagem, média e percentual de tempo)

Intorvalos	Contagem	Soma	Percentual
Inter valos	(valor logarítmico)	(valor logarítmico)	(%)
Início da faixa A	-2,0000	-2,0000	0
Fim da faixa A e início da B	1,8126	1,1402	6,45
Fim da faixa B e início da C	1,8751	2,4809	11,30
Fim da faixa C e início da D	3,5000	4,0000	90,00
Fim da faixa D e início da E	4,1019	5,0208	97,10
Fim da faixa E	9,0000	9,0000	100,00

Fonte: próprio autor (2018).

O percentual de classificações corretas obtido foi de 92,68%, o que é considerado satisfatório para um sistema de auxílio à tomada de decisão.

De acordo com a metodologia descrita no Capítulo 3, as classificações ("A" a "E"), com os respectivos significados são descritos na Tabela 4.3, referentes às classificações individuais dos parâmetros de emissão acústica (EA) no ensaio de detecção de descargas parciais.

Classificação	Significado	Contagem (valor logarítmico*) C	Soma (valor logarítmico*) S	Percentual (%) P
А	Excelente	$-2,0000 \le C \le 1,8126$	$-2,0000 \le S \le 1,1402$	$0 \le P \le 6,45$
В	Bom	1,8126 < <i>C</i> ≤ 1,8751	$1,1402 < S \le 2,4809$	$6,45 < P \le 11,30$
С	Marginal	$1,8751 < C \le 3,5000$	$2,4809 < S \le 4,0000$	$11,30 < P \le 90,00$
D	Ruim	$3,5000 < C \le 4,1019$	$4,0000 < S \le 5,0208$	$90,00 < P \le 97,10$
Е	Péssimo	4,1019 <i>&lt; C</i>	5,0208 <i>&lt; S</i>	97,10 < <i>P</i>

Tabela 4.3 – Padronização das classificações individuais dos parâmetros de DPs (EA)

\*Nota: valor logarítmico de base 10.

Fonte: próprio autor (2018).

Cabe destacar que, a Tabela 4.3 apresenta a classificação individual de cada parâmetro de DPs (EA). No entanto, a classificação final do ensaio de EA, com as ações recomendadas, é obtida utilizando a mesma metodologia empregada nos ensaios físico-químicos (Capítulo 3), denominado de Soma Duplamente Ponderada Normalizada, onde leva em conta a combinação das classificações individuais dos parâmetros contagem, média e percentual de tempo de detecção de descargas parciais, para o diagnóstico final.

## 4.3 Transformador de potência trifásico de 33,3 MVA, 138 kV/34,5 kV – um estudo de caso

A metodologia de ensaio de detecção de descargas parciais foi realizada em campo, com o transformador em serviço, por meio de um monitoramento de aproximadamente 24 horas, abrangendo o ciclo completo de carga, e utilizando um sistema de medição com quatorze sensores de emissão acústica (operando em torno de 150 kHz) posicionados nas partes estratégicas do equipamento, de acordo com [36,39,40], e com a norma técnica ABNT NBR15633:2008 [41]. A metodologia de ensaio baseou-se na observação dos seguintes requisitos e procedimentos [39]:

- a) O pleno conhecimento da geometria do projeto (parte ativa, tanque e buchas etc) do transformador de potência;
- b) Mapeamento e definição da "assinatura" da atividade de descargas parciais específica para o equipamento, no ensaio de detecção acústica, durante o recebimento em fábrica;
- c) Análise a partir de diagnósticos comparativos com transformadores de mesmo projeto (equipamentos idênticos);

 d) Intervalo de tempo de realização (duração) do ensaio vinculado ao ciclo típico de carga do transformador sobre avaliação, de forma a contemplar as diferentes condições operativas às quais o mesmo é submetido durante o ciclo de carga.

O estudo de caso ilustrando a validação das métricas definidas neste capítulo se refere a uma intervenção com sucesso em um transformador de potência trifásico de 33,3 MVA, e de 138 kV/34,5 kV, denominado de TR1, que foi retirado preventivamente de operação antes de falhar, pela equipe de manutenção da própria concessionária de energia elétrica local. A tomada de decisão final desta ação baseou-se na análise dos resultados das seguintes técnicas preditivas:

- a) elevação de gases registrada na Análise de Gases Dissolvidos AGD;
- b) fator de potência de isolamento das amostras do óleo isolante com valor acima do desejado, na análise físico-química do dielétrico; e
- c) considerável evidência de descargas parciais no ensaio de detecção pelo método de emissão acústica (EA) em 95,4% do período do ensaio (conforme apresenta a Figura 4.1), distribuídas por quase todo o transformador, mas denotando-se formação de DPs em colunas, como ilustradas na Figura 4.1a (antes do reparo). Em especial, o canal 2 (do sistema de detecção) apresentou evidências de DPs em 76,5% do tempo de ensaio, indicando existência de fonte muito relevante próxima a este (ilustradas na Figura 4.1a).

Na Figura 4.2 são apresentados os resultados da detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica, plotados sobre as fotografias do transformador TR1, referentes a antes (Figura 4.2a) e depois (Figura 4.2b) do reparo na Oficina Eletromecânica do Setor de Diagnósticos e Reparos de Equipamentos da empresa.



Figura 4.1 – Variação da contagem de energia com o tempo de monitoramento no TR1, antes do reparo na Oficina Eletromecânica do Setor de Diagnósticos e Reparos de Equipamentos

Fonte: MARQUES, A. P. (2017).

Figura 4.2 – Evidências de DPs: a) antes do reparo; e b) depois do reparo



Fonte: MARQUES, A. P. (2017).

Destaca-se que o método de identificação desenvolvido separa ruídos totais (comuns) daqueles resultantes somente de DPs [2], possibilitando o processamento isolado de seus atributos, e permitindo o foco na informação de maior relevância (conforme ilustra a Figura 4.1). A execução do método de localização proporciona uma visão clara e tridimensional das fontes de DPs, conforme demonstra a Figura 4.3, sem os ruídos de outras origens, incluindo as identificações dos números dos sensores (na cor preta) e a quantidade de evidências de contagem de DPs em cada sensor (na cor vermelha).

Figura 4.3 – Evidências de DPs depois do reparo – visão tridimensional (eixos x, y e z),



us de Di s depois do repuio - visão ditalitensione

Vale ressaltar que, por se tratar de instalação antiga, a intervenção no equipamento TR1 só foi possível após a realização de procedimentos técnicos de adequação das instalações da subestação de energia elétrica, incluindo a construção de uma extensão do barramento de alta tensão para possibilitar a interligação de uma Subestação Móvel ao Sistema, de forma que esta assumisse as cargas do transformador e este pudesse ser retirado para manutenção corretiva de forma adequada e planejada.

Na oficina, foram realizados ensaios elétricos preliminares e inspeção geral e minuciosa do transformador. Porém, antes de se fazer circulação com óleo à quente e secagem – por meio de máquina termo vácuo – decidiu-se por se realizar uma primeira limpeza com jatos de óleo a frio e pincéis de cerdas macias para a remoção mecânica da primeira camada de borra depositada

Fonte: próprio autor (2018).
nas superfícies externas dos enrolamentos – para não danificar a isolação – e do núcleo. O procedimento se mostrou muito eficiente, tendo sido a parte ativa colocada sobre um lençol espesso de plástico na cor branca para melhor visualização (Figura 4.4) das sujidades removidas. Em seguida, foram realizados reparos em geral em todo o equipamento, inclusive nos comutadores de derivações (CDC e CDST); no sistema de proteção e quadro de comando; nas buchas e respectivos transformadores de corrente; nos tanques; e principalmente na parte ativa, com reconstituição da isolação das lides dos enrolamentos, reposicionamento dos calços das bobinas e reapertos em todo o conjunto, entre outros. Ao término dos reparos e das montagens, foram realizados ensaios finais – com resultados satisfatórios – e liberado o equipamento para reinstalação.

Figura 4.4 – Transformador de potência TR1: a) Parte externa dos enrolamentos com muita borra de carvão depositada, oriunda da degradação do óleo, justificando o espalhamento das evidências dos sinais de DPs observadas; b) Terminal de aterramento da parte ativa (núcleo)



Fonte: MARQUES, A. P. (2017).

A Figura 4.4b apresenta o terminal do aterramento da parte ativa (núcleo) do transformador TR1, que se encontrava frouxo e com as evidências de descargas parciais, que corroborou as análises das métricas definidas neste capítulo, incluindo a localização da região identificada durante o monitoramento.

Após os reparos realizados na Oficina Eletromecânica do Setor de Diagnósticos e Reparos de Equipamentos, durante apenas trinta e seis dias, o transformador de potência TR1 foi transportado e instalado novamente na mesma subestação de energia, em sua posição original, retirando-se a Subestação Móvel que o estava substituído em serviço. Em seguida, os ensaios de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica foram realizados novamente e os resultados foram satisfatórios, conforme ilustram as Figuras 4.2b e 4.3, constatando-se a eficiência das metodologias das técnicas preditivas aplicadas.

# 4.4 Análise das curvas de carregamento do transformador de potência correlacionada às evidências de descargas parciais – Um estudo de caso

#### 4.4.1 Ensaio em campo

(a)

Neste item é apresentada uma análise sobre as curvas de carregamento do transformador de potência, denominado de TR2 (de 33,3 MVA, 138 kV/13,8 kV), como um estudo de caso, que foi submetido ao ensaio de detecção de descargas parciais no mês de julho de 2012 (primeiro ensaio) e no mês de setembro de 2016 (segundo ensaio). Sendo este último, ilustrado na Figura 4.5, com o equipamento em operação na subestação, destacando a técnica não invasiva (em campo), sem interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Figura 4.5 – Ensaio de detecção de descargas parciais realizado em campo: a) equipamento energizado; b) sensores de emissão acústica (EA) e sistema de aquisição



(b)

Fonte: próprio autor (2018).

A metodologia e os resultados da correlação dos sinais de evidências de descargas parciais com as curvas de carregamento do TR2 (cujos dados foram fornecidos pelo Centro de Operação do Sistema – COS da empresa concessionária local), referentes ao mesmo período dos dois ensaios, são descritos a seguir.

#### 4.4.2 Corrente elétrica de referência

As curvas de carregamento dos meses de julho de 2012 e de setembro de 2016 são referentes às correntes do lado secundário (neste caso, BT – Baixa Tensão), de 13,8 kV, do transformador de potência TR2. Neste sentido, foi tomado o cuidado de se utilizar as curvas do lado de BT e não as do lado de AT para se evitar distorções nas curvas quando estas fossem normalizadas (pu) em relação à corrente nominal.

O motivo de se tomar as curvas do lado de BT (sem CDC) deve-se ao fato de que:

- Sendo este transformador provido de comutador de derivações em carga (*taps*) no lado de AT, caso se optasse por trabalhar com as correntes medidas deste lado (AT), ter-se-ia que referenciar

cada ponto da curva à corrente nominal do *tap* em serviço no momento da leitura, pois que cada *tap* tem sua própria corrente nominal, que, no caso deste equipamento, são relativas à faixa de variação de tensão do comutador, a saber: 138 kV – 15% (*tap* 117,3 kV) até 138 kV + 5% (*tap* 144,9 kV), sendo 33 *taps*, com passo de variação por *tap* de 0,625% de 138 kV, apresentada em (4.1).

$$138 \ kV_{-15\%}^{+5\%} = 138 \ kV_{-24*0,625\%}^{+8*0,625\%} \tag{4.1}$$

Por outro lado, ao se trabalhar com as correntes medidas do lado de BT (sem *taps*), a corrente de referência é única: a nominal de BT (baixa tensão).

#### 4.4.3 Motivo para se evitar utilizar curvas de potência aparente (MVA)

O motivo para se evitar utilizar curvas de potência aparente (MVA) nas análises de carreamento baseia-se no que foi externado em relação às correntes e respectivos *taps*, que poderia parecer mais lógico, portanto – para se evitar a questão da variação dos *taps* – utilizou-se as leituras de potência aparente (em MVA). Entretanto, estas são compostas pela tensão de

linha e pela corrente de linha, as quais variam no decorrer do ciclo de carga, apresentado em (4.2).

$$S_{trif.} = \sqrt{3} . V_{L2} . {I_{L2}}^* \tag{4.2}$$

Sendo  $S_{trif.}$  a potência aparente trifásica,  $V_{L2}$  a tensão de linha e  $I_{L2}$  a corrente de linha.

Ocorre que os efeitos de elevação de temperatura do transformador são eminentemente devido a corrente, com contribuições muito pequenas devido aos efeitos de tensão. Além disso, em função das comutações dos *taps*, as leituras de tensão estão diretamente associadas aos *taps* em serviço a cada momento, levando a possíveis distorções das curvas de potência, tanto se tomadas do lado de AT ou de BT.

Sendo assim, para o caso em estudo, para se normalizar a curva (pu), com vistas à confecção do gráfico de correlação Carregamento *versus* DPs, basta utilizar as curvas do lado de BT e tomar apenas um valor como referência: a corrente nominal de BT concernente à potência do transformador no último estágio de ventilação forçada (neste caso, em ONAF2), conforme é mostrado em (4.3).

$$I_{L2} = \frac{S_{trif.}}{\sqrt{3}.V_{L2}} = \frac{33,3 \, MVA}{\sqrt{3}.13,8 \, kV} = 1393,171302 \, A \tag{4.3}$$

#### 4.4.4 Correlação: descargas parciais e carregamento do transformador de potência

O objetivo deste estudo é mostrar que a classificação de descargas parciais (DPs) varia de acordo com o carregamento do transformador.

A metodologia empregada baseou-se em:

- a) normalizar os parâmetros contagem de DPs e soma de energia de DPs por hora;
- b) considerar a corrente de pico na baixa tensão, conforme apresentado no item anterior;
- c) realizar a aproximação linear do percentual de tempo de ocorrência de DPs. Foram realizadas aproximações exponenciais para os demais parâmetros, dado que estes variam aproximadamente exponencialmente com a corrente de pico;
- d) considerar os dados de 2012 (duração de 24 horas) do transformador de potência TR2, com carregamento de pico de 82,8% com relação à corrente nominal (Figura 4.6), os dados do pré-ensaio de 2016 (duração de 17,5 horas), com carregamento de pico de 75,7%

(Figura 4.7), e do ensaio (duração de 13 horas), com carregamento de pico de 67,2% (Figura 4.8); e

e) empregar o mesmo sistema de detecção de DPs, denominado DISP.

Figura 4.6 – Carregamento: TR2 – início do pré-ensaio às 17:02h do dia 09/09/2016 (de sexta-feira para sábado, com duração de 17,5 h aproximadamente)



Fonte: próprio autor (2018).



Figura 4.7 – Carregamento: TR2 – início do ensaio às 11:05h do dia 10/09/2016 (de sábado para domingo, com 13h de duração)

Figura 4.8 – Variação da corrente de pico (BT) com a porcentagem de tempo com detecção de descargas parciais



Corrente de Pico vs. %T de DPs

Nas Figuras 4.9 e 4.10 são apresentados os resultados, destacando-se que:

Fonte: próprio autor (2018).

- a) Observou-se uma aproximação linear com alto fator de regressão (0,9935) para o percentual de tempo de ocorrência de DPs, reforçando a alta dependência entre tal parâmetro com o pico de carregamento dentro do intervalo de ensaio;
- b) Empregando-se aproximações exponenciais para a contagem e para a soma de energia de DPs, obteve-se, respectivamente, fatores de regressão de 0,9444 e 0,947, que representam boas aproximações, indicando uma variação exponencial entre o pico de carregamento e os parâmetros referenciados
- c) As observações anteriores (itens "a" e "b"), que corroboram com os resultados obtidos em [35], indicam que, caso seja realizado um novo ensaio, em um período de maior carregamento (maior que 82,8% de pico, com relação à corrente nominal), estima-se que altos valores sejam obtidos para os parâmetros e que, consequentemente, seja atribuída uma pior classificação do que a atual, realizada em 2016.
- d) Visto que o carregamento é de fundamental importância na análise de DPs pelo método de emissão acústica, constata-se que o período de ensaio deve abranger, pelo menos, um ciclo completo de carga, ou seja, 24 horas. Assim, não é recomendado um período de detecção com duração menor que 24 horas. Cabe notar que o sistema de análise hoje empregado demanda um período ininterrupto de detecção, visto que intervalos de tempo sem informação acarretam erros de contabilização das métricas, dado que estas serão nulas no período inativo do sistema de detecção.



Figura 4.9 – Variação da corrente de pico (BT) com o parâmetro "soma" de DPs por hora.



Figura 4.10 – Variação da corrente de pico (BT) com o parâmetro "contagem" de DPs por hora

A partir destas análises, tem-se a estimativa da classificação de descargas parciais no transformador de potência TR2, por meio de extrapolação, para situações com diferentes níveis de carregamentos (considerando o pico de corrente nos ensaios), conforme ilustra a Tabela 4.4, com carregamento estimado de 100% (corrente máxima no período igual à corrente nominal), e de 115% de carregamento (38,4 MVA). Ressaltando-se que os efeitos de descargas parciais em transformadores de potência em serviço variam em função do carregamento e não em relação à tensão elétrica, como acontece nos ensaios de recebimento em fábrica, onde o equipamento está em vazio e a ele se aplicam tensões muito acima da nominal para atender às condições que constam de norma.

Tabela 4.4 – Estimativa de classifica	ção de DPs para	a carregamentos de	: 100 e	115%
---------------------------------------	-----------------	--------------------	---------	------

Parâmetros DPs	Carregamento de 100%	Carregamento de 115%
Porcentagem de tempo com evidências de DPs (%T)	63,895489	72,60976735
Contagem	19.935.094,36	1.223.289.798,00
Soma	225.833.721,4	22.883.182.533,0
Classificação (DPs)	"С"	"С"

Fonte: próprio autor (2018).

Observação: a extrapolação da estimativa para 115% de carregamento pode ser consideravelmente menos precisa.

#### 4.4 Análise do efeito da chuva na computação de evidências de descargas parciais

Por meio de vários estudos de casos realizados em ensaios de campo, constatou-se a necessidade de se empregar um sensor para a captação de ruídos provenientes de chuva, como informação complementar sobre os registros de dados. No entanto, cabe ressaltar que os níveis de energia obtidos nos períodos chuvosos nestas situações não impactam na classificação do estado do transformador, visto que geralmente apresentam valores irrelevantes, ou seja, desconsideráveis quando comparados aos sinais acústicos provenientes de descargas elétricas parciais.

## 4.5 Considerações finais – detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica

Neste capítulo é apresentado o novo critério de análise e de classificação de descargas parciais (pelo método de emissão acústica) aperfeiçoado nesta tese de doutorado, que pode ser utilizado pelas equipes de manutenção das empresas mantenedoras do sistema elétrico de potência para o monitoramento em seus transformadores de potência, propiciando um diagnóstico mais eficiente destes equipamentos, especialmente no que tange à integridade de seus sistemas isolantes. Deste modo, essas empresas asseguram a realização de manutenções preventivas mais direcionadas nesses ativos, minimizando perdas de vida útil dos mesmos e reduzindo a probabilidade de ocorrência de anomalias que comprometam suas operacionalidades. Assim, contribui-se para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico nacional, melhorando, por conseguinte, a qualidade dos serviços prestados aos consumidores finais.

Sobre o estudo de caso do transformador TR1, destaca-se que a classificação final, de acordo com as Tabelas 4.1 e 4.2, em relação à detecção de DPs, passou da classificação "D" (ruim) com atividade acústica detectada significativa, para a classificação "A" (excelente) com atividade acústica completamente ausente, após a manutenção corretiva.

Portanto, conclui-se que os parâmetros definidos neste capítulo, proporcionam análises eficientes sobre a identificação de DPs (separadamente dos ruídos totais existentes), a sua classificação de forma prática, analisando o carregamento do equipamento, e as ações de recomendações para auxiliar o analista na tomada de decisão de intervir ou não no equipamento.

### Capítulo 5: Desenvolvimento de critérios para a classificação de resultados de ensaios elétricos de transformadores de potência por meio de estudos estatísticos

#### 5.1 Introdução

Os transformadores de potência, por serem equipamentos de grande importância no sistema elétrico, devem ser monitorados constantemente quanto às suas condições operativas, e seu estado deve ser acompanhado por meio da aplicação de técnicas preditivas, para que possíveis anomalias sejam detectadas ainda em estágio incipiente [9]. Desse modo, intervenções necessárias nos transformadores podem ser programadas antes que defeitos se agravem e falhas ocorram, conferindo assim maior qualidade e confiabilidade ao fornecimento de energia elétrica.

Em relação à manutenção preventiva destes equipamentos, dentre as principais técnicas preditivas existentes, a única que não pode ser aplicada com o equipamento energizado é a de ensaios elétricos, os quais são realizados quando de intervenções no equipamento. A análise de cada equipamento deve ser criteriosa, com a observância de uma pluralidade de aspectos, tais como: características de projeto, potência nominal, idade e classe de tensão, bem como das características e limitações dos instrumentos de medição.

Este capítulo tem-se como objetivo, apresentar o desenvolvimento de critérios (com faixas de valores) para a classificação mais acurada dos resultados de ensaios elétricos em transformadores de potência, realizado por meio de estudos estatísticos, com base em ensaios de equipamentos de 0,5 a 60 MVA e tensões de 34,5 a 230 kV, com medições elétricas realizadas em um período de 35 anos (de 1981 a 2016), recomendando ações e identificando as grandezas que apresentem valores insatisfatórios. Foram destacados os ensaios elétricos mais comumente utilizados, de uma forma geral, para diagnósticos de transformadores em intervenções tanto em campo quanto em laboratórios e oficinas – antes e após reparos –, possibilitando uma visão geral das condições destes, verificando o circuito elétrico, o circuito magnético e o sistema isolante, a saber:

- a) Ensaios de resistência de isolamento e índice de polarização;
- b) Ensaios de fator de potência de isolamento;
- c) Ensaios de corrente de excitação;

- d) Ensaios de relação de transformação de espiras; e
- e) Ensaios de resistência elétrica dos enrolamentos.

Na literatura, por exemplo, em [25,28,31,42-45], são apresentadas informações sobre as faixas de valores das grandezas dos ensaios elétricos, considerando os equipamentos de uma forma geral.

Destaca-se, como contribuição deste trabalho, uma abordagem completa do tema, considerando, adicionalmente, o conjunto dos seguintes parâmetros na avaliação dos resultados: idade, tensão nominal, ligação dos enrolamentos e ordem de grandeza das medições. E, para ilustrar a validação do método desenvolvido nesta tese, são apresentados, ao final, três estudos de casos de ensaios realizados em transformadores de potência da concessionária de energia elétrica local.

Importante salientar, conforme já explicado no item 3.1.1, que os critérios e classificações desenvolvidos nesta tese para o fator de potência de isolamento (conhecido como  $\cos \phi$ ) também são válidos e aplicáveis para o fator de perdas (conhecido como  $tg\delta$ ).

#### 5.2 Principais faixas de valores de ensaios elétricos existentes na literatura

As principais faixas de valores existentes na literatura para a classificação de transformadores de potência, referentes a ensaios elétricos, são apresentadas a seguir. Cabe ressaltar que a grande variedade de nomenclaturas dificulta a comparação entre faixas de publicações distintas.

Na Tabela 5.1 [42,43], têm-se os valores do Índice de Polarização (IP) da isolação.

Megger [42]	IEEE [43]
Excelente:	Bom:
<i>IP</i> acima de 4,0	<i>IP</i> acima de 2,0
Bom:	Razoável:
2,0 a 4,0	1,25 a 2,0
Questionável:	Questionável:
1,0 a 2,0	1,1 a 1,25
Perigoso:	Pobre:
<i>IP</i> menor que 1,0	1,0 a 1,1
	Perigoso:
	<i>IP</i> menor que 1,0

Tabela 5.1 – Faixas de valores e conceitos definidos na literatura para o Índice de Polarização

Para o Fator de Potência de isolamento (*FP*), têm-se as faixas de valores descritas na Tabela 5.2 [25,28,31,44,45], na qual algumas referências fazem distinções entre equipamentos novos e envelhecidos.

As faixas existentes para variações percentuais de resistência elétrica dos enrolamentos ( $\Delta R$ ) em relação a valores de referência são mostradas na Tabela 5.3 [24,28,32].

<b>Doble [44</b> ]-[45]	A. N. Jahromi [28]	IEEE [25]	Y. Li [31]
Bom: FP = 0.5% ou menos (transformadores modernos) ou $FP = 2.0\%$ ou menos	Excelente: FP < 0,5%	Usual: FP < 0.5% ou FP < 2.0% (transformadores envelhecidos)	tan δ≤0,8%
Deteriorado ou Contaminado: 3,0% a 5,0%	Bom: $0,5\% \le FP < 0,7\%$	Aceitável: entre 0,5% e 1,0%	0,8% < tan δ ≤ 1,0%
	Suspeito: $0,7\% \le FP < 1,0\%$	Investigar: <i>FP</i> > 1,0%	$\tan \delta > 1,0\%$
	Ruim: $1,0\% \le FP < 2,0\%$		
	Muito Ruim: $FP \ge 2,0\%$		

Tabela 5.2 – Faixas de valores e conceitos definidos para o Fator de Potência de Isolamento

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.3 – Faixas de valores e conceitos definidos na literatura para variações percentuais nas medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos em relação a valores de referência

A. N. Jahromi [28]	P. J. Dongale [32]	FIST [24]
Excelente: $\Delta R < 1,0\%$	Nenhuma alteração na resistência de enrolamento	$\Delta R$ não maior que 5,0%
Bom: $1,0\% \le \Delta R < 2,0\%$	$\Delta R < 1,0\%$	5,0% a 7,0%
Suspeito: $2,0\% \le \Delta R < 3,0\%$	$1,0\% \leq \Delta R < 2,0\%$	7,0% a 10,0%
Ruim: $3,0\% \le \Delta R < 5,0\%$	$\Delta R \ge 2,0\%$	Deve indicar sérios problemas: ⊿ <i>R</i> maior que 10,0%
Muito Ruim: $\Delta R \ge 5,0\%$		

São apresentadas na Tabela 5.4 [24,25,28,32] informações referentes ao erro percentual nos ensaios de Relação de Transformação.

Vale ressaltar que na literatura há poucas informações publicadas sobre faixas de valores para a classificação de ensaios de corrente de excitação, sendo que as informações existentes possuem limitações, lacunas e/ou não são sistematizadas.

Utilizando o método desenvolvido nesta tese de doutorado (denominado Soma Duplamente Ponderada Normalizada - SDPN), foram publicados em [10] as seguintes faixas (critérios) de classificação para os ensaios de resistência de isolamento, sendo  $R_{AB}$  a resistência entre enrolamentos (Tabela 5.5), R a resistência entre enrolamento e terra (Tabela 5.6) e IP o índice de polarização (Tabela 5.7) de transformadores de potência, com valores variando em função da idade. Enquanto que as faixas de valores e conceitos para o fator de potência (FP) foram abordados em [15], conforme Tabela 5.8.

Tabela 5.4 – Faixas de valores e conceitos definidos na literatura para erros percentuais nas medidas de Relação de Transformação em relação aos valores nominais

A. N. Jahromi [28]	IEEE [25]	P.J. Dongale [32]	FIST [24]
Excelente: $\varepsilon \le 0,1\%$	Tolerância: Dentro da margem de 0,5% dos valores de placa	$\varepsilon < 0,1\%$	$\varepsilon$ menor que 0,2%
Bom: $0,1\% < \varepsilon \le 0,5\%$		$0,1\% \le \varepsilon < 0,3\%$	0,2% a 0,5%
Suspeito: $0,5\% < \varepsilon \le 1,0\%$		$0,3\% \le \varepsilon < 0,5\%$	Deve indicar sérios problemas: ε maior que 0,5%
Ruim: $1,0\% < \varepsilon < 2,0\%$		$arepsilon \geq 0,5\%$	
Muito Ruim: $\varepsilon \ge 2,0\%$			

Conceito	Idade $\leq 10$ anos	10 anos < idade $\leq$ 20 anos	Idade > 20 anos
A (Excelente)	$R_{AB} \ge 41.743 \text{ M}\Omega$	$R_{AB} \ge 20.085 \ \mathrm{M\Omega}$	$R_{AB} \ge 13.233 \text{ M}\Omega$
B (Bom)	$20.112 \text{ M}\Omega \leq R_{AB}$ < 41.743 M \Omega	$12.359 \text{ M}\Omega \le R_{AB} < 20.085 \text{ M}\Omega$	$6.738 \text{ M}\Omega \le R_{AB} <$ 13.233 MΩ
C (Marginal)	$15.135 M\Omega \le R_{AB}$ < 20.112 MΩ	$8.674 \text{ M}\Omega \leq R_{AB} < 12.359 \text{ M}\Omega$	$4.972 \text{ M}\Omega \le R_{AB} < 6.738 \text{ M}\Omega$
D (Ruim)	$5.369 \text{ M}\Omega \le R_{AB}$ < 15.135 M $\Omega$	$3.318 \text{ M}\Omega \leq R_{AB} < 8.674 \text{ M}\Omega$	$2.051 \text{ M}\Omega \le R_{AB} < 4.972 \text{ M}\Omega$
E (Péssimo)	$R_{AB} < 5.369 \ \mathrm{M}\Omega$	$R_{AB} < 3.318 \text{ M}\Omega$	$R_{AB} < 2.051 \ \mathrm{M\Omega}$

Tabela 5.5 – Faixas de valores definidas para  $\boldsymbol{R}_{AB}$  em função da idade [10]

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.6 – Faixas de valores definidas para  $\mathbf{R}$  em função da idade [10]

Conceito	Idade $\leq 10$ anos	10 anos < idade $\leq$ 20 anos	Idade > 20 anos
A (Excelente)	$R \ge 24.100 \text{ M}\Omega$	$R \ge 11.596 \text{ M}\Omega$	$R \ge 7.640 \text{ M}\Omega$
B (Bom)	$11.612 \text{ M}\Omega \le R <$ 24.100 MΩ	$7.135 M\Omega \le R <$ 11.596 MΩ	$3.890 \text{ M}\Omega \le R < 7.640 \text{ M}\Omega$
C (Marginal)	$8.738 M\Omega \le R <$ 11.612 MΩ	$5.008 \text{ M}\Omega \leq R < 7.135 \text{ M}\Omega$	$2.870 \text{ M}\Omega \le R <$ $3.890 \text{ M}\Omega$
D (Ruim)	$3.100 \text{ M}\Omega \le R < 8.738 \text{ M}\Omega$	$1.916 \text{ M}\Omega \leq R < 5.008 \text{ M}\Omega$	$1.184 \text{ M}\Omega \le R <$ 2.870 MΩ
E (Péssimo)	$R < 3.100 \text{ M}\Omega$	$R < 1.916 \text{ M}\Omega$	$R < 1.184 \ \mathrm{M\Omega}$

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.7 – Faixas de valores e conceitos definidos para o índice de polarização em função da idade do equipamento [10]

Conceito	Idade≤5 anos	5 anos < idade ≤ 10 anos	Idade > 10 anos
A (Excelente)	$IP \ge 3,070$	$IP \ge 2,045$	$IP \ge 1,850$
B (Bom)	$2,333 \le IP < 3,070$	$1,667 \le IP < 2,045$	$1,500 \le IP < 1,850$
C (Marginal)	$1,720 \le IP < 2,333$	$1,400 \le IP < 1,667$	$1,286 \le IP < 1,500$
D (Ruim)	$1,294 \le IP < 1,720$	$1,201 \le IP < 1,400$	$1,151 \le IP < 1,286$
E (Péssimo)	IP < 1,294	<i>IP</i> < 1,201	<i>IP</i> < 1,151

Conceito	Idade ≤ 5 anos	5 anos < idade $\leq$ 10 anos	Idade > 10 anos
A (Excelente)	$FP \leq 0,50\%$	$FP \le 0,56\%$	$FP \leq 0,62\%$
B (Bom)	$0,50\% < FP \le 0,70\%$	$0,56\% < FP \le 0,85\%$	$0,62 \% < FP \le 1,00\%$
C (Marginal)	$0,70\% < FP \le 1,00\%$	$0,85\% < FP \le 1,25\%$	$1,00 \% < FP \le 1,50\%$
D (Ruim)	$1,00\% < FP \le 2,00\%$	$1,25\% < FP \le 2,50\%$	$1,50 \% < FP \le 3,00\%$
E (Péssimo)	<i>FP</i> > 2,00%	<i>FP</i> > 2,50%	<i>FP</i> > 3,00%

Tabela 5.8 – Faixas de valores e conceitos definidos para o fator de potência do isolamento de transformador em função da idade do equipamento [15]

Fonte: próprio autor (2018).

# 5.3 Metodologia empregada – ensaios elétricos em transformadores de potência

Para a definição dos critérios (faixas de valores) para a classificação dos resultados de ensaios elétricos em transformadores de potência procedeu-se com a realização de:

- a) pesquisas bibliográficas em normas técnicas e publicações diversas;
- b) análises estatísticas obtidas a partir de uma base de dados representativos de campo da empresa CELG Distribuição (ENEL Distribuição Goiás), referentes a ensaios de equipamentos com potências de 0,5 a 60 MVA, tensões nominais de 34,5 a 230 kV e idades de 1 a 51 anos, com medições realizadas em um período de 35 anos (1981 a 2016);
- c) avaliações críticas por parte de especialistas que, norteados por critérios de Engenharia de Manutenção, conhecimento técnico e experiências em campo, formularam critérios de avaliação e classificação adequados, em função de parâmetros como a tensão nominal, a idade, a ligação dos enrolamentos e a ordem de grandeza das medições; e
- d) validação de resultados por meio da aplicação dos critérios de classificação em casos reais.

Cabe destacar que algumas dentre as grandezas elétricas analisadas não podem ser medidas diretamente por meio da realização de ensaios elétricos. Sendo assim, seus valores são obtidos por meio de equações cujas variáveis são grandezas mensuráveis.

Realizou-se ainda uma análise estatística, que consistiu na elaboração de curvas empíricas de distribuição de probabilidade acumulada em função dos parâmetros dos ensaios elétricos a

serem classificados. Dentre estes, os que apresentaram maiores influências sobre o comportamento das curvas foram selecionados, de modo que a classificação do equipamento estivesse condicionada às variações desses parâmetros.

A determinação dos parâmetros importantes se deu pela inspeção visual das curvas de distribuição de probabilidade acumulada. Deste modo, a discrepância entre funções acumuladas é o que definiu a escolha do parâmetro de dependência para a elaboração das faixas de classificação.

Os percentis da distribuição estatística foram determinados para a obtenção dos limites das faixas de classificação, que foram calculados para cada uma das curvas, gerando classificações diferentes para equipamentos que se encontram em condições diferentes.

A metodologia empregada nesse trabalho mostrou-se adequada na formulação de critérios de classificação, propiciando o desenvolvimento de conjuntos com maior número de categorias de avaliação.

#### **5.4 Desenvolvimentos e resultados**

#### 5.4.1 Ensaios elétricos

Nesta seção apresentam-se os desenvolvimentos e os seus respectivos resultados, que foram obtidos por meio da aplicação do método empregado neste trabalho, visando à avaliação das seguintes grandezas de ensaios elétricos:

- a) Resistência do Isolamento;
- b) Índice de Polarização;
- c) Fator de Potência de Isolamento;
- d) Variações percentuais nas medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos;
- e) Comparações entre as leituras de Correntes de Excitação; e
- f) Erros percentuais nos ensaios de Relação de Transformação de Espiras.

Para as análises que se seguem, são feitas referências à Figura 5.1, na qual estão representadas as grandezas dos ensaios elétricos a serem analisadas. Observando-se que, algumas das grandezas representadas nesta (Figura 5.1), como elementos concentrados (resistências e capacitâncias) são, na verdade, grandezas equivalentes às distribuídas pelo equipamento, estando associadas às características construtivas do mesmo.



Figura 5.1 – Esquemático representando as grandezas medidas em ensaios elétricos

Legenda:

- AT : enrolamento de alta tensão;
- BT : enrolamento de baixa tensão;
- N : neutro;
- $I_{e,An}$ : corrente de excitação da fase n da AT;
- $I_{e,Bn}$ : corrente de excitação da fase *n* da BT;
- $R_{e,An}$ : resistência elétrica do enrolamento da fase *n* de AT;
- $R_{e,Bn}$ : resistência elétrica do enrolamento da fase *n* de BT;
- $C_{AB}$  : capacitância entre os enrolamentos de AT e BT;
- $C_A$  : capacitância entre o enrolamento de AT e terra;
- $C_B$  : capacitância entre o enrolamento de BT e terra;
- $R_{AB}$  : resistência entre os enrolamentos de AT e BT;
- $R_A$  : resistência entre o enrolamento de AT e terra;
- $R_B$  : resistência entre o enrolamento de BT e terra;
- *RT* : relação de transformação;
- $n_{AT}$  : número de espiras na AT;
- $n_{BT}$  : número de espiras na BT.

#### 5.4.2 Resistência de Isolamento

O ensaio de corrente contínua para medição das resistências de isolamento visa determinar as resistências individuais de cada isolamento. Neste trabalho, os resultados dos ensaios foram referenciados à temperatura de 20°C.

Dada a necessidade de estabelecer critérios que sejam válidos para as resistências  $R_A$ ,  $R_{AB}$ e  $R_B$  (Tabelas 5.5 e 5.6, e ilustradas na Figura 5.1), as resistências equivalentes dos enrolamentos de Alta Tensão ( $R_{p,AT}$ ) e Baixa Tensão ( $R_{p,BT}$ ) foram calculadas por meio das equações (5.1) e (5.2), respectivamente. A média entre as Resistências Equivalentes,  $R_{mp}$ , por sua vez, é definida por meio de (5.3).

$$\frac{1}{R_{p,AT}} = \frac{1}{R_{AB}} + \frac{1}{R_A} = \frac{R_{AB} \cdot R_A}{R_{AB} + R_A}$$
(5.1)

$$\frac{1}{R_{p,BT}} = \frac{1}{R_{AB}} + \frac{1}{R_B} = \frac{R_{AB} \cdot R_B}{R_{AB} + R_B}$$
(5.2)

$$R_{mp} = \frac{R_{p,AT} + R_{p,BT}}{2}$$
(5.3)

A análise estatística sobre a  $R_{mp}$  em função das faixas de idade e da tensão nominal é ilustrada na Figura 5.2, considerando um conjunto de 528 ensaios de resistência de isolamento referentes a equipamentos com potências de 0,5 MVA a 60 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 230 kV e idades de 1 a 51 anos, com medições realizadas num período de 35 anos.



Figura 5.2 – Frequência de distribuição acumulada da  $R_{mp}$ : (a) caso geral, considerando todos os ensaios; (b) em função da tensão nominal V; e (c) em função da idade (anos)

Fonte: próprio autor (2018).

Embora a tensão nominal seja muito relevante no que tange à qualidade do material isolante utilizado na fabricação, enfatiza-se a necessidade de se separar os equipamentos por idade, levando-se em consideração a degradação que a isolação vai sofrendo em função das condições operativas e climáticas às quais os equipamentos são submetidos. Neste caso, as seguintes faixas de idade se mostraram mais adequadas para a elaboração dos critérios de avaliação e de classificação: 0 a 10 anos; 11 a 20 anos; e acima de 20 anos. Na Figura 5.2 são apresentadas as frequências de distribuição para os casos considerados.

Analisando as curvas de distribuição acumulada da  $R_{mp}$ , concluiu-se empiricamente que os percentis de 2%, 15%, 30% e 50%, após algumas otimizações, mostraram-se eficientes como limites de faixas de valores para a avaliação do isolamento do transformador (validação de especialistas). Sendo assim, os critérios de diagnóstico para a  $R_{mp}$  são descritos na Tabela **5.9**.

Conceito	idade ≤ 10 anos	10 anos < idade $\leq$ 20 anos	idade > 20 anos
A (Excelente)	$R_{mp} \ge 20.871 \ \mathrm{M\Omega}$	$R_{mp} \ge 10.043 \ \mathrm{M\Omega}$	$R_{mp} \ge 6.617 \text{ M}\Omega$
В	$10.056 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} <$	$6.179 \mathrm{M}\Omega \leq R_{mp} <$	$3.369 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} <$
(Bom)	20.871 MΩ	10.043 MΩ	6.617 MΩ
С	$7.567 \mathrm{M}\Omega \leq R_{mp} <$	$4.337 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} <$	$2.486 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} <$
(Marginal)	10.056 MΩ	6.179 MΩ	3.369 MΩ
D (Duim)	$2.685 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} <$	$1.659 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} <$	$1.025 \text{ M}\Omega \leq R_{mp} <$
D (Kullii)	7.567 MΩ	4.337 MΩ	2.486 MΩ
E (Péssimo)	$R_{mp} < 2.685 \ \mathrm{M\Omega}$	$R_{mp} < 1.659 \ \mathrm{M\Omega}$	$R_{mp} < 1.025 \; \mathrm{M}\Omega$

Tabela 5.9 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para a  $R_{mp}$  em função da idade do equipamento

Fonte: próprio autor (2018).

Avaliando-se individualmente as resistências por meio de estudos de casos, observou-se empiricamente que as leituras de  $R_{AB}$  tendem a ser maiores que as demais leituras ( $R_A \ e \ R_B$ ), como era esperado, considerando que esse isolamento deve suportar maiores diferenças de potencial. Assim, os critérios definidos para  $R_{AB}$  (Tabela 5.5) apresentam limiares superiores aos definidos para  $R_A \ e \ R_B$  (Tabela 5.6).

### 5.4.3 Índice de Polarização

Para a elaboração de faixas de valores referentes ao Índice de Polarização, foi considerado nesta tese de doutorado, o mesmo conjunto de 528 ensaios de resistência de isolamento, referentes a equipamentos com potências de 0.5 MVA a 60 MVA, tensões nominais de 34.5 kV a 230 kV e idades de 1 a 51 anos, cujos resultados são apresentados na Tabela 5.7. Assim, as curvas de frequência de distribuição acumulada foram avaliadas primeiramente em função da isolação medida, conforme a Figura 5.3a, sendo:  $IP_A$  o Índice de polarização associado a  $R_A$ ;  $IP_{AB}$  o Índice de polarização associado a  $R_{AB}$ ; e  $IP_B$  o Índice de polarização associado a  $R_B$ .



Figura 5.3 – Frequência de distribuição acumulada:(a) do IP das resistências de isolamento  $R_A$ ,  $R_{AB}$  e  $R_B$ ; (b) do  $IP_{AB}$  em função da tensão nominal V; e (c) do  $IP_{AB}$  em função da idade (anos)

Fonte: MARQUES, A. P. (2017)

A partir dos resultados dos 528 ensaios elétricos, apresentados na Figura 5.3a, optou-se por analisar o  $IP_{AB}$ , de forma a evidenciar o comportamento do material isolante do enrolamento, ao invés de se considerar os ensaios de  $IP_A$  e  $IP_B$ , nos quais as fugas de corrente dos enrolamentos para a terra (através do óleo, buchas e outros isolantes) são mais pronunciadas e mascaram o diagnóstico do estado do papel. Cabe ressaltar que o óleo do transformador pode ser substituído facilmente sem a necessidade de se fazer uma reforma no equipamento, ao contrário do material celulósico.

Considerando somente a distribuição estatística do  $IP_{AB}$ , observa-se na Figura 5.3b que, exceto pelos transformadores de 230 kV (cujo universo amostral é de apenas 20 ensaios), não há variação significativa na distribuição estatística em função da tensão nominal. Portanto, não é justificável separar as faixas de valores em função desse parâmetro.

Vale ressaltar que o índice de polarização está diretamente relacionado ao estado de conservação do sistema de isolamento, permitindo avaliá-lo qualitativamente e inferir se está em bom estado de conservação ou degradado.

Verificou-se, por meio da Figura 5.3c, que o  $IP_{AB}$ , diferentemente da resistência de isolamento absoluta, varia em maior proporção nos primeiros anos do transformador, estabilizando-se a partir de 10 anos de idade. Sendo assim, as faixas de idade consideradas na elaboração de critérios foram: 0 a 5 anos; 6 a 10 anos; e acima de 10 anos.

Por meio da análise e validação dos critérios de diagnóstico (estudos de caso), constatouse que os valores de *IP* referentes aos percentis de 9,5%, 20%, 40%, 60% representaram os limiares estatísticos com maior fidelidade, de acordo com critérios de Engenharia de Manutenção, conforme [10].

Cabe observar que, o índice de polarização (IP) e o índice de absorção (IA) foram calculados por meio dos resultados de ensaios de resistência de isolamento e os seus critérios de classificação são apresentados nas Tabelas 5.7 e 5.10, em função da idade do equipamento, de acordo com as equações (4) e (5), respectivamente.

$$IP = R_{10min} / R_{1min} \tag{5.4}$$

$$IA = R_{1min}/R_{30s} \tag{5.5}$$

Sendo:

 $R_{10min}$  : Resistência de isolamento (M $\Omega$ ) medida decorridos 10 minutos de ensaio;

 $R_{1min}$  : Resistência de isolamento (M $\Omega$ ) medida decorrido 1 minuto de ensaio;

 $R_{30s}$  : Resistência de isolamento (M $\Omega$ ) medida decorridos 30 segundos de ensaio;

Tabela 5.10 - Critérios de classificação do índice de absorção (IA) em função da idadeConceitoidade  $\leq 5$  anos $5 < idade \leq 10$  anosidade > 10 anos

Conceito	idade $\leq 5$ anos	$5 < i dade \le 10$ anos	idade > 10 anos
A (Excelente)	$IA \ge 1,600$	$IA \ge 1,520$	$IA \ge 1,440$
B (Bom)	$1,350 \le IA < 1,600$	$1,520 \le IA < 1,283$	$1,215 \le IA < 1,440$
C (Marginal)	$1,250 \le IA < 1,350$	$1,188 \le IA < 1,283$	$1.125 \le IA < 1,215$
D (Ruim)	$1,100 \le IA < 1,250$	$1,045 \le IA < 1,188$	$1,000 \le IA < 1,125$
E (Péssimo)	<i>IA</i> < 1,100	<i>IA</i> < 1,045	<i>IA</i> < 1,000

Fonte: próprio autor (2018).

O índice de Descarga Dielétrica (DD) também foi calculado neste estudo, por meio dos resultados de ensaios realizados, e de acordo com a Equação (5.6).

$$DD = \frac{I_{1\min}}{V \cdot C} \tag{5.6}$$

Sendo:

 $I_{1\min}$ : corrente medida após 1 minuto (mA);

*V*: tensão de ensaio (V); e

*C*: capacitância medida (F).

Entretanto, esses dados (de índice de absorção e de descarga dielétrica) passou a fazer parte do banco de dados dos ensaios realizados na empresa, recentemente, devido à aquisição de novos instrumentos que possibilitaram esta complementação do diagnóstico, não tendo sido possível fazer estatística em função da idade. Porém, os critérios de classificação de DD são apresentados neste trabalho, conforme descritos na Tabela 5.11.

Conceito	Descarga Dielétrica (DD)
A (Excelente)	$DD \le 1 \text{ ms}$
B (Bom)	$1 \text{ ms} < DD \le 2 \text{ ms}$
C (Marginal)	$2 \text{ ms} < DD \le 4 \text{ ms}$
D (Ruim)	$4 \text{ ms} < DD \le 7 \text{ ms}$
E (Péssimo)	<i>DD</i> > 7 ms

Tabela 5.11 - Critérios de classificação da descarga dielétrica (DD)

Fonte: próprio autor (2018).

#### 5.4.4 Fator de Potência do Isolamento

Para as análises estatísticas dos ensaios de fator de potência do isolamento (FP) que são realizados em transformadores de dois enrolamentos (ilustrado na Figura 5.1), consideraram-se os fatores de potência dos enrolamentos de: alta tensão em relação ao enrolamento de baixa tensão e à terra, conjuntamente, AT/(BT+T); alta tensão em relação à terra, AT/T; baixa tensão em relação ao enrolamento de alta tensão e à terra, conjuntamente, BT/(AT+T); e baixa tensão em relação à terra, BT/T. Os resultados dos ensaios são referenciados à temperatura de 20°C.

Nesse caso, foi considerado um conjunto de 598 ensaios de FP, referentes a equipamentos com potências de 1,5 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 230 kV e idades de 1 a 46 anos, cujos resultados são apresentados na Tabela 5.8. Assim, as curvas de frequência de distribuição acumulada foram avaliadas primeiramente em função dos modos de ensaio, conforme a Figura 5.4a.



Figura 5.4 – Frequência de distribuição acumulada do FP: (a) em função do modo de ensaio;(b) em função da tensão nominal V; e (c) em função da idade (anos)

Constatou-se que, independentemente do modo de ensaio (e, consequentemente, das resistências e capacitâncias em questão), as curvas mostram-se muito próximas, de modo que o mesmo critério pode ser aplicado a todos os FP medidos, sem prejuízos à análise dos resultados.

Por outro lado, tanto a tensão nominal quanto a idade do equipamento influenciaram a distribuição estatística do FP. No caso da tensão nominal, isso se deve ao fato de que os transformadores de maior porte são constituidos de uma isolação mais robusta, implicando em menores fugas de corrente. No entanto, cconsiderando-se a necessidade de se avaliar e acompanhar a degradação que o sistema isolante de transformadores sofre continuamente, com a conseguinte perda gradativa de suas características dielétricas, a separação dos equipamentos por idade mostrou-se mais adequada. Para transformadores com maior tempo de uso, espera-se um sistema isolante mais degradado, em comparação às características esperadas de equipamentos mais novos. Trata-se de grandeza relativa, associada ao estado do dielétrico.

Verificou-se, por meio da Figura **5.4**, que o FP apresenta comportamento estatístico semelhante ao índice de polarização, variando também em maior proporção nos primeiros anos do transformador, estabilizando a partir de 10 anos. Assim, as faixas de idade consideradas na elaboração de critérios foram: 0 a 5 anos; 6 a 10 anos; e acima de 10 anos.

Por meio de análise e validação dos critérios de diagnóstico (estudos de caso), constatouse que as faixas de valores de FP em [28] mostraram-se adequadas para transformadores novos, necessitando complementá-las por meio da análise estatística para transformadores com idade superior a cinco anos. Assim, têm-se os critérios apresentados na Tabela 5.8.

#### 5.4.5 Variações percentuais nas medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos

Em se tratando das medidas de resistência elétrica dos enrolamentos, tem-se, como prática, comparar os resultados entre diferentes fases de um mesmo equipamento para cada derivação, tomando-se o cuidado de referenciar as medições a uma mesma temperatura. Neste trabalho, como todos os transformadores analisados pertencem à classe de temperatura de 55°C, os resultados dos ensaios foram referenciados à temperatura de 75°C.

No entanto, não é possível obter um diagnóstico preciso utilizando a média das medidas como referência, já que esta varia sensivelmente quando algum valor de resistência de enrolamento ( $R_a$ ,  $R_b$  ou  $R_c$ , referentes às fases A, B e C, respectivamente) sofre alteração. Consequentemente, pode haver erros positivos e negativos na mesma leitura, mascarando o defeito. Visando eliminar estas distorções de diagnóstico, a mediana ( $\tilde{R}$ ) das três leituras foi adotada como valor de referência para calcular os erros percentuais máximo e mínimo ( $\varepsilon_{max}$  e  $\varepsilon_{min}$ , respectivamente), descritos em (5.4) e (5.5).

$$\varepsilon_{max} = \frac{\max(R_a, R_b, R_c) - \tilde{R}}{\tilde{R}} \cdot 100\%$$
(5.4)

$$\varepsilon_{min} = \frac{\min(R_a, R_b, R_c) - \tilde{R}}{\tilde{R}} \cdot 100\%$$
(5.5)

Assim, para o conjunto de 280 ensaios de resistência dos enrolamentos, referentes a equipamentos com potências de 2,5 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 230 kV e idades de 1 a 51 anos, as curvas de distribuição estatística foram elaboradas em função da tensão nominal, da idade e do valor da mediana, conforme são apresentadas na Figura 5.5.

Figura 5.5 – Frequência de distribuição acumulada do módulo do erro percentual da resistência do enrolamento em relação à mediana: (a) em função da tensão nominal V; (b) em função da idade (anos); e (c) em função do valor da mediana R



Observa-se que, neste caso, nem a idade nem a tensão influenciaram significativamente as curvas de frequência cumulativa. Por outro lado, como as medidas de resistência de enrolamentos são, por vezes, da ordem de miliohms, é esperado que o erro percentual seja mais pronunciado para valores menores da grandeza analisada, o que foi constatado na Figura 5.5c. Sendo assim, os critérios desenvolvidos nesse trabalho foram elaborados em função do valor da mediana.

Por meio de análise e validação dos critérios de diagnóstico (estudos de caso), constatouse que os valores de erros referentes aos percentis de 55%, 70%, 80% e 86% representaram o levantamento estatístico com fidelidade, de acordo com critérios de Engenharia de Manutenção. No entanto, a classificação dos erros percentuais de acordo com a curva em que a mediana foi superior a 500 m $\Omega$  apresentou valores muito pequenos, tornando o diagnóstico inadequado. Logo, somente duas faixas de variação do parâmetro foram consideradas (menor ou igual a 50 m $\Omega$ ; e maior que 50 m $\Omega$ ), tanto para erros positivos (Tabela 5.10) quanto para erros negativos (Tabela 5.11).

Conceito	$\widetilde{R} > 50 \text{ m}\Omega$	$\widetilde{R} \le 50 \text{ m}\Omega$
A (Excelente)	$\varepsilon_{max} \leq 0,99\%$	$\varepsilon_{max} \le 0.99\%$
B (Bom)	$0,99\% < \varepsilon_{max} \le 1,91\%$	$0,99\% < \varepsilon_{max} \le 4,74\%$
C (Marginal)	$1,91\% < \varepsilon_{max} \le 3,23\%$	$4,74\% < \varepsilon_{max} \le 7,99\%$
D (Ruim)	$3,23\% < \varepsilon_{max} \le 5,41\%$	$7,99\% < \varepsilon_{max} \le 10,11\%$
E (Péssimo)	$\varepsilon_{max} > 5,41\%$	$\varepsilon_{max} > 10,11\%$

Tabela 5.10 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para erros percentuais positivos nas medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos em função do valor da resistência mediana

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.11 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para erros percentuais negativos nas medidas de Resistência Elétrica dos Enrolamentos em função do valor da resistência mediana

Conceito	$\widetilde{R} > 50 \text{ m}\Omega$	$\widetilde{R} \leq 50 \text{ m}\Omega$
A (Excelente)	$\varepsilon_{min} \ge -0.99\%$	$\varepsilon_{min} \ge -0.99 \%$
B (Bom)	$-1,91\% \le \varepsilon_{min} < -0,99\%$	$-4,74\% \le \varepsilon_{min} < -0,99\%$
C (Marginal)	$-3,23\% \le \varepsilon_{min} < -1,91\%$	$-7,99\% \le \varepsilon_{min} < -4,74\%$
D (Ruim)	$-5,41\% \le \varepsilon_{min} < -3,23\%$	$-10,11\% \le \varepsilon_{min} < -7,99\%$
E (Péssimo)	$\varepsilon_{min} < -5,41\%$	$\varepsilon_{min} < -10,11\%$

Fonte: próprio autor (2018).

#### 5.4.6 Corrente de Excitação

Considerando a construção de transformadores convencionais, notam-se diferenças de relutâncias das colunas do núcleo magnético, uma vez que as colunas das extremidades apresentam maior relutância do que a coluna central, em função do maior caminho médio a ser percorrido pelos fluxos magnéticos impostos a estas colunas, o que, consequentemente, eleva o valor da corrente de excitação necessária para magnetização das colunas das extremidades.

Sendo assim, as relações entre as correntes – propostas neste trabalho – são dadas pelas equações (5.6) e (5.7), de modo a evidenciar aumentos nas correntes:

$$I_{e,c} = \frac{I_{e,B}}{\min(I_{e,A}, I_{e,C})} \cdot 100\%$$
(5.6)

$$I_{e,l} = \frac{\max(I_{e,A}, I_{e,C})}{\min(I_{e,A}, I_{e,C})} \cdot 100\%$$
(5.7)

Sendo  $I_{e,A}$ ,  $I_{e,B}$  e  $I_{e,C}$  as correntes de excitação das fases A, B e C, respectivamente;  $I_{e,c}$  a corrente de excitação da fase central em relação à menor corrente lateral em percentual; e  $I_{e,l}$  a maior corrente de excitação lateral em relação à menor corrente lateral em percentual.

A análise estatística sobre os ensaios de corrente de excitação, em função das faixas de idade, da tensão nominal e da ligação dos enrolamentos, é ilustrada na Figura 5.6, considerando um conjunto de 487 ensaios referentes a equipamentos com potências de 2,5 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 230 kV e idades de 1 a 42 anos.

Verificou-se que, tanto para  $I_{e,c}$  como para  $I_{e,l}$ , não há influência significativa da idade e da tensão nominal nos resultados, conforme as Figuras 5.6 e 5.7. Entretanto, o tipo de ligação dos enrolamentos influenciou somete os resultados referentes a  $I_{e,c}$ , conforme a Figura 5.6, justificando a elaboração de diferentes faixas de valores para cada caso (delta e estrela). Os critérios sistematizados adotados para os valores de  $I_{e,c}$  e  $I_{e,l}$  são expostos nas Tabelas 5.14 e 5.15, respectivamente.

Figura 5.6 – Frequência de distribuição acumulada da  $I_{e,c}$ : (a) em função da ligação dos enrolamentos; (b) em função da ligação dos enrolamentos e da tensão nominal V; e (c) em função da ligação dos enrolamentos e da idade (anos)



Fonte: MARQUES, A. P. (2017)



Figura 5.7 – Frequência de distribuição acumulada da  $I_{e,l}$ : (a) em função da ligação dos enrolamentos; (b) em função da tensão nominal V; e (c) em função da idade (anos)

Tabela 5.12 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para  $I_{e,c}$  em função da ligação dos enrolamentos

Conceito	Delta	Estrela
A (Excelente)	$25,0\% \le I_{e,c} \le 60,0\%$	$40,0\% \le I_{e,c} \le 80,0\%$
B (Bom)	$60,0\% < I_{e,c} \le 85,0\%$	$80,0\% < I_{e,c} \le 85,0\%$
C (Marginal)	$85,0\% < I_{e,c} \le 90,0\%$	$85,0\% < I_{e,c} \le 90,0\%$
D (Ruim)	90,0% < $I_{e,c} \le 95,0\%$	$90,0\% < I_{e,c} \le 95,0\%$
E (Péssimo)	$I_{e,c} > 95,0\%$	$I_{e,c} > 95,0\%$

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.13 – Critérios desenvolvidas neste trabalho para  $I_{e,l}$ 

Conceito	I <sub>e,l</sub>
A (Excelente)	$I_{e,l} \le 103,1\%$
B (Bom)	$103, 1\% < I_{e,l} \le 111, 1\%$
C (Marginal)	$111,1\% < I_{e,l} \le 117,6\%$
D (Ruim)	$117,6\% < I_{e,l} \le 142,9\%$
E (Péssimo)	$I_{e,l} > 142,9\%$

#### 5.4.7 Relação de Transformação de Espiras

Nesse caso, foram considerados a norma NBR 5356:2007 [30] e o guia IEEE 62-1995 [25], segundo os quais os erros percentuais ( $\varepsilon$ ) da relação de transformação de espiras podem variar de -0,5% a 0,5% em relação aos valores de placa, para que, na pior das hipóteses – transformadores em paralelo –, a diferença entre os erros não exceda 1,0%.

Sendo assim, o critério adotado não depende da idade ou da tensão nominal, uma vez que o envelhecimento não altera o número de espiras dos enrolamentos do transformador. No entanto, é necessário que se avaliem separadamente os erros positivos e negativos, visto que esta informação influenciará no diagnóstico do equipamento, indicando em qual enrolamento poderá ocorrer uma possível anomalia.

Tendo em vista a valorização dos equipamentos que apresentarem relação de transformação com baixo erro percentual, foram propostas cinco faixas de valores, que valem tanto para erros positivos quanto para erros negativos, conforme a Tabela 5.14.

Tabela 5.14 – Critérios desenvolvidos neste trabalho para erros percentuais positivos e negativos nas medidas de Relação de Transformação de Espiras em relação aos valores de

Conceito	Erros positivos	Erros negativos
A (Excelente)	$arepsilon_{max} \leq 0,20\%$	$\varepsilon_{min} \ge -0.20\%$
B (Bom)	$0,20\% < \varepsilon_{max} \leq 0,50\%$	$-0.50\% \leq \varepsilon_{min} < -0.20\%$
C (Marginal)	$0,50\% < \varepsilon_{max} \le 0,75\%$	$-0.75\% \leq \varepsilon_{min} < -0.50\%$
D (Ruim)	$0,75\% < \varepsilon_{max} \le 1,00\%$	$-1,00\% \leq \varepsilon_{min} < -0,75\%$
E (Péssimo)	$\varepsilon_{max} > 1,00\%$	$\varepsilon_{min} < -1,00\%$

placa

Fonte: próprio autor (2018).

Por meio de análise e validação dos critérios de diagnóstico (estudos de caso), constatouse que as faixas de valores desenvolvidas nesse trabalho mostraram-se adequadas.

#### 5.4.8 Estudos de casos ações recomendadas

As ações recomendadas são definidas em função dos conceitos obtidos nesse trabalho para cada grandeza componente dos ensaios elétricos, conforme apresenta a Tabela 2.4 (do Capítulo 2). Para verificação dos resultados, foram realizados diversos estudos de caso, os quais comprovaram que o nível de rigor atingido por meio da metodologia empregada mostrou-se adequado, identificando possíveis anomalias nos equipamentos em conformidade com os critérios de Engenharia de Manutenção. Assim, neste trabalho são apresentados três estudos de casos, nas Tabelas 5.17 e 5.18, referentes a conjuntos de ensaios elétricos realizados em três transformadores de potência, denominados TR3, TR4 e TR5, que apresentam as seguintes características:

- a) TR3: subestação móvel, (138 kV x 69 kV) / (34,5 kV x 13,8 kV); 33,3 MVA; Delta-Estrela (Dy); 18 anos;
- b) TR4: 138 kV / 13,8 kV; 25 MVA; Estrela-Estrela (Yy); 29 anos; e
- c) TR5: 34,5 kV / 13,8 kV; 6,25 MVA; Delta-Estrela (Dy); 29 anos.

Para cada grandeza, é definido um conceito individual, que é considerado na avaliação e no diagnóstico do equipamento, influenciando nas ações recomendadas sobre o mesmo. Ademais, as grandezas com valores fora do esperado foram identificadas, facilitando a localização da origem de eventuais anomalias. Para a atribuição do conceito final e ações recomendadas a cada equipamento, considerou-se o pior caso dos conceitos individuais dentre os obtidos por meio da classificação dos resultados de acordo com os critérios desenvolvidos neste trabalho.

Grandez	<b>TR</b> (138 kV; Dy	<b>3</b> 7; 18 anos)	<b>TR</b> (138 kV; Y	<b>4</b> y; 29 anos)	<b>TR5</b> (34,5 kV; Dy; 29			
		Valor	Conceito	Valor	Conceito	Valor Conceito		
	R	56.692	A	8.014	A	5.671	B	
Resistência de	$R_{AB}$	47.901	А	7.213	В	3.382	D	
Isolamento ( $M\Omega$ )	$R_B$	25.683	А	4.969	В	4.309	В	
Índice de Polarização	IP <sub>AB</sub>	1,920	А	1,500	В	1,453	С	
	AT/(BT+T)	0,1180	А	0,6059	А	0,5800	А	
Fator de Potência	AT/T	0,1160	А	0,3862	А	0,2900	А	
(%)	BT/(AT+T)	0,1350	А	0,4436	А	0,4900	А	
	BT/T	0,1360	А	0,3395	А	0,4300	А	
Desistên sie Elétries	$\varepsilon_{max}(AT)$	0,03	А	1,02	В	19,14	E	
de Enrolamentos	$\varepsilon_{max}(BT)$	1,49	В	4,76	C	- 1,54	В	
(%)	$\varepsilon_{min}(AT)$	- 0,23	А	- 0,27	А	6,59	E	
(70)	$\varepsilon_{min}(BT)$	- 0,07	А	- 0,00	А	- 1,52	В	
Relação de	$\varepsilon_{max}$	0,05	А	0,08	А	0,57	С	
Transformação (%)	$\varepsilon_{min}$	- 0,13	А	- 0,03	А	- 0,44	В	
	$I_{e,c}(AT)$	36,4	А	71,0	А	44,6	А	
Corrente de Excitação	$I_{e,c}(BT)$	71,1	А	_	_	105,4	В	
	$I_{e,l}(AT)$	110,5	В	101,4	А	105,4	В	
(70)	$I_{e,l}(BT)$	103,4	А	_	_	100,8	А	
Conceito Fi	nal	В		C			E	

Tabela 5.17 – Estudos de casos:	Grandezas e conceitos dos	Transformadores TR3.	TR4 e TR5

Equipamento	Conceito Final	Ação Recomendada	Grandezas fora do esperado
TR3	В	Continue operando o equipamento, acompanhando a evolução dos resultados nos registros subsequentes	-
TR4	С	Investigue e execute outros ensaios em curto prazo para confirmar resultados e tendências	<ul> <li>Erro positivo nos ensaios de resistência do enrolamento BT.</li> </ul>
TR5	Е	Remova imediatamente o equipamento de operação para inspeção interna, localização e correção de defeitos	<ul> <li>Resistência do isolamento entre os enrolamentos de AT e BT;</li> <li>Índice de polarização do isolamento entre os enrolamentos de AT e BT;</li> <li>Erro positivo nos ensaios de resistência dos enrolamentos AT e BT;</li> <li>Erro positivo nos ensaios de relação de transformação de espiras.</li> </ul>
			Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.18 – Estudos de casos: ações recomendadas para os transformadores TR3, TR4, TR5

5.5 Fator de correção do valor de resistência de isolamento para a

### 5.5.1 Resistência de isolamento

temperatura de referência (20° C)

O valor da resistência de isolamento se altera com a temperatura, com a presença de umidade e de sujidades, e ainda em função da degradação do material isolante. Deste modo, pode-se deduzir o estado do sistema isolante dos transformadores, bem como detectarem-se tendências e taxas de decaimento da isolação, por meio do acompanhamento e comparações de resultados de ensaios de resistência de isolamento. Contudo, antes de compará-los, estes devem ser referenciados a uma mesma temperatura.

Complementando os estudos, nesta tese de doutorado são apresentadas duas opções de equações matemáticas eficientes para determinação dos fatores de correção dos valores de resistências medidos para uma mesma temperatura de referência, de 20 °C, além de se fazerem considerações sobre dois métodos de conversão aproximados, conforme segue:

a) o método de conversão pelo fator 2/década de temperatura [42], estabelece que a cada aumento de 10°C o valor da resistência de isolamento diminui aproximadamente à metade [25]. Esta regra tem aplicação prática direta, mas pode comprometer a precisão dos resultados, principalmente em intervalos de temperatura não-múltiplos de 10;

- b) a tabela de fatores de conversão recomendada pelo American National Standards Institute
   ANSI/NETA [48] tem aplicação prática direta, mas pode comprometer a precisão dos resultados, principalmente com medições fora dos intervalos múltiplos de 5; e
- c) as equações matemáticas apresentadas a seguir, que são de fácil implementação e com boa exatidão de resultados.

#### 5.5.2 Equação desenvolvida neste trabalho: fator de correção

Pode-se referir um valor de resistência de isolamento (R) a 20° C de acordo com (5.8).

$$\mathbf{R}_{20^{\circ}\mathrm{C}} = \mathbf{R}_{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{K}_{\mathrm{T}} \tag{5.8}$$

Sendo:

 $R_{20^{\circ}C}$ : R em M $\Omega$ , corrigida a 20°C;

R<sub>T</sub>: R em M $\Omega$ , à temperatura de ensaio T em °C; e

K<sub>T</sub>: fator de correção da R para a temperatura de 20 °C

Utilizando-se ferramentas de interpolação exponencial, e tomando como referência valores tabelados por fabricantes de instrumentos de medição, foi desenvolvida neste trabalho a Equação (5.9) para o fator de correção  $K_T$ .

$$K_{\rm T} = 0.23991 \cdot e^{\frac{\rm T}{14.3207}} + 0.0222 \tag{5.9}$$

Sendo:

K<sub>T</sub>: fator de correção da IR para a temperatura de referência de 20 °C; e

T: temperatura do sistema isolante medida durante o ensaio, em °C.

#### 5.5.3 Equação da tabela ANSI/NETA MTS: fator de correção

A partir dos dados da tabela da ANSI/NETA MTS [48], e com a utilização de ferramenta matemática, obteve-se o  $K_T$  dado por (5.10) para aplicação na Equação (5.8).

$$K_{\rm T} = 0.2525 \cdot e^{0.0689\rm{T}} \tag{5.10}$$

Sendo:

K<sub>T</sub>: fator de correção da IR para a temperatura de referência de 20 °C; e

T: temperatura do sistema isolante medida durante o ensaio, em °C.

As equações matemáticas (5.9) e (5.10) possuem as vantagens descritas anteriormente, cabendo ao analista optar pela que lhe for mais conveniente.

#### 5.6 Ensaios elétricos em buchas condensivas

Neste trabalho foram desenvolvidos os critérios para o diagnóstico em transformadores de potência em relação às buchas condensivas, devido à possibilidade de ensaios elétricos por meio do *taps* capacitivos, das seguintes grandezas elétricas: fator de potência, capacitância e resistência de isolamento, conforme apresentados nas Tabelas 5.19 a 5.23.

Conceito	fator de potência
A (excelente)	fp < 0.5 %
B (bom)	$0,5 \le fp < 1,0\%$
C (marginal)	$1,0 \le fp < 2,0\%$
D (ruim)	$2,0 \le fp < 3,0\%$
E (péssimo)	$fp \ge 3,0\%$

Tabela 5.19 - Critérios de classificação dos fatores de potência (condutor/derivação) para buchas condensivas

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.20 - Critérios de classificação do erro percentual da capacitância

	1 / /	1	• ~ `		1~		1	•	1.	1	1			1 .	1			
	aandutanl	0.00	1110000	0 000 000	0000	00 1	1000	nomin	പ	00	· • • •	000	1 10 10	<b>b</b> 110	hoo	anno	0101110	0
			IV actain		121211	201	/ 210 11			110		21.2	плага	1 11 17 -	1128	1.1.111	енстуа	×-
•	conducor	uu	I v acao		<i>iacao</i>	av	anor	nomm	uι	uu	/ 1/1	ava.	/ Dara	ouv.	nao	COILC	ionor v a	0
			<b>, , , ,</b>										-					

Conceito	erro negativo	erro positivo			
A (excelente)	$\varepsilon \ge -2,50 \%$	$arepsilon \leq$ 2,50 %			
B (bom)	$-5,00 \% \le \varepsilon < -2,50 \%$	2,50 % < $\varepsilon \le$ 5,00 %			
C (marginal)	$-7,50 \% \le \varepsilon < -5,00 \%$	$5,00 \ \% < \varepsilon \le 7,50 \ \%$			
D (ruim)	$-10,0 \% \le \varepsilon < -7,50 \%$	7,50 % < $\varepsilon \le 10,0$ %			
E (péssimo)	$\varepsilon < -10,0 \%$	ε > 10,0 %			

Conceito	Resistência
A (excelente)	$R \ge 100.000 \text{ M}\Omega$
B (bom)	$75.000 \text{ M}\Omega \le R < 100.000 \text{ M}\Omega$
C (marginal)	$50.000 \text{ M}\Omega \leq R < 75.000 \text{ M}\Omega$
D (ruim)	$25.000 \text{ M}\Omega \leq R < 50.000 \text{ M}\Omega$
E (péssimo)	$R < 25.000 \text{ M}\Omega$

Tabela 5.21 - Critérios de classificação das resistências de isolamento (condutor/derivação) para buchas condensivas

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.22 - Critérios de classificação das resistências de isolamento (condutor/terra) em função da idade da bucha (idade = data ensaio - data fabricação) para buchas condensivas

Conceito	Idade $\leq 10$ anos	<b>10 &lt; Idade ≤ 20 anos</b>	Idade > 20 anos
A (excelente)	$R \ge 24.100 \text{ M}\Omega$	$R \ge 11.596 \text{ M}\Omega$	$R \ge 7.640 \text{ M}\Omega$
B (bom)	11.612 M $\Omega \leq R <$	$7.135 \mathrm{M}\Omega \leq R <$	$3.890 \text{ M}\Omega \leq R <$
	24.100 ΜΩ	11.596 MΩ	7.640 MΩ
C (marginal)	$8.738 \mathrm{M}\Omega \leq R <$	$5.008 \text{ M}\Omega \leq R <$	$2.870 \mathrm{M}\Omega \leq R <$
	11.612 MΩ	7.135 ΜΩ	3.890 MΩ
D (ruim)	$3.100 \text{ M}\Omega \leq R <$	$1.916 \mathrm{M}\Omega \leq R <$	1.184 M $\Omega \leq R <$
	8.738 ΜΩ	5.008 MΩ	2.870 ΜΩ
E (péssimo)	$R < 3.100 \text{ M}\Omega$	$R < 1.916 \text{ M}\Omega$	$R < 1.184 \text{ M}\Omega$

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 5.23 - Critérios de classificação das resistências de isolamento (derivação/terra) para

buchas condensivas

Conceito	Resistência
A (excelente)	$R \ge 2.000 \text{ M}\Omega$
B (bom)	$1.000 \text{ M}\Omega \le R < 2.000 \text{ M}\Omega$
C (marginal)	$100 \text{ M}\Omega \le R < 1.000 \text{ M}\Omega$
D (ruim)	$10 \text{ M}\Omega \le R < 100 \text{ M}\Omega$
E (péssimo)	$R < 10 \text{ M}\Omega$
#### 5.7 Considerações finais – ensaios elétricos

No caso específico do ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos, constatou-se que o diagnóstico se torna mais preciso tomando como referência a mediana, visto que esta apresenta menor sensibilidade a variações de resistência em somente uma fase, de modo que o valor mediano ainda permanecerá próximo ao outro valor extremo. Analisando o erro máximo e o erro mínimo, apenas um deles acusará o indício de anomalia naquela fase.

Assim, é necessário analisar tanto os erros positivos quanto os erros negativos, pois eles apresentam diferentes interpretações e, consequentemente, diferentes diagnósticos. Enquanto um erro positivo pode indicar mau contato, erros negativos podem ser causados por curtocircuito entre espiras ou filamentos, o que influencia diretamente o planejamento da manutenção do equipamento.

Complementando, a apresentação de três estudos de caso com a aplicação dos critérios ilustrou a eficiência do método, atribuindo conceitos individuais e ações recomendadas adequadas, além de propiciar a identificação de possíveis anomalias em transformadores de potência.

# Capítulo 6: Estudos sobre técnicas complementares para o diagnóstico de transformadores de potência

#### 6.1 Introdução

O desempenho confiável de um transformador está correlacionado ao seu sistema isolante, tais como: material celulósico (papel), óleo e buchas.

No caso do material celulósico – especialmente o papel que envolve os enrolamentos –, este deve se apresentar íntegro, de forma a suportar as solicitações mecânicas (como aquelas provenientes de esforços eletrodinâmicos oriundos de curtos-circuitos), as solicitações decorrentes de surtos de tensão, e ainda as solicitações térmicas devido a carregamentos severos ou sobrecargas, que podem ser agravados por temperaturas ambientes elevadas. A vida útil do transformador está diretamente associada a integridade de sua isolação celulósica, pois que o líquido isolante (óleo) pode ser substituído quando necessário, ao contrário do papel isolante que envolve os condutores que compõem os enrolamentos da parte ativa.

Quanto às buchas (geralmente de porcelana, mas podendo ser de material polimérico), são estruturas interfaciais, pois que possibilitam fazer a transição do circuito elétrico do ambiente externo para a parte interna do transformador, ao mesmo tempo que proporcionam o isolamento elétrico deste circuito energizado em relação a estrutura metálica do equipamento.

O óleo mineral isolante tem função dupla para o transformador: como dielétrico e como agente de transferência de calor, devendo, para isso, possuir propriedades fisico-químicas adequadas, conforme foi apresentado nos capítulos anteriores e que são complementadas neste capítulo. O óleo mineral isolante de transformadores em serviço está sujeito à deterioração em função das condições de operação e ambientais (intempéries) a que é submetido, principalmente por efeitos térmicos, penetração ou formação de umidade e oxigênio ocasionados por presença de compostos de degradação, e ainda devido a reações de oxidação e mesmo à presença de metais que podem agir como catalisadores de reações químicas. Como consequência, podem ocorrer: redução da rigidez dielétrica do óleo, mudanças de cor, formação de compostos ácidos (ataque à celulose) e compostos polares (fugas de corrente) e, em um estágio avançado de oxidação, formação e aderência de borra ao material isolante celulósico, propiciando surgimento de descargas parciais que degradam a isolação, prejudicando tanto as propriedades dielétricas como o arrefecimento (troca de calor) do equipamento [49], podendo até mesmo levá-lo a colapso.

Sendo assim, este capítulo apresenta os estudos sobre as técnicas consideradas complementares neste trabalho, com os critérios de classificação dos ensaios, e que também são importantes para o diagnóstico em transformadores de potência, com os desenvolvimentos e aplicação da metodologia desta tese. Sendo elas:

- a) estudo de carregamento do transformador (vida útil do transformador);
- b) inspeções visuais e verificações locais (integridade de componentes externos);
- c) contagem de partículas (em suspensão no óleo mineral isolante);
- d) grau de polimerização do papel (polímero da celulose);
- e) teor de Dibenzil-Dissulfeto (formação de sulfeto de cobre no enrolamento);
- f) resposta em frequência (deslocamento mecânico dos enrolamentos); e
- g) termografia (pontos quentes).

Neste trabalho foram consideradas as análises estatísticas obtidas do banco de dados da concessionária de energia elétrica citada anteriormente; estudos na área, guias e normas técnicas, como [15,24,27,48-75]; e a experiência de analistas da área de engenharia de manutenção.

#### 6.2 Estudo de carregamento de transformadores de potência

Os Estudos de Carregamento (EC) destinam-se à determinação da perda de vida útil (PVU) do papel isolante e, consequentemente, dos próprios transformadores de potência, em função das cargas equivalentes (CE) concernentes aos perfis de carga com os quais estes equipamentos operam. Deste modo, sua utilização permite estimar uma expectativa de vida útil para os mesmos, de acordo com as condições operativas a que são submetidos [15,50-52], e ainda classificar o estado dos equipamentos em função de seu carregamento, podendo-se inferir se estes estão envelhecendo em uma taxa normal ou acelerada por meio da avaliação da taxa PVU/ano.

Nesses estudos de carregamento foram realizadas simulações por meio do *software* denominado CTransf [53], contemplando diferentes transformadores, temperaturas ambientes variadas e diferentes perfis de carga. Na Figura 6.1 é ilustrada a família de curvas de carga que foi utilizada nos estudos (neste exemplo normalizada para carregamento máximo de 1,25 pu), as quais representam os mais diversos comportamentos (perfis) de cargas observados nos sistemas elétricos, contemplando cargas residenciais, comerciais, ou industriais, ou ainda com

perfis característicos de ocorrência de corte abrupto de carga, em determinado horário, em função de contratos de demanda com concessionária, ou uso de pivôs centrais de irrigação etc.



Figura 6.1 – Exemplo de família de curvas (perfis) de carga utilizadas no desenvolvimento dos estudos de carregamento (Carregamento máximo normalizado em 1,25 pu)

Fonte: próprio autor (2018).

Para a obtenção da perda de vida útil (PVU) em por unidade por ano (pu/ano) em função da carga equivalente (CE), dada em pu, foi utilizada a Equação (6.1), cujos coeficientes estão relacionados na Tabela 6.1, e foram obtidos por meio da interpolação de dados reais, de campo, no desenvolvimento deste trabalho, conforme mostra a Figura 6.2.

$$PVU(CE) = A1 \cdot e^{-\left(\frac{CE - B1}{C1}\right)^2} + A2 \cdot e^{-\left(\frac{CE - B2}{C2}\right)^2}$$
(6.1)

Coeficientes	A1	B1	C1	A2	B2	C2
Valores	0,9911	1,5710	0,3501	0,5777	1,1630	0,2144

Tabela 6.1 – Coeficientes da Equação (6.1)

Fonte: próprio autor (2018).



Figura 6.2 – Curva de *PVU* em função de *CE* – descrita em (6.1) –, em azul, obtida a partir da interpolação dos dados referentes aos equipamentos analisados, representados pelos pontos

Fonte: MARQUES, A. P. [3].

A Equação (6.1), composta por dois termos exponenciais, é função da grandeza CE (carga equivalente), cujo valor é calculado por meio de (6.2) [50].

$$CE = \sqrt{F_{Perdas} \cdot [M\acute{a}x(C)]^2}$$
(6.2)

A Equação (6.2), por sua vez, é função do fator de perdas ( $F_{Perdas}$ ), cujo valor é obtido a partir de (6.3) [50].

$$F_{Perdas} = 0,775 \cdot FC^2 + 0,225 \cdot FC \tag{6.3}$$

O fator de carga (*FC*), variável da Equação (6.3) [50], é determinado por meio de (6.4), dada pela razão entre o valor médio dos carregamentos considerados,  $\bar{C}$ , e, dentre estes, o valor máximo de carregamento, Máx(C).

$$FC = \frac{\bar{C}}{M\dot{a}x(C)} \tag{6.4}$$

Para a atribuição de uma nota *N* a cada valor da perda de vida útil (*PVU*), deve-se utilizar a Equação (6.5).

$$N = 1 - PVU \tag{6.5}$$

Por fim, para a atribuição de um conceito à nota N, calculada por meio de (6.5), foram desenvolvidos os critérios relacionados na Tabela 6.2, sendo os critérios correspondentes para a classificação da PVU e da idade do equipamento – dadas em pu/ano e em anos, nesta ordem – apresentados na Tabela 6.3. Note-se, nesta tabela, que o valor considerado máximo para a PVU é de 1 pu/ano, que corresponde à total degradação (100%) do papel isolante em um ano.

Critérios Para Atribuição de Conceitos		
Nota (N)	Conceito	
$N \ge 0,9714$	А	
$0,9619 \le N < 0,9714$	В	
$0,9524 \le N < 0,9619$	С	
$0,9286 \le N < 0,9524$	D	
<i>N</i> < 0,9286	E	

Tabela 6.2 - Critérios para atribuição de conceitos nos estudos de carregamento

Fonte: próprio autor (2018).

Conceito	PVU (pu/ano)	Idade (anos)
А	$0,0000 \le PVU < 0,0303$	$60^* \ge \text{Idade} > 33$
В	$0,0303 \le PVU < 0,0400$	$33 \ge Idade > 25$
С	$0,0400 \le PVU < 0,0556$	$25 \ge Idade > 18$
D	$0,0556 \le PVU < 0,0833$	$18 \ge \text{Idade} > 12$
E	$0,0833 \le PVU \le 1^{**}$	$12 \ge \text{Idade} \ge 0^{**}$

Tabela 6.3 – Critérios para classificação da PVU e da idade

\* idades acima de 60 anos também recebem PVU(pu/ano) igual a 0 (zero); e

\*\* PVU acima de 1 pu/ano representam idades em fração de um ano (meses; dias).

Fonte: próprio autor (2018).

#### 6.3 Inspeções visuais e verificações locais

As inspeções visuais e verificações locais tem também sua importância para complementar informações que as demais técnicas, ainda que mais sofisticadas, não podem detectar e, por vezes, podem evitar a progressão de defeitos que levariam a retirada forçada do equipamento de serviço, para manutenção corretiva, ou até mesmo a falha.

Este item foi subdivido em blocos de inspeção e verificações, sendo citados a seguir, para cada um deles, alguns exemplos de anomalias graves que poderiam levar o transformador a colapso:

- a) condições físicas e mecânicas dos tanques e estruturas: aterramentos inadequados ou inexistentes podem levar a perigosas flutuações de potenciais, principalmente quando de ocorrência de distúrbios no sistema elétrico, como, por exemplo, injeção de correntes elevadas na malha de aterramento, por curtos-circuitos ou descargas atmosféricas; corrosão de estruturas do tanque principal e/ou de radiadores podem levar a vazamentos do líquido isolante e arrefecedor do equipamento; desalinhamento horizontal do equipamento poderia levar ao não direcionamento de gases ao relé de gás e não atuação desta proteção (por acúmulo de gás), o que deixaria de indicar um defeito em evolução ou mesmo uma falha mais grave;
- b) buchas: nível inadequado do óleo (visor de buchas condensivas) e vazamentos de óleo, bem como trincas ou fissuras (penetração de água), podem levar a problemas de isolamento elétrico destes componentes, surgimento ou evolução acentuada de descargas parciais seguida de disrupção dielétrica, com consequente falha da bucha, podendo ocorrer até mesmo explosão do componente;
- c) sistema de proteção e controle: o bom estado dos dispositivos de proteção e controle podem evitar o desarme de proteção e retirada do transformador de serviço por falso positivo ou, o pior, a ocorrência do falso negativo em que não ocorre a sinalização ou atuação da proteção quando da existência de anomalia real, tais como temperaturas elevadas de enrolamentos ou baixo nível de óleo;
- d) sistema de arrefecimento: defeitos de funcionamento de ventiladores, radiadores fechados e bombas hidráulicas inoperantes podem levar a perigosas elevações de temperatura, com consequente atuação de proteções térmicas e retirada de serviço do transformador ou propiciar falhas de origem térmica;
- e) óleo isolante e sistema de vedação: vazamentos de óleo do tanque principal podem levar a problemas de isolamento elétrico e/ou penetração de umidade e contaminação do fluido isolante, com consequências desastrosas; e
- f) comutadores de derivação: inadequação no dispositivo de secagem de ar pode permitir contaminação do óleo do comutador (CDC, em carga) por umidade e sujidades, podendo levar, com o passar do tempo a disrupções dielétricas internas, com resultados catastróficos para o equipamento.

Os parâmetros desenvolvidos neste trabalho para as inspeções visuais e as verificações locais [24,27,48,54], são apresentados na Tabela 6.4, sendo exemplificado valores de referências adequados.

	Condições físicas e mecânicas dos tanques e estruturas				
1	Aspecto da pintura	Bom			
2	Existência de pontos de corrosão (tanques e radiadores)	Não há			
3	Alinhamento e ancoragem estrutural (travamento mecânico do equipamento, tirantes dos radiadores e acessórios)	Adequado			
4	Vibrações, ruídos, deslocamentos e deformações mecânicas externas	Adequado			
5	Pontos de aterramento (conexões e estado)				
6	Equalizadores de potencial	Adequado			
7	Existência de rotulagem de PCB	Adequado			
8	Funcionamento dos registros (amostragem de óleo, radiadores, de tratamento etc)	Bom			
	Buchas				
9	Limpeza das buchas	Bom			
10	Quebras, trincas e deslocamentos em buchas e isoladores	Não há			
11	Vazamentos de óleo em buchas	Não há			
12	Nível de óleo das buchas	Adequado			
13	Conexões de buchas de AT, MT e BT	Bom			
14	Caixa de secundário de TCs de bucha (bornes e conexões)	Bom			
	Sistema de proteção e controle				
15	Armários/gabinetes de controle do transformador (limpeza e vedação)	Bom			
16	Resistência de aquecimento dos armários	Adequado			
17	Bornes, conexões do sistema de proteção e controle (estado)	Adequado			
18	Leituras dos indicadores de termômetros (enrolamentos e óleo)	Adequado			
19	Indicações de nível de óleo do tanque principal e do comutador e/ou funcionamento	Adequado			
20	Indicação/status do dispositivo de alívio de pressão (contatos) e/ou funcionamento	Adequado			
21	Indicação e contatos do relé de fluxo do comutador e/ou funcionamento	Adequado			
22	Indicação e contatos do acúmulo de gás e fluxo do relé de gás e/ou funcionamento	Adequado			
23	Indicador de ruptura de bolsa ou membrana do conservador e/ou funcionamento	Adequado			
24	Medições de fator de potência e capacitância do tap capacitivo das buchas e/ou funcionamento	Adequado			
25	Sistema de fibra óptica (conexões e estado)	Adequado			
	Sistema de arrefecimento				
26	Funcionamento correto de ventiladores (vazão, ruído, vibração)	Bom			
27	Funcionamento de bombas hidráulicas (vazão e ruído, vibração)	Bom			
28	Funcionamento de radiadores, com válvulas posicionadas corretamente (abertas)	Bom			

TT 1 1 C 4	T ~	• •	· · · ~	1 1 1	1	/ .• \
Tabela 6 /I	Inchecoec	V1011910 6	veriticacoec	LOCATE ad	equipples	(continue)
1 a 0 0 a 0.4 -	mspeces	visuals (		iocais au	uguauas v	(Communua)
	1 5		5		1	· /

Fonte: próprio autor (2018).

	Óleo isolante e sistema de vedação				
29	Nível de óleo do tanque principal	Adequado			
30	Existência de vazamentos de óleo	Não há			
31	Sistema de vedação de óleo (estado)	Bom			
32	Manutenção da pressão positiva em transformadores com colchão de gás	Adequado			
33	Dispositivo de secagem de ar (estado, sílica-gel e filtro de óleo)	Bom			
	Comutadores de derivação				
34	Limpeza dos armários/gabinetes de controle do comutador (CDC)	Bom			
35	Funcionamento do CDC	Adequado			
36	Dispositivo de secagem de ar do CDC (estado, sílica-gel e filtro de óleo)	Bom			
37	Bornes, conexões do comutador (estado)	Adequado			
38	Resistência de aquecimento dos armários do comutador	Adequado			
39	A posição do CDST (comutador de derivação sem tensão) corresponde à esperada	Adequado			
40	A posição do CDC (comutador de derivação com carga) corresponde à esperada	Adequado			

Tabela 6.4 – Inspeções visuais e verificações locais adequadas (continuação)

Fonte: próprio autor (2018).

No método da Soma Duplamente Ponderada Normalizada (SDPN), são aplicadas duas ponderações distintas, sendo elas  $p_g$  e  $p_n$ , descritas a seguir:

- a)  $p_g$  = peso em função da grandeza. Na técnica de inspeções visuais e verificações locais, cada item da lista tem um peso predefinido que impactará diretamente no cálculo da nota final do módulo;
- b)  $p_n$ = peso em função da nota. Grandezas em pior estado (menor nota) receberão pesos  $p_n$ maiores que aquelas que se encontrem em melhor estado.

A ponderação  $p_n$  poderá ser normal ou acelerada, o que dependerá do item em análise:

- a)Peso normal: aplicado aos conceitos individuais de menor relevância/importância no diagnóstico do equipamento. Os valores de  $p_n$  aumentam com a redução da nota, variando de 1 a 3; e
- b)Peso acelerado: aplicado aos conceitos individuais de maior relevância/importância no diagnóstico do equipamento. Nesse caso, os valores de  $p_n$  variam abruptamente em função da redução da nota e, por conseguinte, podem assumir valores de 1 a 8;

Na Figura 6.3 são ilustradas as diferenças entre a ponderação normal e a ponderação acelerada.



Figura 6.3 – peso normal e peso acelerado aplicados no módulo de IV

Fonte: MARQUES, A. P. (2017) [3].

Na Tabela 6.5, para a avaliação das inspeções visuais e das verificações locais, foram desenvolvidos os diferentes conceitos individuais, as notas individuais, e os pesos normais e acelerados correspondentes, para as diferentes possibilidades que possam ser obtidas, na Tabela 6.5, em função do conjunto de análise.

As classificações de "A" a "E" não se aplicam nesse caso. Ao invés disso, são utilizados os conceitos individuais (coluna esquerda da Tabela 6.5) que o analista fornece durante o preenchimento do relatório técnico das inspeções visuais e verificações locais.

Conceito individual	Nota individual	Peso normal	Peso acelerado
Adequado	1,00	1,00	1,00
Inadequado	0	3,00	8,00
Bom	1,00	1,00	1,00
Aceitável	0,65	2,00	3,00
Ruim	0	3,00	8,00
Não se aplica	0	0	0
Não há	1,00	1,00	1,00

Tabela 6.5 – Pesos para as inspeções visuais e verificações locais (continua)

Fonte: próprio autor (2018).

Conceito individual	Nota individual	Peso normal	Peso acelerado
Há poucos	0,65	2,00	3,00
Há muitos	0	3,00	8,00
Pequena intensidade	0,35	2,30	5,00
Grande intensidade	0	3,00	8,00
Desajustado	0,25	2,60	6,00
Não Funciona	0	3,00	8,00

Tabela 6.5 – Pesos para as inspeções visuais e verificações locais (continuação)

Fonte: próprio autor (2018).

Porém, conforme citado anteriormente, cabe ressaltar que, na técnica preditiva de análise de Inspeções Visuais e Verificações Locais, há seis grupos, divididos de acordo com os aspectos a serem observados do equipamento. Sendo eles:

- a) Condições Físicas e Mecânicas dos Tanques e Estruturas;
- b) Buchas;
- c) Sistema de Proteção e Controle;
- d) Sistema de Arrefecimento;
- e) Óleo Isolante e Sistema de Vedação; e
- f) Comutadores

No entanto, cada grupo recebe uma nota normalizada correspondente, calculada por meio de (6.16).

$$N_g = \frac{\sum_{i=f}^n N_i \cdot P_i \cdot P_{a,i}}{\sum_{i=f}^n P_i \cdot P_{a,i}}$$
(6.6)

Sendo:

- $N_g$ , a nota do grupo g;
- $N_i$ , a nota da linha i;
- $P_i$ , o peso da linha i;
- *P<sub>a,i</sub>*, o peso de aceleração da linha *i*, necessário para que os piores conceitos tenham maior impacto nas classificações; e
- *f*, o índice correspondente à primeira linha do grupo;

• *n*, o índice correspondente à última linha do grupo;

Por fim, as notas de cada grupo são ponderadas, propiciando, por meio de (6.7), a obtenção de uma nota final  $N_f$  para o equipamento em análise.

$$N_{final} = \frac{\sum_{g=1}^{6} P_g \cdot N_g}{\sum_{g=1}^{6} P_g}$$
(6.7)

Sendo:

- *g*, o índice correspondente ao grupo; e
- $P_g$ , o peso do grupo g, calculado por meio de (6.8).

$$P_g = \sum_{i=1}^{40} P_i \cdot P_{a,i}$$
(6.8)

Sendo *i* o índice da linha.

Os conceitos individuais e final aplicáveis são apresentados na Tabela 6.6. Já os grupos de possíveis conceitos a serem selecionadas para cada linha, a partir das inspeções visuais e verificações locais realizadas, e seus respectivos pesos de aceleração são apresentados nas Tabelas 6.7 a 6.11. Apresentam-se, também, na Tabela 6.12, os possíveis pesos  $P_i$  para cada linha e uma correspondência com os possíveis grupos de conceitos a elas aplicáveis (vide Tabelas de 6.7 a 6.11).

Conceito	Nota
A - Excelente	$1,00 \le N_{final} \le 0,90$
B - Bom	$0,90 < N_{final} \le 0,76$
C - Marginal	$0,76 < N_{final} \le 0,65$
D - Ruim	$0,65 < N_{final} \le 0,35$
E - Péssimo	$0,35 < N_{final} \le 0$

Tabela 6.6 - Conceitos dos Grupos e Final

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 6.7 - Grupo 1 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da

Conceito*	N <sub>i</sub>	P <sub>a,i</sub>
Bom	1	1
Aceitável	0,65	2
Ruim	0	3

análise de uma linha

Fonte: próprio autor (2018).

#### Tabela 6.8 - Grupo 2 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da

Conceito*	N <sub>i</sub>	$P_{a,i}$
Não há	1	1
Há poucos	0,65	3
Há muitos	0	8

análise de uma linha

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 6.9 - Grupo 3 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da

#### análise de uma linha

Conceito*	N <sub>i</sub>	P <sub>a,i</sub>
Não há	1	1
Pequena intensidade	0.65	5
Grande intensidade	0	8

Fonte: próprio autor (2018).

#### Tabela 6.10 - Grupo 4 de possíveis opções a serem selecionadas pelo técnico quando da

análise de uma linha

Conceito*	N <sub>i</sub>	$P_{a,i}$
Adequado	1	1
Desajustado	0,25	6
Não funciona	0	8

Fonte: próprio autor (2018).

Conceito*	N <sub>i</sub>	P <sub>a,i</sub>
Adequado	1	1
Inadequado	0	8

Fonte: próprio autor (2018).

	Linha	P <sub>i</sub>	Grupo de Conceitos Aplicável
1	Aspecto da pintura	1	1
2	Existência de pontos de corrosão (tanques e radiadores)	2	2
3	Alinhamento e ancoragem estrutural (travamento mecânico do equipamento, tirantes dos radiadores e acessórios)	0	5
4	Vibrações, ruídos, deslocamentos e deformações mecânicas externas	0	5
5	Pontos de aterramento (conexões e estado)	5	5
6	Equalizadores de potencial	5	5
7	Existência de rotulagem de PCB	0	5
8	Funcionamento dos registros (amostragem de óleo, radiadores, de tratamento etc)	0	1
9	Limpeza das buchas	2	1
10	Quebras e trincas em buchas e isoladores	5	2
11	Vazamentos de óleo em buchas	2	3
12	Nível de óleo das buchas	5	5
13	Conexões de buchas de AT, MT e BT	5	1
14	Caixa de secundário de TCs de bucha (bornes e conexões)	3	1
15	Armários/gabinetes de controle do transformador (limpeza e vedação)	1	1
16	Resistência de aquecimento dos armários	2	5
17	Bornes, conexões do sistema de proteção e controle (estado)	2	5
18	Leituras dos indicadores de termômetros (enrolamentos e óleo)	5	4
19	Indicações de nível de óleo do tanque principal e do comutador e/ou funcionamento	3	4
20	Indicação/status do dispositivo de alívio de pressão (contatos) e/ou funcionamento	2	4
21	Indicação e contatos do relé de fluxo do comutador e/ou funcionamento	5	4
22	Indicação e contatos do acúmulo de gás e fluxo do relé de gás e/ou funcionamento	7	4

### Tabela 6.12 – Pesos $P_i$ e $P_{a,i}$ para cada linha (continua)

	Linha	P <sub>i</sub>	Grupo de Conceitos Aplicável
23	Indicador de ruptura de bolsa ou membrana do conservador e/ou funcionamento	5	4
24	Medições de fator de potência e capacitância do <i>tap</i> capacitivo das buchas e/ou funcionamento	5	5
25	Sistema de fibra óptica (conexões e estado)	2	5
26	Funcionamento correto de ventiladores (vazão, ruído, vibração)	6	1
27	Funcionamento de bombas hidráulicas (vazão e ruído, vibração)	6	1
28	28 Funcionamento de radiadores, com válvulas posicionadas corretamente (abertas)		1
29	Nível de óleo do tanque principal		5
30	Existência de vazamentos de óleo	6	3
31	Sistema de vedação de óleo (estado)	3	1
32	Manutenção da pressão positiva em transformadores com colchão de gás	2	5
33	Dispositivo de secagem de ar (estado, sílica-gel e filtro de óleo)	2	1
34 Limpeza dos armários/gabinetes de controle do comutador (CDC)		1	1
35	Funcionamento do CDC	5	5
36	Dispositivo de secagem de ar do CDC (estado, sílica-gel e filtro de óleo)	2	1
37	Bornes, conexões do comutador (estado)	3	5
38	Resistência de aquecimento dos armários do comutador	1	5
39	A posição do CDST corresponde à esperada	5	5
40	A posição do CDC corresponde à esperada	3	5

Tabela 6.12 – Pesos  $P_i$  e  $P_{a,i}$  para cada linha (continuação)

Fonte: próprio autor (2018).

#### 6.4 Contagem de partículas

As partículas em suspensão têm um efeito prejudicial às propriedades dielétricas dos óleos isolantes, dependendo do seu tamanho e da sua natureza (metálicas ou não metálicas) e podem propiciar o surgimento de descargas parciais. A determinação da quantidade de partículas [27,55] em função do tamanho das mesmas (2 a 100  $\mu$ m, [55]) é importante para a avaliação da contaminação do óleo isolante por partículas sólidas provenientes de deficiências dos processos fabris e de má limpeza dos equipamentos, da degradação do óleo isolante e de materiais utilizados na confecção destes, e ainda para a avaliação da eficiência dos processos

de tratamento do óleo. Os resultados para análise são obtidos com um contador de partículas e com procedimentos padronizados dos ensaios descritos em [55].

Os parâmetros desenvolvidos para o ensaio de contagem de partículas são apresentados na Tabela 6.13 e na Figura 6.4, variando com o nível de tensão nominal do equipamento, apresentando resultados em número de partículas por 100 mL de óleo.

Tabela 6.13 – Conceitos e faixas de valores para o ensaio de contagem de partículas em função da classe de tensão

Faixa de valores para o ensaio de contagem de partículas, CP (partículas / 100 mL de óleo)			Faixa de	
	V ≤ 72,5 kV	72,5  kV < V < 242  kV	$242 \text{ kV} \le \text{V}$	valores de nota
A (excelente)	$0 \le CP \le 15.000$	$0 \le CP \le 10.000$	$CP \le 5.000$	$1,00 \le n \le 0,90$
B (bom)	$15.000 < CP \le 25.000$	$10.000 < CP \le 20.000$	$5.000 < CP \le 15.000$	$0,90 \le n < 0,75$
C (marginal)	$25.000 < CP \le 35.000$	$20.000 < CP \le 30.000$	$15.000 < CP \le 25.000$	$0,75 \le n < 0,60$
D (ruim)	$35.000 < CP \le 45.000$	$30.000 < CP \le 40.000$	$25.000 < CP \le 35.000$	$0,60 \le n < 0,25$
E (péssimo)	$45.000 < CP \le 55.000*$	$40.000 < CP \le 55.000*$	$35.000 \le CP \le 55.000*$	$0,25 < n \le 0^*$

\*Nota: ver função injetora mostrada na Figura 6.4. Valores acima de 55.000 também tem nota zero (0)

Fonte: próprio autor (2018).

Figura 6.4 - Notas e faixas de valores para o ensaio de contagem de partículas



Fonte: Marques, A.P. (2017) [3].

#### 6.5 Grau de polimerização do papel

Conforme dito anteriormente, a vida útil do transformador está diretamente associada a integridade de sua isolação celulósica, ou seja, do papel isolante que envolve os condutores que compõem os enrolamentos da parte ativa. A medição do grau de polimerização da celulose (GP) permite inferir o real estado desta isolação e, consequentemente, a perda de vida da mesma. Espera-se que o papel isolante de um transformador novo, após ser submetido a todos os processos fabris de secagem e ensaios finais de recebimento em fábrica, apresente um GP maior do que 1000, ou seja, que o polímero da celulose seja composto por mais de 1000 monômeros.

A medição do grau de polimerização (número de monômeros de  $\beta$ -glicose anidra, C<sub>6</sub>H<sub>10</sub>O<sub>5</sub>, na molécula da celulose), de materiais celulósicos novos e envelhecidos, utilizados na isolação elétrica de transformadores de potência, é realizada de acordo com [24]. Salientase que o ensaio é realizado por meio de amostras de papel tipo *kraft* que devem ser coletadas em pontos do enrolamento que tenham sido submetidos às maiores temperaturas (usualmente na região superior do equipamento) e, consequentemente, estejam mais envelhecidas.

Com embasamento em referências da literatura [24,27,56] e em vários estudos de casos reais da concessionária de energia elétrica citada, foi desenvolvida nesse trabalho, a Equação (6.9), para atribuição de uma nota individual  $n_{GP}(GP)$ , em função do valor de grau de polimerização do papel (GP).

$$n_{GP}(GP) = 1,029775 - 2,49544 \cdot e^{-0,0035436 \cdot GP}$$
(6.9)

Os parâmetros desenvolvidos para o ensaio de grau de polimerização do papel são apresentados na Tabela 6.14.

Conceito	Faixa de valores do grau de polimerização (GP)	Faixa de valores de nota
A (excelente)	$900 \le GP \le 1.200^*$	$0,93 \le n \le 1,00$
B (bom)	$600 \le GP < 900$	$0,73 \le n < 0,93$
C (marginal)	$450 \le GP < 600$	$0,52 \le n < 0,73$
D (ruim)	$330 \le GP < 450$	$0,25 \le n < 0, 52$
E (péssimo)	$0 \le GP < 330$	$0,00 \le n < 0,25$

Tabela 6.14 – Critérios para o ensaio de grau de polimerização do papel

\*Nota: valores acima de 1200 também recebem nota 1,00.

Fonte: próprio autor (2018).

Na Figura 6.5 [50] são ilustrados exemplos de: a) uma amostra de um papel novo, evidenciando uma estrutura íntegra e capaz de suportar esforços mecânicos e eletrodinâmicos; b) um papel em final de vida útil, com estrutura bastante degradada; e c) representação da estrutura molecular do polímero da celulose, em que *n* equivale ao número de monômeros.

Figura 6.5 – Ilustração de: a) papel novo; b) papel em final de vida; e c) polímero da celulose



#### 6.6 Teor de Dibenzil-Dissulfeto

Nos últimos anos, falhas inesperadas em transformadores do setor elétrico de várias partes do mundo levaram a identificação da formação de sulfeto de cobre depositado sobre os condutores dos enrolamentos, provocando redução de isolamento entre espiras adjacentes, surgimento de descargas parciais que, neste estágio, geralmente evoluem rapidamente para curto-circuito e consequente falha do equipamento. A presença do Dibenzil-Dissulfeto (DBDS) no óleo propicia a formação do sulfeto de cobre, sendo a sua variação com o tempo um parâmero para se disparar ações preventivas para se evitar possiveis falhas.

A norma técnica ABNT NBR 16412/2015 [57] especifica o método de ensaio para determinação do teor de Dibenzil-Dissulfeto (DBDS - dissulfeto aromático contendo dois núcleos benzênicos com fórmula molecular  $C_{14}H_{14}S_2$ , massa molecular de 246 e ponto de fusão de 71 °C a 72 °C) em óleo mineral isolante, por cromatografia em fase gasosa.

Os parâmetros desenvolvidos para o ensaio de teor de Dibenzil-Dissulfeto (DBDS) para o diagnóstico em transformadores de potência são apresentados na Tabela 6.15 e na Figura 6.6.

Conceito	Faixa de valores DBDS (mg/kg de óleo)	Faixa de valores de nota
A (excelente)	$0 \le DBDS \le 10$	$1,00 \ge n \ge 0,90$
B (bom)	$10 < DBDS \le 20$	$0,90 > n \ge 0,75$
C (marginal)	$20 < DBDS \le 50$	$0,75 > n \ge 0,60$
D (ruim)	$50 < DBDS \le 100$	$0,60 > n \ge 0,25$
E (péssimo)	$100 < DBDS \le 150^*$	$0,25 > n \ge 0^*$

Tabela 6.15 – Critérios para classificação dos ensaios de teor de DBDS

\*Nota: valores acima de 150 também recebem nota 0 (zero). Fonte: próprio autor (2018).





Fonte: Marques, A.P. (2017) [3].

#### 6.7 Análise de resposta em frequência

A técnica de análise de resposta em frequência (designada FRA, em inglês) é sensível às variações na disposição dos componentes dos enrolamentos (camadas, espiras, lides), por estimular, com frequências variadas (varredura), e medir respostas decorrentes das capacitâncias e indutâncias naturais dos enrolamentos, as quais são construtivamente dependentes das suas dimensões de projeto do equipamento. Daí a sensibilidade desta técnica às deformações físicas, por efeitos mecânicos ou eletrodinâmicos, destes componentes. Por concepção, a técnica de FRA só pode ser utilizada com o equipamento desenergizado e

desconectado do sistema. Presta-se a diagnósticos de deformações no enrolamento, as quais podem ter ocorrido, por exemplo, devido a impactos mecânicos durante o transporte do equipamento ou por efeitos eletrodinâmicos de curtos-circuitos, quando em operação.

O ideal é que se faça, para referência, os ensaios de FRA ainda em fábrica, quando de ensaios de recebimento, para que sejam uma assinatura de referência para o equipamento e possibilitem, com isso, futuras comparações e diagnósticos precisos.

O método de análise de resposta em frequência utilizado neste trabalho baseou-se na adaptação do método existente com os parâmetros da norma técnica – Padrão Chinês de Análise do FRA – Norma DL/T911-2004 [58], da República Popular da China. O algoritmo avalia a similaridade de duas respostas em frequência de enrolamentos de transformadores (duas assinaturas) pelo cálculo dos fatores *RLF* (Baixa Frequência), *RMF* (Média Frequência) e *RHF* (Alta Frequência), da Tabela 6.17 [59]. Para entendimento básico do cálculo que envolve esse algoritmo, o cálculo dos fatores foi de acordo com (6.10) a (6.13) [59].

$$Dx = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} [X(i) - \frac{1}{N} \sum_{j=0}^{N-1} X(j)]^2$$
(6.10)

$$Dy = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} [Y(i) - \frac{1}{N} \sum_{j=0}^{N-1} Y(j)]^2$$
(6.11)

$$LR_{xy} = \frac{D_x \times D_y}{\left(\sqrt{D_x D_y}\right)}$$
(6.12)

$$R_{xy} = \begin{cases} 10 & se \quad 1 - LR_{xy} < 10^{-10} \\ -\lg(1 - LR_{xy}) & em \ outros \ casos \end{cases}$$
(6.13)

Em que X(i), X(j), Y(i) e Y(j) são sequências comparáveis da resposta em frequência com comprimento N. O fator *Rxy* avalia, em diferentes valores das escalas, os fatores de avaliação do enrolamento, conforme os dados mostrados na Tabela **6.16** [59].

Fator de Avaliação do Enrolamento	Escala de Frequência
RLF (Baixa frequência)	1 kHz a 100 kHz
RMF (Média frequência)	100 kHz a 600 kHz
RHF (Alta frequência)	600 kHz a 1 MHz

Tabela 6.16 - Fatores de avaliação de enrolamentos de acordo com a norma DL/T911-2004

Fonte: norma DL/T911-2004 [58].

Usando os fatores de avaliação do enrolamento apresentados, as condições de deformação do enrolamento do transformador são definidas na Tabela 6.17, com as atribuições de conceitos "A" a "E" a cada um dos diagnósticos. Cabe ressaltar que, nesta tese de doutorado, adotou-se que a atribuição de uma eventual classificação com o conceito "E" fica a critério do especialista, uma vez que a referência utilizada [58], permite adaptar as classificações com os conceitos de "A" a "D" somente.

Grau de Deformação do	Frau de Deformação do Fator de Avaliação do Enrolamento	
Enrolamento		(Conceito)
Enrolamento normal	$RLF \ge 2,0 \text{ e } RMF \ge 1,0 \text{ e } RHF \ge 0,6$	A
Deformação leve	$2,0 > RLF \ge 1,0$ ou $0,6 \le RMF < 1,0$	В
Deformação óbvia	$1,0 > RLF \ge 0,6$ ou $RMF < 0,6$	C
Deformação severa	<i>RLF</i> < 0,6	D
Deformação muito severa	Critério baseado na experiência do	E
	especialista	

Tabela 6.17 – Avaliação de enrolamentos adaptada da norma DL/T911 – 2004

Fonte: próprio autor, 2018 (adaptada da norma DL/T911-2004 [58]).

Cabe ressaltar que, a análise de resposta em frequência é feita através da comparação de medições de um ensaio com um outro ensaio previamente realizado. Os conceitos "deformação severa", "muito severa", "deformação óbvia", "deformação leve" e "normal", com as classificações ("A" a "E") são atribuídos de acordo com a dissimilaridade apresentada entre os pares de magnitudes, para cada fase e faixa de frequências de uma fase.

Na Figura 6.7 é ilustrado um resultado de ensaio de análise de resposta em frequência (Magnitude *versus* frequência) realizado nos enrolamentos de baixa tensão de um transformador trifásico. Pode-se observar uma diferença substancial de assinaturas ao se comparar a da fase central (x2-x3) com as outras duas fases das extremidades, as quais apresentam sinais mais semelhantes entre si.





Fonte: próprio autor (2018).

#### 6.8 Termografia

A técnica de termografia se baseia na detecção de raios infravermelhos (calor) emitidos por pontos quentes. Neste trabalho, há especial interesse em conexões elétricas com maus contatos e/ou submetidos a carregamentos elétricos acima do suportável por estas.

Em função da grande massa térmica do tanque de transformadores, devido ao aquecimento da parte ativa e do óleo, com consequente emissão de raios infravermelhos por toda a superfície externa do equipamento, com dissipação de calor para o meio ambiente, não é possível localizar pontos quentes internamente aos mesmos. Entretanto, é possível constatar diferenças de temperatura entre diferentes regiões externas do transformador, as quais podem ser tanto devido às características do projeto do transformador como a anomalias, exigindo-se uma análise acurada, e sendo, via de regra, constatações mais informativas do que conclusivas.

Na Figura 6.8 é mostrado um resultado de uma inspeção termográfica, com respectiva foto digital de um transformador trifásico de 33,3 MVA e 138 kV, ilustrando a emissão de raios infravermelhos por toda a superfície externa do equipamento.



Figura 6.8 – Inspeção termográfica e foto digital de transformador trifásico de 138 kV.

Neste trabalho, dedica-se especial atenção às conexões das buchas destes equipamentos, sendo apresentados, a seguir, os critérios, notas e equações desenvolvidos nesta tese para se classificar os resultados das detecções de pontos quentes das conexões das buchas de transformadores.

Na análise termográfica de conexões, o mais importante é se determinar a elevação de temperatura destas em relação ao meio ambiente, ou seja, o gradiente de temperatura, o qual pode ser calculado por meio das medições de temperatura absoluta nas conexões (como as de buchas) e da temperatura ambiente na circunvizinhança das mesmas. Para tanto, emprega-se a Equação (6.14).

$$G_{con} = T_{abs} - T_{amb} \tag{6.14}$$

Sendo:

- *G<sub>con</sub>*, o gradiente de temperatura na conexão de bucha, dado em °C;
- $T_{abs}$ , a temperatura absoluta medida na conexão de bucha, dada em °C; e
- $T_{amb}$ , a temperatura ambiente no instante em que se obteve a medida de  $T_{abs}$ , igualmente dada em °C.

Fonte: próprio autor (2018)

Para a classificação dos resultados dos ensaios de termografia [60,75], com obtenção de notas e conceitos individuais para cada carregamento considerado e, ao final, uma nota e um conceito final a serem atribuídos ao equipamento em análise, utilizou-se o método SDPN – soma duplamente ponderada e normalizada – desenvolvido neste trabalho.

Cada grandeza – gradiente de temperatura em um determinado ponto do equipamento – recebe uma nota individual por meio de uma função injetora definida por partes. Os limites otimizados entre cada parte desta função se encontram relacionados na Tabela 6.18.

Tabela 6.18 – Valores otimizados dos limites das funções injetoras utilizadas para atribuição de notas individuais aos gradientes de temperatura

Limite	Valor
$v_{AB}$	0,9
$v_{\scriptscriptstyle BC}$	0,8
v <sub>cD</sub>	0,7
$v_{DE}$	0,4

Fonte: próprio autor (2018).

Para a classificação das notas individuais, atribuindo conceitos individuais correspondentes, empregam-se os critérios de classificação apresentados na Tabela 6.19.

Tabela 6.19 – Critérios para classificação individual dos gradientes de temperatura (GDs) em função do carregamento (CG)

Classificação (conceito)	Gradiente (°C)
A (excelente)	$GD \leq f(L_1, CG, K)$
B (bom)	$f(L_1, CG, K) < GD \leq f(L_2, CG, K)$
C (marginal)	$f(L_2, CG, K) < GD \leq f(L_3, CG, K)$
D (ruim)	$f(L_3, CG, K) < GD \le f(L_4, CG, K)$
E (péssimo)	$GD > f(L_4, CG, K)$

Fonte: próprio autor (2018).

Na Tabela 6.19, pode-se notar os limites das faixas determinados por funções de três variáveis, sendo utilizada uma variável *L* para cada limite. Os valores de *L*, para um carregamento de referência de 1,00 pu (nominal do equipamento), estão relacionados na Tabela

6.20. Estas funções, por sua vez, são definidas por meio da Equação (6.15), na qual se considera o gradiente de temperatura (GD) em função do carregamento (CG).

$L_1$	15
L <sub>2</sub>	25
L <sub>3</sub>	35
$L_4$	60

Tabela 6.20 – Possíveis valores da variável L da Equação (6.15) (Ref.: carregamento de 1,00 pu)

Fonte: próprio autor (2018).

$$f(L, CG, K) = \frac{L \cdot CG^2 \cdot (K + CG^2 \cdot L)}{K + L}$$
(6.15)

Sendo *K* uma constante que depende do material utilizado como condutor na conexão soba análise. Para o cobre, K = 234,5, enquanto que para o alumínio, K = 225 [50].

Uma vez atribuídas notas individuais às grandezas e obtidos os conceitos individuais, obtêm-se os pesos individuais  $p_i(g)$  correspondentes a cada grandeza g. Para tanto, empregase a Equação (6.15).

$$p_i(g) = CG_g \tag{6.15}$$

Sendo  $CG_g$  o carregamento correspondente à grandeza g.

Note-se que o peso individual atribuído a determinada grandeza é numericamente igual ao valor do carregamento correspondente. Isto é, se para determinado gradiente o carregamento é igual a 0,7 PU, por exemplo, o peso da grandeza correspondente a este gradiente é igual a 0,7.

Para a determinação dos pesos de cada nota individual n na composição da nota final, emprega-se a Equação (6.16).

$$p_n(n) = 3 \cdot e^{2,53775 \cdot n} + 0,59912 \tag{6.16}$$

Por fim, uma vez definidas as notas individuais e seus pesos e conceitos correspondentes, bem como o peso de cada grandeza e a nota final, utiliza-se a Tabela 6.21 para a classificação final do equipamento. Isto é, para atribuição de um conceito correspondente à sua nota final.

Conceito	Critério		
A (Excelente)	$N \leq 0,9$		
B (Bom)	$0,9 < N \le 0,8$		
C (Marginal)	$0,8 < N \le 0,7$		
D (Ruim)	$0,7 < N \le 0,4$		
E (Péssimo)	<i>N</i> < 0,4		

Tabela 6.21 – Critérios otimizados para classificação da nota final N

Fonte: próprio autor (2018).

Exemplificando, ao se fazer a inspeção termográfica nas conexões das buchas de alta tensão, de 138 kV, de um transformador, constituídas de cobre (K = 234,5), obteve-se o termograma apresentado na Figura 6.9. Pode-se observar no mesmo que o maior gradiente de temperatura das conexões foi na bucha central (conforme indicação da seta), na qual detectou-se um gradiente de temperatura de 34,9 °C (acima da temperatura ambiente).

Figura 6.9 – Termograma de inspeção em buchas de AT de transformador



Fazendo-se a análise do termograma obtido considerando-se três possíveis carregamento C (1,0 pu, 1,25 pu e 0,75 pu) no momento da realização da inspeção de termografia, utilizando os critérios da Tabela 6.19 e aplicando a Equação (6.15), chega-se aos critérios apresentados na Tabela 6.22, na qual são apresentadas, ao final, as respectivas classificações em função de cada carregamento C considerado.

Conceito	Critério	Critério	Critério
	para <i>C</i> = 0,75 pu	para <i>C</i> = 1,0 pu	para <i>C</i> = 1,25 pu
A (Excelente)	$G_{con} \leq 8,22$	$G_{con} \leq 15$	$G_{con} \leq 24,23$
B (Bom)	$8,22 < G_{con} \le 13,47$	$15 < G_{con} \le 25$	$24,23 < G_{con} \le 41,18$
C (Marginal)	$13,47 < G_{con} \le 18,57$	$25 < G_{con} \le 35$	$41,18 < G_{con} \le 58,68$
D (Ruim)	$18,57 < G_{con} \le 30,74$	$35 < G_{con} \le 60$	$58,68 < G_{con} \le 104,49$
E (Péssimo)	$G_{con} > 30,74$	$G_{con} > 60$	$G_{con} > 104,49$
Classificação:	Ε	С	В

Tabela 6.22 – Critérios para K = 234,5 (cobre) e C = 1,0 pu, C = 1,25 pu e C = 0,75 pu

Assim, com base na Tabela 6.22, foram obtidas as seguintes classificações em função dos carregamentos considerados:

- a) Para um carregamento C = 0,75 pu: conceito E (péssimo);
- b) Para um carregamento C = 1,00 pu: conceito C (marginal);
- c) Para um carregamento C = 1,25 pu: conceito B (bom).

Desta forma, fica bem claro a importância de se analisar os resultados de termografia em função do carregamento elétrico através do ponto de interesse.

As funções injetoras desenvolvidas para o cobre e para o alumínio, para os três carregamentos considerados no exemplo anterior (0,75 pu, 1,00 pu e 1,25 pu), são apresentadas nas Figura 6.10 e 6.11.



Figura 6.10 – Funções injetoras para a atribuição de notas individuais para K = 234,5 (cobre)

Figura 6.11 – Funções injetoras para a atribuição de notas individuais com K = 225 (alumínio)



Note-se, comparando as Figuras 6.10 e 6.11, que as mudanças nos limites das funções injetoras são muito sutis.

#### 6.9 Considerações finais - técnicas complementares

Para a validação destes critérios de classificação foram analisados vários estudos de campos e em laboratório, evidenciando a aplicabilidade prática e a eficiência dos métodos utilizados nestes estudos sobre as técnicas complementares.

Portanto, cabe ressaltar a contribuição destes parâmetros nos diagnósticos de transformadores de potência, complementando os estudos existentes na literatura, explicitando o adequado rigor para análise do sistema isolante destes equipamentos, em conjunto com os critérios de engenharia de manutenção, modelando assim as análises realizadas por especialistas, que em alguns casos variam com a idade e com o nível da tensão elétrica destes equipamentos.

### Capítulo 7: Integração de técnicas preditivas para o diagnóstico otimizado em transformadores de potência

#### 7.1 Introdução

Este capítulo apresenta a integração de técnicas preditivas para o diagnóstico otimizado de transformadores de potência, com os desenvolvimentos dos parâmetros apresentados nos capítulos anteriores.

O acompanhamento do estado bem como das condições operativas de transformadores de potência, que são equipamentos estratégicos e de custo elevado, é de fundamental importância para garantir o fornecimento adequado de energia elétrica. Para isto, é necessário reunir informações suficientes relativas as partes integrantes de cada transformador, as quais podem ser obtidas empregando-se um conjunto de técnicas preditivas que permitam uma visão holística destes equipamentos, para se fazer uma avaliação acurada, o diagnóstico e a classificação de seus estados, permitindo, em decorrência disto, o acompanhamento e o correto planejamento ao que tange à manutenção preventiva destes.

Sendo assim, a aplicação destas técnicas permite avaliar as características e as propriedades dos diversos componentes do equipamento; verificar indicativos e tendências de defeitos e de falhas incipientes; e intervir antecipadamente quando se constatar que determinado transformador apresenta tendência ou se encontra na iminência de falhar. Com estas ações, também se evita, por outro lado, intervenções precoces e substituições de componentes que ainda apresentem boas condições de uso.

Nesse sentido, esta tese de doutorado também tem como objetivo fornecer os parâmetros e as regras que foram utilizados no desenvolvimento de um Sistema Especialista em Diagnóstico de Transformadores de Potência imersos em óleo mineral isolante (denominado SEDTrafo), e aplicá-lo como uma ferramenta computacional para auxílio às equipes de manutenção [14]. Nessa ferramenta, pode-se constatar a praticidade de implementação desta metodologia, havendo interação entre as principais técnicas preditivas aplicadas nos diagnósticos destes importantes equipamentos do sistema elétrico, utilizando o novo método de classificação, denominado de SDPN (Soma Duplamente Ponderada Normalizada), conforme é apresentado no Apêndice B.

Na literatura existente, são apresentadas algumas informações sobre diferentes *softwares* utilizados em diagnósticos de transformadores [14]. Porém, constata-se que há carência de

esclarecimentos quanto aos critérios, às funcionalidades e às metodologias utilizadas, o que dificulta a classificação precisa dos transformadores, além de não se levar em consideração parâmetros importantes como idade, tensão e potência elétrica dos equipamentos. Neste trabalho, tem-se essas informações e também se propõe o diagnóstico e ações recomendadas como subsídio às equipes da área de manutenção, com grande potencial para aplicação dentro das empresas mantenedoras do sistema elétrico, proporcionando maior praticidade e sustentação técnica ao especialista da área de manutenção e apoio à tomada de decisão em relação a intervir ou não no equipamento.

## 7.2 Integração das principais técnicas preditivas aplicadas em diagnóstico de transformadores de potência

Nesta tese de doutorado é apresentada a integração de onze técnicas preditivas, com o desenvolvimento de equacionamentos e de critérios de classificação de vinte e sete grandezas, aplicadas em diagnóstico de transformadores de potência, utilizando os métodos SDPN (Soma Duplamente Ponderada Normalizada) ou o pior caso, conforme apresentado na Tabela 7.1 e descrito anteriormente. Ressaltando-se que foram consideradas: as análises estatísticas obtidas do banco de dados da concessionária de energia elétrica local; estudos na área, guias e normas técnicas, como [9,15,24,76-81]; e a experiência de analistas da área de engenharia.

Descrição da técnica preditiva		Método SDPN	Método de pior caso
a) Análise d	e gases dissolvidos em óleo (AGD)		De acordo com a abordagem
			combinada IEEE e IEC
<ul> <li>b) Detecção método d</li> </ul>	de descargas parciais (DP) pelo e emissão acústica (EA)	Х	
c) Ensaios f	ísico-químicos (FQ), compostos por:		
- Tensão i	nterfacial (TI)		
- Indice de	e neutralização (IN)		
- Indice de	e cor (IC)	v	
- Fator de	dialátrica (PD)	Λ	
- Rigiuez			
- Densidad	de (D)	Característica do tipo do óleo isolante	
d) Ensaios e	létricos (EE), compostos por:		
- Resistên	cia de isolamento (RI)	Х	
- Fator de	potência de isolamento (FP)	X	
- Corrente	de excitação (CE)		Х
- Relação	de transformação de espiras (RT)		Х
- Resistên	cia elétrica dos enrolamentos (RE)		Х
- Ensaio condensi	de fator de potência em buchas ivas (FP-BU)		
- Ensaio d (C-BU)	le capacitância em buchas condensivas	Х	
- Ensaio d condensi	le resistência de isolamento em buchas ivas (RI-BU)		
- Índice de	e polarização (IP)	Х	
- Índice de	e absorção (IA)	Х	
- Descarga	a Dielétrica (DD)	Х	
e) Termogra	afia (TMG)	Х	
f) Inspeções	s visuais e verificações locais (IV)	Х	
g) Análise d	e resposta em frequência (FRA)		Х
h) Outros er	saios (OE), compostos por:		
- Contagen	n de partículas (CP)		Х
- Grau de p	polimerização do papel (GP)		Х
- Teor de I	Dibenzil-Dissulfeto (DBDS)		Х
i) Carregam	nento do transformador (CRG).		Em função da perda de vida
			útil

Tabela 7.1 – Descrição das onze técnicas preditivas (com vinte e sete grandezas), com os respectivos métodos utilizados na classificação "A" a "E"

Fonte: próprio autor (2018).

Desta forma, são consideradas a avaliação e a classificação (identificadas de C1 a C11 na Figura 7.1) dos equipamentos em relação à integração das técnicas preditivas [14], descritas nas Figuras 7.1 e 7.2 (e suas respectivas siglas):

- a) Análise de Gases Dissolvidos em Óleo (AGD);
- b) Detecção de Descargas Parciais (DP) Pelo Método de Emissão Acústica (EA);
- c) Ensaios Físico-Químicos (FQ), compostos por:
  - Tensão Interfacial (FQ\_TI),
  - Índice de Neutralização (FQ\_IN),
  - Índice de Cor (FQ\_IC),
  - Fator de Potência (FQ\_FP),
  - Rigidez Dielétrica (FQ\_RD),
  - Teor de Água (FQ\_TA), e
  - o Densidade (D);
- d) Ensaios Elétricos (EE), compostos por:
  - Resistência de Isolamento (EE\_RI),
  - Fator de Potência de Isolamento (EE\_FP),
  - Corrente de Excitação (EE\_CE),
  - Relação de Transformação de Espiras (EE\_RT),
  - Resistência Elétrica dos Enrolamentos (EE\_RE) e
  - ensaios de Fator de Potência, Capacitância e Resistência de Isolamento em Buchas Condensivas (EE\_BU);
- e) Termografia (TMG);
- f) Inspeções Visuais e Verificações Locais (IV);
- g) Análise de Resposta em Frequência (FRA);
- h) Outros Ensaios (OE), compostos por:
  - Contagem de Partículas (CP),
  - o Grau de Polimerização do Papel (GP), e
  - Teor de Dibenzil-Dissulfeto (DBDS);
- i) Estudos de Carregamento (EC).



Figura 7.1 – Integração das principais técnicas preditivas aplicadas em diagnóstico de transformadores de potência

Figura 7.2 - Ensaios físico-químicos (FQ) com a descrição das seis grandezas analisadas



Fonte: próprio autor (2018).

Cabe ressaltar que o ensaio de resistência de isolamento (Figura 7.3) apresenta, além das resistências medidas entre enrolamentos e destes para a terra, a análise das grandezas índice de polarização (IP), índice de absorção (IA) e descarga dielétrica (DD). Por sua vez, os ensaios de

Fonte: próprio autor (2018).

fator de potência, capacitância e resistência de isolamento de buchas (BU) foram acrescentados à técnica de ensaios elétricos, por serem as buchas importantes componentes da isolação do transformador e em virtude das elevadas estatísticas de falhas identificadas nestas.



Figura 7.3 – Ensaios elétricos (EE) com a descrição dos seis subconjuntos de ensaios analisados

Fonte: próprio autor (2018).

A análise em conjunto dos resultados de todas essas técnicas (ilustradas na Figura 7.1) utilizando critérios de Engenharia de Manutenção é de fundamental importância no diagnóstico do equipamento, visto que a fragilidade de uma técnica em certo quesito é compensada pela sensibilidade de outra. Isto é, determinadas anomalias – em função de sua natureza – podem ser detectadas por algumas técnicas e por outras não. O cruzamento adequado dos resultados da aplicação das técnicas subsidia a avaliação emitida pelos especialistas.

## 7.3 Diagnóstico com o cruzamento entre as possíveis causas, efeitos, resultados de ensaios, e componentes/localizações possivelmente afetados

O diagnóstico final deve ser realizado por meio do cruzamento entre as possíveis causas, efeitos, resultados de ensaios e componentes/localizações possivelmente afetados para fins de determinação de um diagnóstico a ser utilizado como subsídio para a tomada de decisão.

Na Figura 7.4 são ilustrados os componentes do transformador e respectivas técnicas utilizadas para detecção de anomalias em cada um, evidenciando-se a importância de uma visão holística e integrada dos componentes do equipamento para um diagnóstico completo.



Figura 7.4 – Componentes do transformador e respectivas técnicas utilizadas

Sendo assim, neste trabalho foi desenvolvido uma ferramenta computacional, para facilitar a análise final, onde os ensaios, uma vez classificados previamente, por meio da atribuição de notas e conceitos adequados, são correlacionados aos problemas aos quais são sensíveis, habilitando ou desabilitando linhas de diagnóstico de acordo com as informações fornecidas pelo usuário. O diagnóstico consiste basicamente em um conjunto de linhas contendo relações entre efeitos, possíveis causas e componentes/localizações possivelmente afetados, que são apresentadas na Tabela 7.2, e exemplificadas na Tabela 7.3, embora parcialmente, pois são apresentados apenas um exemplo de cada efeito/possível causa (em função da grande variedade existente) com o diagnóstico para auxiliar o especialista na tomada de decisão em relaçõo ao transformador sob análise.

Fonte: próprio autor (2018).
Componentes	Tipos e localizações possivelmente afetadas			
Buchas	Condensivas Não condensivas			
	Comutador de Comutador de Comutado			
Comutadores	derivação com carga	derivação com carga	derivação sem	
	(CDC)/Seletora	(CDC)/Comutadora	tensão (CDST)	
Condutores	Enrolamentos Lides Painéis de liga			
Tanques e estruturas	Ferragens Tanques			
Dielétricos	Isolação sólida Papel Óleo			
Circuito magnético	Núcleo			
Sistema de	Sistema da refrigeração			
Arrefecimento	Sistema de remgeração			
Proteção e controle	Sistema de proteção	Varistor	es	

Tabela 7.2 – Cruzamento entre os componentes, os tipos e as localizações possivelmente

## afetadas

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela 7.3 – Ilustração de alguns exemplos de efeitos, possíveis causas, e as técnicas preditivas integradas (que auxiliam no diagnóstico final)

Efeitos gerais	Exemplos de efeitos específicos	Exemplos de possíveis causas	Técnicas integradas
Curto-circuito	Curto-circuito com alta impedância entre condutores ou espiras de mesmo enrolamento	Degradação do papel e/ou do óleo	FRA, DP, FQ, AGD
Circuito magnético	Núcleo com magnetização residual, fluxo remanente	Circulação de corrente contínua nos enrolamentos (sistêmicas ou de ensaios)	EE_CE
Redução de seção em condutor	Condutor com fio(s) rompido(s), com redução de seção transversal	Esforços eletrodinâmicos/térmicos de curtos-circuitos	EE_RE, FRA, DP, AGD
Circuito aberto	Circuito aberto (condutores, conexões)	Esforços eletrodinâmicos/térmicos de curtos-circuitos	EE_RT, EE_RE, EE_CE, FRA, DP
Aterramento	Aterramento flutuante do núcleo	Falha no aterramento do núcleo (mau contato ou desaterrado)	DP, AGD
Mau contato	Mau contato em conexões internas	Curtos-circuitos externos (erosão de conexões)	EE_RE
Sobreaquecimento	Sobreaquecimento localizado/pontual inferior a 300 °C	Sobrecarga	AGD, EC_SBC
Descargas elétricas	Descargas Parciais	Partículas metálicas em suspensão	DP, CP, AGD
Dielétricos Degradação do óleo		Presença de umidade (problemas de selagem ou em secadores de ar)	EE_FP, EE_RI, FQ, FQ_RD, FQ_TA

Fonte: próprio autor (2018).

Efeitos gerais	Exemplos de efeitos específicos	Exemplos de possíveis causas	Técnicas integradas
Buchas condensivas	Curto-circuito entre seções capacitivas da bucha	Evolução de descargas parciais e/ou surtos de tensão com disrupção dielétrica	EE_BU
Sistema de selagem	Problemas relativos ao sistema de selagem do transformador	Corrosão de partes metálicas, porosidades em solda do tanque, com penetração de ar atmosférico	AGD (O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> )
Condições mecânicas de tanques, estruturas e componentes	Comunicação entre o tanque principal e o tanque da chave comutadora	Características construtivas permitindo comunicação entre os tanques	AGD (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> )
Proteção e controle	Falha/defeito em varistores	Ruptura na conexão, mau contato	DP, AGD

Tabela 7.3 – Ilustração de alguns exemplos de efeitos, possíveis causas, e as técnicas preditivas integradas (que auxiliam no diagnóstico final) (continuação)

Fonte: próprio autor (2018).

A macroestrutura para a análise completa (com o cruzamento de todos os tipos de efeitos, possíveis causas, e técnicas integradas aplicadas) é apresentada na Figura 7.5, com os seus elementos básicos, desde a entrada das informações referentes aos resultados das técnicas (dos ensaios, estudos de carregamento e inspeções), até a obtenção do diagnóstico.





Fonte: próprio autor (2018).

A partir da Figura 7.5, verifica-se que os resultados dos ensaios, isto é, suas classificações (notas e conceitos) correspondentes, são previamente submetidos a um conjunto de regras de cruzamento, que, dependendo das condições satisfeitas, habilitam ou desabilitam linhas de diagnóstico. Estas linhas, como supracitado, consistem em uma relação entre possíveis causas, efeitos e componentes/localizações possivelmente afetados. A este conjunto de informações, devidamente destacado pela área delimitada na Figura 7.5, denomina-se diagnóstico, que provê subsídios para a tomada de decisão.

Ademais, o diagnóstico obtido na ferramenta computacional pode ser depurado pelo próprio usuário, quando possível e necessário, por meio da aplicação de filtros que possibilitem a seleção das linhas de diagnóstico de acordo com os componentes/localizações possivelmente afetados. Deste modo, quando, por exemplo, o diagnóstico emitido relaciona um conjunto de defeitos relacionados à atividade de descargas elétricas de baixa energia em diversos possíveis componentes, mas o especialista tem indícios (ou suspeita) de que a localização do problema está no núcleo magnético, é possível direcionar ainda mais o diagnóstico, selecionando, para tanto, o(s) componente(s) mais prováveis. Sendo assim, no exemplo, podem ser aplicados os filtros necessários pelo usuário para direcionar o diagnóstico para o núcleo, de modo a tornar as informações apresentadas ainda mais objetivas. Isto posto, o auxílio à tomada de decisão se torna ainda mais eficiente ao permitir o refino do diagnóstico levando-se em conta a expertise do especialista, sobretudo em situações em que se tem poucos resultados das técnicas para fornecer ao programa computacional.

As regras de cruzamento foram definidas de modo que, de acordo com a sigla marcada na intersecção entre determinada linha de diagnóstico e a coluna de ensaio (Figura 7.6), esta linha seja habilitada ou desabilitada. Para tanto, empregam-se três siglas (N, S, X), com os seguintes impactos:

- a) "N": não afeta o cruzamento;
- b) "S": habilita efeitos/causas da linha correspondente quando o ensaio marcado com "S" apresentar resultado com classificação C, D ou E (marginal, ruim ou péssimo); e
- c) "X": Desabilita efeitos/causas da linha correspondente quando o ensaio marcado com "X" apresentar resultado com classificação A ou B (excelente ou bom).

Essas regras de cruzamento inseridas na ferramenta computacional são apresentadas nas Tabelas de 7.4 a 7.6. Sendo que, na Tabela 7.4, estão relacionadas as regras para quando houver no mínimo um "S" e um "X" na mesma linha. Enquanto que, na Tabela 7.5 têm-se as regras para quando houver apenas "S" e "N" na linha. Obviamente, havendo apenas "S", a linha em questão permanece habilitada. Ao contrário, havendo apenas "N", a linha permanece desabilitada.

Todas as linhas são, por padrão, desabilitadas. Se houver "S" e "X" na mesma linha, primeiro é feita a verificação do "S" (habilitar a linha) e, em seguida, a verificação do "X" (desabilitar a linha).

N	N	N	EE_FP:Capacitância, fator de dissipação/fator
N	N	N	EE_RI:Resistência do isolamento (de
N	N	N	EE_RI_RNTResistência do Isolamento Núcleo-
N	N	N	EE_RT:Relação de Transformação
N	N	N	EE_REResistência elétrica dos enrolamentos
N	N	N	EE_CE:Corrente de excitação
N	N	N	EE_BUFator de potência, capacitância e
S	s	s	FRA:Análise de resposta em frequência
S	s	s	DP:Detecção de DPs por emissão acústica
N	N	×	FQ: Conceito global
N	N	N	FQ_RD:Rigidez dielétrica
N	N	N	FQ_TA:Teor de água
N	N	N	FQ_FP:Fator de perdas (dissipação)
N	N	N	FQ_TI:Tensão interfacial
N	N	N	FQ_IN:Indice de acidez
N	N	N	FQ_IC:Indice de cor
N	N	N	CP: Contagem de Partículas
N	×	N	GP: Grau de polimerização do papel
N	N	N	DBDS:Teor de Dibenzil-Dissulfeto
N	N	N	AGD_D1Descargas de Baixa Energia
N	N	N	AGD_D2:Descargas de Alta Energia (Arcos)
N	N	N	AGD_ PD:Descargas Parciais
N	N	N	AGD_T1:Falha Térmica (T ≤ 300 °C)
N	N	N	<b>AGD_T2:</b> Falha Térmica (300 °C < T ≤ 700 °C)
N	N	N	AGD_T3:Falha Térmica (T > 700 °C)
s	s	s	AGD_DT:Combinação de Falha Térmica e
N	N	N	AGD:C02/C0 (condição positiva)
N	N	N	AGD:C02/C0 (condição negativa)
N	N	N	AGD:02/N2 (condição positiva)
N	N	N	AGD:C2H2/H2 (condição positiva)
N	N	N	TMG: Termografia
N	N	N	EC:Carregamento, perda de vida útil
N	N	N	EC: Carregamento máximo (Sobrecarga)
N	N	N	IV: Condições físicas e mecânicas dos
N	N	N	N: Buchas
N	N	N	N: Sistemas de proteção e controle
N	N	N	N: Sistema de arrefecimento
N	N	N	IV: Óleo isolante e sistema de vedação
N	N	N	N: Comutador

Figura 7.6 – Ilustração de utilização de siglas ("N", "S" e "X") para fins de cruzamento

Fonte: próprio autor (2018).

Conceito obtido em Ensaio com "S"	Conceito Obtido em Ensaio com "X"	<i>Status</i> da linha
A ou B	A ou B	Desabilitada
C, D ou E	A ou B	Desabilitada
sinf*	A ou B	Desabilitada
A ou B	C, D ou E	Desabilitada
C, D ou E	C, D ou E	Habilitada
sinf*	C, D ou E	Desabilitada
A ou B	sinf*	Desabilitada
C, D ou E	sinf*	Habilitada
sinf*	sinf*	Desabilitada

Tabela 7.4 – Regras para quando houver "S" e "X" na mesma linha

\*sinf: ensaio inconclusivo ou não realizado (sinf = sem informação) Fonte: pr

Fonte: próprio autor (2018).

Conceito obtido em Ensaio com "S"	Conceito obtido em Ensaio com "N"	<i>Status</i> da linha
A ou B	A ou B	Desabilitada
C, D ou E	A ou B	Habilitada
sinf*	A ou B	Desabilitada
A ou B	C, D ou E	Habilitada
C, D ou E	C, D ou E	Habilitada
sinf*	C, D ou E	Habilitada
A ou B	sinf*	Desabilitada
C, D ou E	sinf*	Habilitada
sinf*	sinf*	Desabilitada

Tabela 7.5 – Regras para quando houver somente "S" e "N" na linha

\*sinf: ensaio inconclusivo ou não realizado (sinf = sem informação) Fonte: próprio autor (2018).

Pelas regras dos ensaios marcados com "S" (Tabela 7.6), a linha será habilitada se o maior valor correspondente ao conceito obtido for igual ou superior a 3, na correspondência proposta. Enquanto que, pelas regras dos ensaios marcados com "X" (Tabela 7.6), a linha será desabilitada se o maior valor correspondente ao conceito obtido for igual ou inferior a 2, na correspondência proposta.

Regras utilizad habilitação	as no cálculo de ("S")	Regras utilizadas no cálcul desabilitação ("X")	
Conceito	Valor	Conceito	Valor
sinf	0	sinf	6
А	1	А	1
В	2	В	2
С	3	С	3
D	4	D	4
Е	5	Е	5

Tabela 7.6 – Regras utilizadas nos cálculos de habilitação ("S") e de desabilitação ("X")

Fonte: próprio autor (2018).

Destacam-se ainda os casos especiais, que exigem informações adicionais às apresentadas na Tabela 7.6 para que as linhas sejam habilitadas/desabilitadas adequadamente, a saber:

a) EC\_SBC: Sobrecarga: se SBC ≤ 1,0 interpretar como "A"; se SBC > 1,0 interpretar como "E";

- b) AGD\_razões de gases, transformador selado? (condição positiva): interpretar como "A" se o alerta não for ativado (ou o transformador não for selado); interpretar como "E" se o alerta for ativado (ou o transformador for selado); e
- c) AGD\_razões de gases, transformador selado? (condição negativa): interpretar como "A" se o alerta for ativado (ou o transformador for selado); interpretar como "E" se o alerta não for ativado (ou o transformador não for selado).

# 7.4 Estudo de caso 1: diagnóstico do transformador de potência TR6

Os resultados da integração dessas técnicas preditivas proporcionam um diagnóstico otimizado, com as classificações (conceitos de "A" a "E"), e as respectivas ações recomendadas na tomada de decisão, conforme apresenta a Tabela 2.4.

Nas Figuras 7.7 a 7.9 são ilustrados alguns resultados de um estudo de caso de um transformador de potência de 33,3 MVA, 138 kV/13,8 kV, com 22 anos de idade (denominado TR6), sobre as análises de gases dissolvidos em óleo e os ensaios físico-químicos realizados com o equipamento em operação em uma subestação de energia elétrica da empresa, de acordo com a classificação em *status* "com" ou "sem" considerar o histórico de ensaios, com a aplicação da ferramenta computacional (SEDTrafo).

Figura 7.7 – Estudo de caso de um transformador de potência (TR6) em operação em subestação de energia elétrica, coleta de amostras de óleo mineral isolante e instrumentos de ensaio para a análise de gases dissolvidos em óleo e para os ensaios físicos químicos



Fonte: próprio autor (2018).

Figura 7.8 – Análises de gases dissolvidos no TR6: a) classificação final; b) concentração de gases (ppm); c) classificação em relação aos gases dissolvidos em óleo; e d) classificação AGD – "com" e "sem" histórico, e a do especialista



	Classifica	Reamostragem (dias)				
Sem	Com Especialista Sugerida Especialista					
histórico	histórico	Especialista Sugerida Especialis				
С	A A 365 365					
Ação recomendada:						
Continuar a operar o equipamento normalmente						

<sup>(</sup>d)

Fonte: próprio autor (2018).



Classificação por Parâmetro						
	RD TI H20 FP COR				IN	
Conceito	В	В	В	С	С	A
Classificação Geral						
BBB						
Sugerida Especialista						
<b>Ação Recomendada:</b> Continuar a operar o equipamento, estando atento à evolução de resultados nos próximos registros						

(c)

Fonte: próprio autor (2018).

Para a tomada de decisão, a análise deve ser conjunta com todos os resultados das técnicas preditivas aplicadas no equipamento. No estudo de caso apresentado, em relação às análises de

gases dissolvidos (cromatografia) e de físico-químicas tem-se que: na classificação final, atribui-se a classificação "B", com a ação recomendada de continuar a operar o equipamento, estando atento à evolução de resultados nos próximos registros. Vale ressaltar que, embora no sistema especialista SEDTrafo tenha sido apresentada classificação "C" na condição sem histórico de AGD, trata-se apenas de variações na concentração de CO<sub>2</sub>, o que não configura problema. Sugere-se destacar as classificações finais apresentadas pelo especialista, devido às experiências diante de diferentes fatores sobre o histórico, projeto e a família do equipamento.

Os resultados da aplicação, no TR6, da técnica preditiva de descargas parciais por emissão acústica são ilustrados nas Figuras 7.10 e 7.11, com identificações dos números dos sensores (na cor preta) e a quantidade de evidências de contagem de DPs em cada sensor (na cor vermelha).

Figura 7.10 – Resultados dos Ensaios de descargas parciais por emissão acústica do TR6, ilustrando variação de energia com o tempo



Fonte: próprio autor (2018).



Figura 7.11 – Resultados dos Ensaios de DPs (EA) do TR6: localização dos pontos de DPs – visão tridimensional (x, y e z em metros) do paralelepípedo que envolve o transformador

Fonte: próprio autor (2018).

Os resultados dos valores individuais de classificação (C, S, P) de DPs (EA) do TR6 foram considerados dentro da normalidade, com níveis de energia aceitáveis e apresentando pontos de DPs dispersos pela parte ativa do equipamento, não caracterizando concentrações em pontos localizados, conforme se pode constatar na Figura 7.11.

Também foram aplicadas no TR6, para integrar o diagnóstico, as técnicas de contagem de partículas (CP), Dibenzil-Dissulfeto (DBDS), Termografia (TMG) e Estudos de Carregamento (EC) que apresentaram resultados satisfatórios, conforme é comentado na Tabela 7.7.

Resultados para o Transformador TR6					
Técnicas Preditivas	Classificação	Observações			
AGD Análise de Gases Dissolvidos	A	Resultados satisfatórios			
FQ Físico-Químicos	B Resultados satisfatórios				
CP Contagem de Partículas	CP Contagem de PartículasBResultados satisfatórios				
DBDS Dibenzil-Dissulfeto	B Resultados satisfatórios				
GP Grau de Polimerização	- Não se aplica: equipamento energizado				
DPs (EA) Descargas Parciais por Emissão Acústica	B Resultados satisfatórios				
EE Ensaios Elétricos	-	Não se aplica: equipamento energizado			
TMG Termografia	TMG B Resultados satisfatórios. Nenhuma anomalia detectada				
IV Inspeções e Verificações	IV e VerificaçõesBResultados satisfatórios. Nenhuma anomalia detectada				
EC Estudos de Carregamento	EC Estudos de CarregamentoBEquipamento operando em condições satisfatórias de carregamento e de perda de vida útil.				
Classificação Geral dada pelo Especialista: B					
<b>Diagnóstico:</b> Com base na integração das técnicas preditivas, conclui-se que o equipamento encontra-se em bom estado, com resultados satisfatórios e dentro da normalidade. Entretanto, há evidências de DPs e deve-se estar atento para evolução das mesmas.					
Ação Recomendada: Continuar a operar o equipamento, estando atento à evolução de resultados nos próximos registros					

Tabela 7.7 – Resultados das técnicas aplicadas para diagnóstico do TR6

Fonte: próprio autor (2018).

Assim, o diagnóstico final deste estudo de caso, resultou em equipamento dentro da normalidade para o TR6, de 33,3 MVA, 138 kV/13,8 kV, com 22 anos de idade, mas devendose estar atento a evolução de resultados nos próximos registros (Classificação B).

# 7.5 Estudo de caso 2: diagnóstico do transformador de potência TR7

Para evidenciar ainda mais a importância da integração das técnicas preditivas para o bom acompanhamento e manutenção dos transformadores, é apresentado este caso em que se preveniu, por meio da utilização destas, a falha (em processo avançado de evolução) de um transformador trifásico de 33,3 MVA, 138 kV/13,8 kV, denominado TR7.

Para isto, fez-se a integração das análises dos resultados de sete (07) técnicas preditivas para se obter um diagnóstico substancial:

- a) DPEA Descargas Parciais por Emissão Acústica;
- b) AGD Análise de Gases Dissolvidos,
- c) FQ Ensaios Físico-Químicos;
- d) EC Estudos de Carregamento;
- e) DBDS Dibenzil-Dissulfeto;
- f) IV Inspeção e Verificação; e
- g) TMG Termografia.

Na Figura 7.12 é ilustrado o ensaio de detecção de DPs (EA) no transformador TR7, instalado e em serviço em uma subestação de energia, e o abrigo especialmente fabricado para proteger de intempéries tanto a equipe de campo como os instrumentos de medição e o computador dedicado, e acoplado àqueles, para aquisição e armazenamento dos dados, bem como para se fazer a análise de resultados.

Figura 7.12 – Ilustração de: a) transformador trifásico de 33,3 MVA, 138 kV/13,8 kV, em subestação de energia, submetido a detecção de DPEA e abrigo com instrumentos de medição; b) interior do abrigo mostrando instrumentos para aquisição de DPs



(a)

Fonte: próprio autor (2018).

Os resultados da aplicação, no TR7, da técnica preditiva de descargas parciais por emissão acústica são ilustrados nas Figuras 7.13.a e 7.13.b com as identificações dos números dos sensores (na cor preta) e as evidências de DPs (na cor vermelha), podendo-se constar, respectivamente: a existência de DPs dispersas por grande região do equipamento; e uma concentração perigosa de DPs na região longitudinal dos enrolamentos, caracterizando risco de evolução das descargas parciais para disrupção dielétrica e curto-circuito entre espiras. Salientase que o nível de DPs (indicado pelos números em vermelho) é elevado e os resultados foram classificados como ruins (conceito "D").

Importante observar que ao se analisar o ciclo de carregamento completo de 24 horas ao qual o transformador estava submetido, constatou-se que o nível de DPs está diretamente associado ao nível de carregamento, ou seja, sendo maior na ponta de carga (maior carregamento).

Figura 7.13 – Resultados dos Ensaios de DPEA do TR7: localização dos pontos de DPs, sendo a) visão tridimensional (x, y e z em metros) do paralelepípedo que envolve o transformador, e b) vista da largura *versus* altura (z, y) do equipamento



Fonte: próprio autor (2018).

Os resultados obtidos por meio da técnica de AGD – Análise de Gases Dissolvidos, cuja coleta de amostra de óleo é ilustrada na Figura 7.14, apresentaram-se satisfatórios e foram classificados como bom (conceito "B"), não sendo essa técnica sensível à presença de descargas parciais – detectadas por DPEA –, caracterizando um exemplo de que a insensibilidade de uma técnica em um determinado quesito é compensada por outra quando se faz a integração das mesmas objetivando se fazer um diagnóstico.

Figura 7.14 – Coleta de amostra de óleo do TR7 para ensaios de AGD: a) processo; b) amostra colhida sem bolhas, como desejável



Fonte: próprio autor (2018).

Os resultados obtidos por meio da técnica de Ensaios Físico-químicos, levando-se em conta os seis (06) parâmetros que a compõem, são apresentados na Tabela 7.8, tendo recebido classificação geral ruim (conceito "D"), em função do alto fator de potência, o que sugere presença de partículas em suspensão no óleo e/ou de compostos polares.

Tabela 7.8 - Resultados dos Ensaios Físico-químicos (FQ) do TR7

Classificação por Parâmetro						
RD TI H20 FP COR IN						
Resultados 85 28 7 4,99 2,5 0,04						0,04
Conceito A B A E C B						В
Classificação Geral						
Sugerida: D Especialista: D						
Ação Recomendada:						
Programar retirada do equipamento de operação para inspeção interna,						
localização e correção de defeito						

Fonte: próprio autor (2018).

Na Figura 7.15 é ilustrado o perfil de carga, as temperaturas dos enrolamentos e do óleo obtidas no EC – Estudo de Carregamento realizado para o TR7, bem como o perfil de temperatura ambiente e *taps* em um ciclo completo de 24 horas. O estudo apresentou resultados satisfatórios tanto para o nível de carregamento como para a perda de vida útil (PVU), tendo sido classificados como bom (conceito "B").



Figura 7.15 – Perfil de carga e temperatura dos enrolamentos e do óleo do Estudo de Carregamento realizado para o TR7

O ensaio de DBDS de amostra de óleo também foi realizado, conforme ilustrado na Figura 7.16, e o resultado foi classificado como excelente (conceito "A"), reduzindo-se assim o risco de se ter formação de sulfeto de cobre nos enrolamentos.





Fonte: próprio autor (2018).

Na Tabela 7.9 é apresentada a classificação geral dos resultados concernentes às técnicas utilizadas no diagnóstico do TR7.

<b>Resultados para o Transformador TR7</b>				
Técnicas Preditivas	Classificação (Conceito)	Observações		
AGD Análise de Gases Dissolvidos	А	Resultados satisfatórios		
FQ Físico-Químicos	D	Resultados insatisfatórios em relação ao FP, fator de potência, havendo suspeita de presença de partículas em suspenção no óleo.		
CP Contagem de Partículas	-	Realizada posteriomente.		
DBDS Dibenzil-Dissulfeto	А	Resultados satisfatórios		
GP Grau de Polimerização	_	Não se aplica: equipamento energizado		
DPs (EA) Descargas Parciais por Emissão Acústica	D	Resultados insatisfatórios		
EE Ensaios Elétricos	-	Não se aplica: equipamento energizado		
TMG Termografia	В	Resultados satisfatórios. Nenhuma anomalia detectada.		
IV Inspeções e Verificações	В	Resultados satisfatórios. Nenhuma anomalia detectada		
EC Estudos de Carregamento	В	Equipamento operando em condições satisfatórias de carregamento e de perda de vida útil.		
Classificação Geral dada pelo Especialista: D				

Tabela 7.9 – Resultados das técnicas aplicadas para diagnóstico do TR7

## Diagnóstico:

Constatada a existência de descargas parciais dispersas em grande parte do equipamento com uma concentração perigosa de DPs na região longitudinal dos enrolamentos, caracterizando risco de evolução das descargas parciais para disrupção dielétrica e curtocircuito entre espiras. O nível elevado do fator de potência obtido nos ensaios físicoquímicos levando à suspeita de existência de partículas em suspensão no óleo e/ou de compostos polares. Isto é corroborado pelo incremento de DPs nos momentos de maior carregamento do ciclo, quando ocorre a intensificação da convecção do óleo, devido às maiores diferenças de temperatura, o que seria explicado pelo incremento de revolução das supostas partículas, em função da maior movimentação do óleo.

# Ação Recomendada: Programar retirada do equipamento de operação para inspeção interna, localização e correção de defeito

Fonte: próprio autor (2018).

Neste caso, só foi possível aplicar a técnica de contagem de partículas (CP) posteriormente, confirmando-se a hipótese levantada de presença de partículas em suspensão no óleo, constatando-se quantidade acima da recomendável de partículas, corroborando o diagnóstico.

Assim, este estudo de caso resultou em uma recomendação de retirada do equipamento de serviço para do TR7, de 33,3 MVA, 138 kV/13,8 kV, para intervenção e correção do defeito antes que evoluísse para falha. A recomendação foi acatada integralmente pela concessionária, que utilizou uma subestação móvel de 33,3 MVA para substituir o equipamento em serviço e uma máquina de termo-vácuo para filtrar várias vezes todo o volume de óleo do equipamento (já desenergizado), utilizando filtros adequadamente reticulados, compatível com o tamanho das partículas, resolvendo o problema e retornando o equipamento a operar normalmente após duas semanas de serviço. Durante todo o tratamento do óleo do transformador, houve acompanhamento das características deste por meio de análises físico-químicas de amostras de óleo.

# 7.6 Considerações finais – integração de técnicas preditivas

Cabe ressaltar que não basta apenas apresentarem-se os dados e os gráficos resultantes das técnicas preditivas sem se fazer a análise integrada, correlacionando as grandezas, as classificações individuais e as ações recomendadas em cada técnica, obtendo-se, ao final, uma visão geral, com diagnóstico acurado para auxiliar o analista a tomar uma decisão acertada de se intervir ou não no equipamento.

Sendo assim, o desenvolvimento deste trabalho contempla estas abordagens e contribui com os estudos existentes na literatura, mostrando-se a aplicação eficiente com a integração das técnicas preditivas, e com o emprego de método próprio de classificação, resultando em um desempenho satisfatório na área de manutenção destes equipamentos.

Portanto, conclui-se que a utilização desta metodologia desenvolvida contribui de forma significativa com a eficiência operacional e com a redução de custos sem intervenções desnecessárias nos equipamentos, visando, dessa forma, a diminuição nas interrupções não programadas e o aumento na qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

# Capítulo 8: Conclusões

Este trabalho atingiu o seu objetivo de desenvolver uma metodologia de diagnóstico otimizado de transformadores de potência, isolados em papel *kraft* e imersos em óleo mineral isolante, mediante a integração de técnicas preditivas, com métodos inéditos de classificação com resultados precisos e validados em campo e em laboratório, cujas conclusões são descritas a seguir.

No Capítulo 2, sobre o desenvolvimento na análise de gases dissolvidos em óleo, cabe ressaltar que:

- a) diante dos resultados obtidos em uma massa de dados maior, a qual considera transformadores inspecionados e não-inspecionados (ou seja, com condição presumida), constatou-se ser mais prudente – com base no algoritmo, corroborado pela expertise dos especialistas – reduzir os intervalos de reamostragem indicados no guia IEEE, dividindoos por um fator igual a dois (dobrando, portanto, a frequência de reamostragem), de forma a aumentar a precaução quanto às evoluções dos gases;
- b) a implementação desta abordagem não requer desenvolvimento computacional complexo, como aqueles necessários quando do emprego de técnicas de Inteligência Computacional, tais como Sistemas de Inferência Fuzzy, Redes Neurais, Algoritmos Evolucionários, dentre outras;
- c) os resultados empíricos obtidos por meio de comparação entre resultados de inspeção somados aos resultados presumido – e as propostas de diagnóstico oferecidas pelo procedimento elaborado neste trabalho apresentam taxas de acertos total e parcial consideráveis, cuja soma foi de 100% não tendo havido, assim, erro de diagnóstico de falha para o conjunto de testes utilizado; e
- a abordagem proposta neste trabalho proporciona, para as empresas do setor elétrico, de maneira prática (ilustrada no fluxograma da Figura 2.4), diagnósticos eficientes, visando diminuir as interrupções no fornecimento de energia elétrica, bem como preservar a vida útil desses equipamentos tão importantes para o sistema elétrico de potência.

Em relação ao Capítulo 3, sobre o novo método relacionado aos ensaios físico-químicos, conclui-se que além dos conceitos que dão subsídio à emissão de diagnósticos por parte do analista técnico especialista, tem-se acesso às notas individuais e finais, permitindo uma diferenciação entre amostras de óleo cujos conceitos globais ou individuais coincidam: duas

amostras cujos valores das grandezas são distintos, embora possam receber os mesmos conceitos, apresentarão notas diferentes, permitindo classificá-las convenientemente. Deste modo, as notas são parâmetros quantitativos para comparação das amostras: uma vez obtidas, tornam possível organizá-las em ordem crescente ou decrescente, referentes às classificações do óleo (que variam de "excelente" a "péssimo"), visando o acompanhamento da qualidade do óleo isolante, com apresentação das respectivas ações recomendadas para operação adequada dos transformadores de potência. Para esta técnica, obtiveram-se 93,58% de acertos para os conceitos finais das grandezas analisadas.

Diante do desenvolvimento de métricas para os ensaios de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica, apresentado no Capítulo 4, conclui-se que a alteração de 4 (quatro) para 5 (cinco) faixas de classificação, de "A" a "E", com o emprego da metodologia elaborada neste trabalho, se mostrou adequada, pois a mesma taxa de acertos for alcançada, com o percentual de classificações corretas obtido de 92,68%, o que é considerado satisfatório para um sistema de auxílio à tomada de decisão.

Complementando, não foi possível obter, no âmbito deste trabalho, um fator geral de correção dos parâmetros de DPs com relação ao carregamento, uma vez que tal fator depende das características estruturais e elétricas do equipamento. Essa observação foi feita comparando-se as inclinações das curvas de aproximação obtidas em diferentes estudos de casos. Porém, constatou-se uma aproximação linear com alto fator de regressão (0,9935) para o percentual de tempo de ocorrência de DPs, reforçando a alta dependência entre tal parâmetro com o pico de carregamento dentro do intervalo de ensaio. Sendo assim, visto que o carregamento é de fundamental importância na análise de DPs pelo método de emissão acústica, constata-se que o período de ensaio deve abranger, pelo menos, um ciclo completo de carga, ou seja, 24 horas. Assim, não é recomendado um período de detecção com duração menor que este período.

No Capítulo 5, conclui-se que as faixas de valores para os ensaios elétricos definidas nesse trabalho são bem completas, uma vez que o conjunto dos parâmetros idade, tensão nominal, ligação dos enrolamentos e ordem de grandeza das medições é considerado na classificação e na determinação das respectivas ações recomendadas para os equipamentos. Também foram obtidos resultados satisfatórios para os ensaios elétricos, como, por exemplo, os de resistência de isolamento, em que foram obtidos 88,9% de acertos nos conceitos finais.

Sendo assim, destaca-se a importância do equacionamento para a obtenção de notas e conceitos, gerando uma expressão caracterizada como uma soma duplamente ponderada e normalizada, e que quando aplicada na avaliação e na classificação das técnicas preditivas,

apresenta bons resultados e poucas variações em relação aos valores esperados por critérios de Engenharia de Manutenção, na validação do método.

No Capítulo 6 tem-se os estudos denominados complementares nesta tese, com os critérios de classificação dos ensaios, e que também são importantes para o diagnóstico em transformadores de potência, visto que a fragilidade de uma técnica em certo quesito é compensada pela sensibilidade de outra. Isto é, determinadas anomalias podem sensibilizar somente um número limitado de técnicas, enquanto que o cruzamento adequado dos resultados da aplicação das técnicas corrobora a avaliação emitida pelos especialistas.

Nesse sentido, a integração das onze técnicas preditivas citadas é apresentada no Capítulo 7, com o diagnóstico obtido por meio do cruzamento dos efeitos, possíveis causas e resultados dos ensaios, e com a validação satisfatória, realizada por meio de um sistema especialista, mostrando a sua aplicação prática. Cabe ressaltar que, foram analisados diversos estudos de casos reais de campo, a partir dos quais validaram-se os diagnósticos providos a partir desta metodologia, de acordo com os dados estatísticos, a experiência do especialista, e aberturas de transformadores na Oficina Eletromecânica do Setor de Diagnósticos e Reparos de Equipamentos da concessionária de energia elétrica local, onde os resultados deste trabalho está sendo implementado com sucesso, fazendo parte também de um projeto de pesquisa e desenvolvimento da empresa.

Sendo assim, o acompanhamento do desempenho dos equipamentos deve ser realizado por meio da aplicação conjugada de diferentes técnicas de Engenharia de Manutenção.

Conforme constatado, na literatura existente são apresentadas informações sobre estas técnicas preditivas, porém há necessidade de maiores informações quanto a resultados de análise (faixas de valores e métodos de classificações padronizados), o que dificulta a classificação dos equipamentos, além de não se levar em consideração parâmetros importantes como idade, tensão e potência elétrica dos equipamentos.

Nesse sentido, destaca-se a abrangência deste trabalho, que foi baseado em dados estatísticos de transformadores de potência, com tensões nominais de 13,8 kV a 230 kV, envolvidos em papel *kraft* e imersos em óleo mineral isolante, contemplando as duas classes térmicas de transformadores de potência (55°C e 65°C). Nesse sentido, estima-se que este método também deverá apresentar resultados satisfatórios para equipamentos com tensões superiores às apresentadas. O método desenvolvido nessa tese é expansível à análise de outros tipos de técnicas, ensaios e verificações, bastando, para tanto, sua adequação à finalidade desejada. Destaca-se assim, a aplicabilidade prática desse método e de seus resultados, propiciando maior acurácia na atribuição de conceitos individuais a cada grandeza mensurada

por meio de ensaios – que pode ser implementado computacionalmente –, auxiliando especialistas em Engenharia de Manutenção na avaliação e na classificação confiáveis para transformadores de potência.

Complementando, conforme foi apresentado para ensaios elétricos, os critérios de diagnóstico foram desenvolvidos em função das tensões elétricas nominais, da idade e, para algumas grandezas analisadas, dos tipos de ligações destes equipamentos (delta e estrela), para transformadores de dois enrolamentos. Porém, para o diagnóstico de transformadores de três enrolamentos (AT, MT e BT), também se aplica, bastando realizar a análise tomando-se os enrolamentos dois a dois, ou seja, fazendo-se (onde necessário) o diagnóstico de AT/MT, outro diagnóstico para AT/BT e outro para MT/BT, considerando-se, ao final, o pior caso.

Para trabalhos futuros sugere-se estudos sobre análise de risco e probabilidade de falha de transformadores de potência, em função das classificações obtidas para estes equipamentos, com a aplicação da metodologia apresentada nesta tese.

Portanto, conclui-se de uma forma geral, que os resultados apresentados explicitam o potencial de aplicação do método apresentado neste trabalho, como ferramenta para auxílio ao diagnóstico de transformadores de potência, contribuindo para manutenções mais eficientes nestes equipamentos e um melhor acompanhamento na avaliação das condições operativas dos mesmos, impactando no aumento da confiabilidade do sistema elétrico, devido à redução do número de interrupções não programadas a eles associadas.

# Referências

- [1] RIBEIRO, C. J.; MARQUES, A. P.; BRITO, L. C.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; NASCIMENTO, R. B. Transformadores de potência: detecção de descargas parciais por emissão acústica como técnica preditiva. In: VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica CITENEL 2015. Costa do Sauípe: CITENEL, 2015.
- [2] MARQUES, A. P.; RIBEIRO, C. J.; AZEVEDO, C. H. B; BRITO, L. C.; SANTOS, J. A. L.; CARVALHO, M. A. S.; NASCIMENTO, R. B. Análise sobre a implementação de um sistema inteligente de classificação de descargas parciais em transformadores de potência. In: XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE 2015). Foz de Iguaçu: SNPTEE, 2015. p. 1-8.
- [3] MARQUES, A. P.; MOURA, N. K.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; BRITO, L. C.; GUIMARÃES, I. L. B.; SILVA, T. H. V.; RIBEIRO, C. J. Estudos sobre Transformadores de Potência: Parte I. In: 12° CONPEEX - Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão (CONPEEX 2015). Goiânia: CONPEEX, 2015. p. 1-5.
- [4] DIAS, Y. A.; BERNARDES, M. M.; RIBEIRO, C. J.; MARQUES, A. P.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; BRITO, L. C. Estudos sobre o aperfeiçoamento de técnicas computacionais dirigidas à área de manutenção preventiva de transformadores de potência. In: 12° CONPEEX - Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão da UFG (CONPEEX 2015). Goiânia: CONPEEX, 2015. p. 1-2.
- [5] MARQUES, A. P.; RIBEIRO, C. J.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; SOUSA, F. R. C.; MOURA, N. K.; ROCHA, A. S.; BRITO, L. C. Metrics for partial discharge detection by the acoustic emission technique to support decision-making. In: 2016 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC). Montreal, jun. 2016. ISBN: 978-1-4673-8706-4. DOI: 10.1109/EIC.2016.7548587
- [6] BRITO, L. C.; MARQUES, A. P.; RIBEIRO, C. J.; ROCHA, A. S.; DIAS, Y. A.; MOURA, N. K.; PALHARES, P. H. S.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L. Abordagem Combinada dos Guias IEEE e IEC para Interpretação de Análises de Gases Dissolvidos em Óleo Mineral Isolante. In: VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2016. Natal: SBSE, maio, 2016. p. 1-6.
- [7] MARQUES, A. P.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; MOURA, N. K.; DIAS, Y. A.; ROCHA, A. S.; BRITO, L. C.; RIBEIRO, C. J. Estudos sobre Transformadores de Potência: Parte II. In: 13° CONPEEX Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão da UFG (CONPEEX/UFG 2016). Goiânia: CONPEEX, 2016. p. 1-5. ISSN: 2447-8695.
- [8] DIAS, Y. A.; BERNARDES, M. M.; RIBEIRO, C. J.; MARQUES, A. P.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; BRITO, L. C. Desenvolvimento de um protótipo de dispositivo portátil destinado ao monitoramento remoto de descargas parciais em transformadores de potência imersos em óleo isolante. In: 13° CONPEEX - Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão da UFG (CONPEEX/UFG 2016). Goiânia: CONPEEX, 2016. p. 1-3. ISSN: 2447-8695.

- [9] MARQUES, A. P.; MOURA, N. K.; DIAS, Y. A.; RIBEIRO, C. J.; ROCHA, A. S.; BRITO, L. C.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L. Method for the evaluation and classification of power transformer insulating oil based on physicochemical analyses. In: IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 33, p. 39-49, 2017. ISSN: 0883-7554. DOI: 10.1109/MEI.2017.7804315.
- [10] MARQUES, A. P.; MOURA, N. K.; RIBEIRO, C. J. R.; DIAS, Y. A.; RODRIGUES, A.; ROCHA, A. S.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; SOUSA, F. C.; BRITO, L. C. Insulation Resistance of Power Transformers – Method for Optimized Analysis. In: 19th IEEE International Conference on Dielectric Liquids – ICDL. Manchester: ICDL, jun. 2017.
- [11] RIBEIRO, C. J.; MARQUES, A. P.; BRITO, L. C.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; NASCIMENTO, R. B.; MOURA, N. K.; DIAS, Y. A. Estudos sobre detecção de descargas parciais por emissão acústica como técnica preditiva em transformadores de potência. Revista Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL, 7ª Edição. Brasília: ANEEL, 2017. p. 20-24. ISSN 1981-9803
- [12] MARQUES, A. P.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; MACHADO, S. G.; RIBEIRO, C. J.; MOURA, N. K; DIAS, Y. A.; BRITO, L. C. Metodologia para reenergização de transformadores de potência após interrupções não programadas no sistema elétrico. In: XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE 2017). Curitiba: SNPTEE, 2017.
- [13] PEDROSO, B. C.; MARQUES, A. P.; RIBEIRO, C. J.; COURY, J. A. M.; BRITO, L. C. Análises de custos na gestão da manutenção e reparos em oficina de transformadores de potência. XXIV SIMPEP – Simpósio de Engenharia de Produção. Bauru: SIMPEP, 2017
- [14] BRITO, L. C.; MARQUES, A. P.; RIBEIRO, C. J.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; MOURA, N. K.; DIAS, Y. A.; ROCHA, A. S. Expert system with optimized diagnosis of power transformers. In: WCSEIT 2017 IV Congresso Mundial em Engenharia de Sistemas e Tecnologia de Informação. Guimarães: WCSEIT, 2017.
- [15] MARQUES, A. P. Estudos sobre transformadores de potência imersos em óleo mineral isolante. Relatório Interno. Goiânia, 2017.
- [16] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std C57.104-2008. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-immersed Transformers. New York, 2009.
- [17] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60599:2015. Mineral Oil-impregnated Electrical Equipament in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis, 2015.
- [18] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS ABNT. NBR 7274, Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Rio de Janeiro, 2012.

- [19] DUVAL, M; DUKARM, J. Improving the Reliability of Transformer Gas-in-Oil Diagnosis. In: IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 21, n. 4, p. 21-27, 2005.
- [20] DUVAL, M. A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. In: IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 18, n. 3, p. 8-17, 2002.
- [21] FARIA JUNIOR, H.; COSTA, J. G. S; OLIVAS, J. L. M. A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal, 46, p. 202-209, 2015.
- [22] BAKAR, N. A.; SIADA, A. A.; ISLAM, S. A. Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques. In: IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 30, n. 3, 2014.
- [23] MARQUES, A. P.; SOUSA, F. R. C.; BRITO, L. C.; RIBEIRO, C. J.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L. A Mathematical Contribution to the Analysis of Moisture Migration in Power Transformer Oil-Paper Insulation Systems. In: 10<sup>th</sup> IEEE International Symposium on Diagnostic for Electric Machines, Power Electronics and Drives - SDEMPED 2015. Guarda: SDEMPED, 2015.
- [24] UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAL OF RECLAMATION. Facilities Instructions, Standards and Techniques (FIST) Manuals. Transformer Diagnostics. Volume 3-31. United States Department of the Interior, Bureau of Reclamation, 2000. Disponível em: <a href="https://www.usbr.gov/power/data/fist/fist3\_31/fist3-31.pdf">https://www.usbr.gov/power/data/fist/fist3\_31.pdf</a>>. Acesso em: 28 abr. 2017.
- [25] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 62<sup>™</sup>
  -1995 (R2005) Guide for Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. New York, 2005.
- [26] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60422: Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance. Genebra: IEC, 2013.
- [27] CELG DISTRIBUIÇÃO. NTC-36: Transformador de Potência Especificação. Revisão
  7. Disponível em:
  <a href="https://www.celg.com.br/arquivos/dadosTecnicos/normasTecnicas/NTC36.pdf">https://www.celg.com.br/arquivos/dadosTecnicos/normasTecnicas/NTC36.pdf</a>>.
  Acesso em: 28 abr. 2017.
- [28] JAHROMI, A. N.; PIERCY, R.; CRESS, S.; SERVICE, J. R. R.; FAN, W. An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. In IEEE Electrical Insulation Magazine, p. 20-34, 2009.
- [29] GRAY, I. A. R. Transformer Chemistry Services. A Guide to Transformer Oil Analysis. Disponível em: <a href="http://www.satcs.co.za/Transformer\_Oil\_Analysis.pdf">http://www.satcs.co.za/Transformer\_Oil\_Analysis.pdf</a>>. Acesso em: 28 set. 2017.
- [30] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356-1:2007 corrigida em 2010 Transformadores de Potência, Parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro, 2010.

- [31] LI, Y.; TANG. M.; WU, F.; ZHANG, G.; WANG, S.; SUWARNO. Aging Assessment of Power Transformer Using Multi-parameters. In: International Journal on Electrical Engineering and Informatics, v. 5, n. 1, mar. 2013.
- [32] DONGALE, P. J. Equipment condition assessment and its importance in estimation and prediction of power system reliability. Master of Science Dissertation, University of Mumbai, India, 2003.
- [33] ENGELBRECHT, A. P. Computational Intelligence An Introduction. 2<sup>a</sup> ed., John Wiley & Sons, 2007.
- [34] LINDEN, R. Algoritmos Genéticos: Uma Importante Ferramenta da Inteligência Computacional. Brasport, 2. ed. Rio de Janeiro, 2008.
- [35] GUPTA, R. K. K; JASWAL, R. A. Partial Discharge Test in Power Transformer Against Winding Insulation: A Review. In: International Journal of Applied Engineering Research, v. 9, n. 9, p. 1087-1090, 2014.
- [36] AZEVEDO, C. H. B.; MARQUES, A. P.; RIBEIRO, C. J. Methodology for the detection of partial discharges in power transformers using the acoustic method. In *Proc. EUROCON 2009 Conference*. Saint Petersburg: EUROCON, 2009.
- [37] HILLIER F; LIEBERMAN, G. Introduction to Operations Research. New York: McGraw-Hill, 2001.
- [38] ROMUALDO, H. P.; PALHARES, P. H. S.; BRITO, L. C.; RIBEIRO, C. J.; MARQUES, A. P.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L. Identificação, Mensuração e Localização Tridimensional de Descargas Parciais em Transformadores de Potência com base em Ensaios de Emissão Acústica. In: V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE Foz de Iguaçu: SBSE, 2014, v. 1, p. 1-6.
- [39] AZEVEDO, C. H. B. Metodologia para a eficácia da detecção de descargas parciais por emissão acústica como técnica preditiva em manutenção de transformadores de potência imersos em óleo. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2009.
- [40] BRASIL. Ministério do Trabalho. Norma Regulamentadora NR 10: Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade. Disponível em: <http://trabalho.gov.br/index.php/seguranca-e-saude-no-trabalho/normatizacao/normasregulamentadoras>. Acesso em: 28 abr. 2017.
- [41] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS ABNT. 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. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

- [42] MEGGER. A Stitch In Time, The Complete Guide to Electrical Insulation Testing, 2006. Disponível em: <a href="https://www.instrumart.com">https://www.instrumart.com</a> >. Acesso em: 28 abr. 2017.
- [43] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std C57.152-2013 –IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. New York: IEEE, 2013.
- [44] DOBLE ENGINEERING COMPANY. **Power-factor Test-data**. Reference Book. Belmont, Massachusetts, 1983.
- [45] DOBLE ENGINEERING COMPANY. **Type MH, Instruction Manual**. Section 7, Transformers, Belmont, Massachusetts, 1952.
- [46] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std C57.12.90-2015: IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers. New York: IEEE, 2015.
- [47] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE C57.125-2015 – IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors. New York: IEEE, 2015.
- [48] AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. **ANSI/NETA MTS-2011**: Standard for Maintenance Testing Especifications for electrical Power Distribution Equipments and Systems, may 2011.
- [49] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos — Diretrizes para supervisão e manutenção. Rio de Janeiro, 2012.
- [50] MARQUES, A. P. Eficiência Energética e Vida Útil de Transformadores de Distribuição Imersos em Óleo Mineral Isolante. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2004, p. 150-151.
- [51]GÖNEN, T. Electric Power Distribution System Engineering. New York: McGraw-Hill Book Company, 2<sup>nd</sup> Peinting, 1987.
- [52] BARNERS, P. R.; DAS, D.; McCONNELL, B. W.; DYKE, J. W. Suplement to the "Determination Analysis" (ORNL-6847) and Analysis of the NEMA Efficiency Standard for Distribution Transformers. OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY: 1997.
- [53] MARQUES, A. P.; MARQUES, F. P. Software CTransf<sup>®</sup> Carregamento de Transformadores, Modelagem Térmica. Versão 2.5, Goiânia, 2001.
- [54] GENUTIS, D. A. Visual Inspections. In: Neta World Summer 2006. Disponível em: < http://www.netaworld.org>. Acesso em: 13 jul 2017.

- [55] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 14275: Equipamento elétrico — Líquido isolante — Determinação do conteúdo de partículas. Rio de Janeiro, 2013.
- [56] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 60450: Medição do grau de polimerização viscosimétrico médio de materiais celulósicos novos e envelhecidos para isolação elétrica. Rio de Janeiro, 2009
- [57] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16412: Óleo mineral isolante - Determinação do teor de dibenzil dissulfeto por cromatografia em fase gasosa. Rio de Janeiro, 2015.
- [58] ELECTRIC POWER INDUSTRY STANDARD OF PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA. Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers. Std. DL/T911-2004, ICS27.100, F24, Document No. 15182-2005, June 1st, 2005.
- [59] PAULINO, M.E.C. Diagnóstico de Transformadores e Comparações entre Algoritmos para Análise de Resposta em Frequência. V WORKSPOT- International Workshop on Power Transformers. Belém, PA, 2008. Disponível em: <a href="http://www.adimarco.com.br/artigos-tecnicos/diagnostico-transformadores-comparacao-algoritmos/">http://www.adimarco.com.br/artigos-tecnicos/diagnostico-transformadorescomparacao-algoritmos/</a>. Acesso em: 10 mar. 2016.
- [60] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5356-1**: Transformadores de Potência. Parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro, 2007.
- [61] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT BR 15424:2016 Ensaios não destrutivos – Termografia - Terminologia. Rio de Janeiro, 2016.
- [62] \_\_\_\_\_. ABNT NBR 15572:2013 Ensaios não destrutivos Termografia Guia para inspeção de equipamentos elétricos e mecânicos. Rio de Janeiro, 2013.
- [63] \_\_\_\_\_. ABNT NBR 15718:2009 Ensaios não destrutivos Termografia Guia para verificação de termovisores. Rio de Janeiro, 2009.
- [64] \_\_\_\_\_. ABNT NBR 15763:2009 Ensaios não destrutivos Termografia Critérios de definição da periodicidade de inspeção em sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro, 2009.
- [65] \_\_\_\_\_. ABNT NBR 15866:2010 Ensaio não destrutivo Termografia Metodologia de avaliação de temperatura de trabalho de equipamentos em sistemas elétricos. Rio de Janeiro, 2010.
- [66] \_\_\_\_\_\_. ABNT 16292:2014 Ensaios não destrutivos Termografia –Medição e compensação da temperatura aparente refletida utilizando câmeras termográficas. Rio de Janeiro, 2014

- [67] \_\_\_\_\_. ABNT 16485:2016 Ensaios não destrutivos Termografia Medição e compensação da emissividade utilizando câmeras termográficas ou radiômetros. Rio de Janeiro, 2016.
- [68] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std C57.119 – 2001 – IEEE Recommended Practice for Performing Temperature Rise Tests on Oil-Immersed Power Transformers at Loads Beyond Nameplate Ratings. New York, 2001.
- [69] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16554:2016 Ensaios não destrutivos – Termografia – Medição e compensação da transmitância de um meio atenuante utilizando câmeras termográficas. Rio de Janeiro, 2016.
- [70] KHAN, Q; KHAN, A. A.; AHMAD, F. Condition Monitoring Tool for Electrical Equipment — Thermography. Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT), 2016.
- [71] FARIA, I.; SALUSTIANO, R.; MARTINEZ, M. A Prediction of Distribution Transformers Aging Based on Tank Infrared Temperature Measurements. Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, 22<sup>a</sup> International Conference on Electricity Distribution. Junho, 2013.
- [72] MISOVIC, D; KOVACEVIC, S.; MAKSIMOVICH, S. M.; SHIJKUT, V. M. Remote Monitoring of Power Transformers Thermal Image. Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, CIRED Workshop. Maio, 2012.
- [73] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **ONS NT 038/2015** Revisão 0 – Ensaio de Elevação de Temperatura de Transformadores em Sobrecarga. Brasil, 2014.
- [74] JESUS, N. C.; FIGUEIREDO, C. E. C.; BERNARDO, D. P.; MELLO, G.; RECH, R.; DIUNNER, F. Análise do Comportamento Térmico de Transformadores. XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Belo Horizonte, 2006.
- [75] SILVA, J. R. da. Modelagem para Monitoramento Térmico de Transformadores em Operação e Avaliação do Envelhecimento em Função do Perfil de Carregamento. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2005.
- [76] OMICRON. Soluções para diagnóstico em Transformadores de Potência. 2013. Disponível em: <a href="https://www.omicron.at/fileadmin/user\_upload/pdf/literature/Transformer-brochure-POR.pdf">https://www.omicron.at/fileadmin/user\_upload/pdf/literature/Transformer-brochure-POR.pdf</a>>. Acesso em: ago. 2015
- [77] PENA, M. C. M. Falhas em Transformadores de Potência: Uma contribuição para análise, definições, causas e soluções. Dissertação de Mestrado em Ciências da Engenharia. Itajubá-MG: UNIFEI, 2003.

- [78] CIULAVU, C.; HELEREA, E. Power Transformer Incipient Faults Monitoring. Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series, n. 32, 2008; ISSN 1842-4805.
- [79] BARTLEY, W. Failure Analysis of Transformers. In: IMIA Conference. Estocolmo, 2003. Disponível em: <a href="http://www.imia.com/wp-content/uploads/2013/05/EP09\_2003-FailureAnalysisofTransformers.pdf">http://www.imia.com/wp-content/uploads/2013/05/EP09\_2003-FailureAnalysisofTransformers.pdf</a>>. Acesso em: ago. 2015.
- [80] WESTERN AREA POWER ADMINISTRATION. **Testing and maintenance of high-voltage bushings**. Power System Maintenance Manual, Chapter 6, Feb. 1999
- [81] FRANZÉN, A. e KARLSSON, S. Failure Modes and Effects Analysis of Transformers. Estocolmo: KTH Electrical Engineering, jan 2007. Disponível em: <a href="http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.539.5822&rep=rep1&type=pdf">http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.539.5822&rep=rep1&type=pdf</a>>. Acesso em: jul. 2017.

# APÊNDICE A – Metodologia para reenergização de transformadores de potência após interrupções não programadas no sistema elétrico

# 1. Introdução

Este apêndice apresenta os resultados do trabalho publicado em [1], e tem como objetivo, apresentar a aplicação do método desenvolvido nesta tese de doutorado (denominado Soma Duplamente Ponderada Normalizada - SDPN), que proporcionou o desenvolvimento de um novo método de análise de engenharia de manutenção quanto ao estado dos transformadores em operação com vistas à classificação e à intervenção naqueles que estiverem em situação mais crítica e, ainda, subsidiar tomadas de decisão referentes à reenergização destes, diante da atuação do sistema de proteção, bem como subsidiar intervenções de manutenções corretivas.

Para este fim, desenvolveu-se uma ferramenta computacional tomando-se como base as condições operativas, as características e os resultados de técnicas preditivas de 394 transformadores em serviço na empresa CELG Distribuição (ENEL Distribuição Goiás), com potências de 2,5 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 138 kV e idades de 1 a 46 anos. Também é apresentada uma análise estatística de interrupções de serviço destes equipamentos, referente a um período de 37 anos (1979 a 2016), visando à qualidade no fornecimento de energia elétrica. Este método de análise já está sendo utilizado pela área de Engenharia e Controle da Manutenção da empresa para compor o diagnóstico dos transformadores, classificá-los por criticidade e emitir ações de intervenção.

# 2. Transformadores de potência

De acordo com [2], cerca de 10% das faltas nos sistemas elétricos de potência ocorrem em transformadores de potência, sendo 70% destas faltas causadas por curtos-circuitos em seus enrolamentos. Faltas em transformadores causam prejuízos, principalmente devido aos custos da energia não suprida, a multas, a ressarcimentos de prejuízos causados a consumidores e, ainda, aos custos de reparos de danos dos próprios transformadores [3].

A análise de desligamentos forçados (não programados) da rede de operação é realizada para se obterem informações precisas e de qualidade quanto ao desempenho do sistema e é apresentada, por exemplo, em [4], um documento em que são compilados dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e dos Agentes de Transmissão, além da análise crítica da fiscalização. No período de 1º de agosto de 2014 a 31 de julho de 2015, ocorreram 3.386 desligamentos forçados, de origem interna ou secundária, em equipamentos e linhas de transmissão da Rede Básica e da Rede Complementar do Sistema Interligado Nacional – SIN [4]

Nesse cenário, cabe ressaltar que a energização de transformadores de potência é um dos momentos em que estes equipamentos mais sofrem estresses eletromecânicos, devido aos fenômenos transitórios eletromagnéticos envolvidos. Desta forma, a reenergização de transformadores que sofreram desligamentos indesejados não deve ser feita levando em conta apenas os resultados da análise da ocorrência que levou à interrupção do sistema, mas também os dispositivos de proteção envolvidos e, principalmente, as condições em que se encontra o próprio transformador.

As empresas de energia, seguindo os requisitos exigidos pelo agente regulador (ANEEL), no sentido de cumprir os limites dos índices de continuidade de fornecimento, têm que tomar decisões rapidamente para o restabelecimento do sistema. Neste contexto, estão os desligamentos de transformadores, os quais são provocados por ocorrências variadas durante os seus ciclos de operação.

Sendo assim, para se realizar o diagnóstico e definir o procedimento de reenergização com mais segurança e eficiência, tem-se, como diferencial deste trabalho, o desenvolvimento de um novo método, com a elaboração de um programa computacional, denominado MAESTRO (acróstico de Análise de Engenharia de Manutenção do Estado dos Transformadores em Operação para Reenergização). Este programa baseou-se nas condições operativas e nos resultados de técnicas preditivas aplicadas a 394 unidades de transformadores em serviço na empresa citada, com potência de 2,5 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 138 kV e com idades de 1 a 46 anos, considerando-se ainda os históricos dos mesmos, registrados em período de 37 anos (1979 a 2016).

Os objetivos, com este novo método, são:

- a) Classificar os transformadores de potência em serviço quanto ao seu estado, atribuindo notas e seus respectivos pesos, com base em suas condições operativas e em resultados de técnicas preditivas (não invasivas e sem desligamentos), estabelecendo, com isto, uma lista de prioridades para a atuação das equipes de manutenção;
- b) Classificar as ocorrências de desligamentos em transformadores, atribuindo notas com base no estado do equipamento e na severidade da ocorrência. Neste caso, atribui-se, além de uma nota, também um peso, o qual é função das proteções que atuarem;

- c) Com base nas classificações acima, subsidiar e dar qualidade às tomadas de decisão quando da retirada, forçada, de serviço de um transformador, apresentando diagnóstico e recomendando diferentes ações de reenergização (ou não) do equipamento;
- Reduzir o tempo de indisponibilidade dos transformadores e normalização do sistema com maior probabilidade de sucesso; e
- e) Evitar o agravamento de falhas e não gerar situações catastróficas.

Observa-se que os desligamentos e consequentes religamentos de equipamentos do sistema elétrico de potência são necessários para manutenção ou por conveniência operativa, e que se torna importante descrever quais são os procedimentos a serem seguidos, principalmente devido ao risco que a energia elétrica apresenta [5]. Neste sentido, as empresas possuem roteiros de manobras definidos na programação de intervenções no sistema, com as devidas atualizações constantes [5]. Ademais, estudos são realizados sobre modelagem e simulação de relés de proteção, a fim de avaliar os seus desempenhos quando aplicados na proteção de transformadores de potência frente às diferentes ocorrências [6-7]. Porém, conforme apresentado em [8], não há uma prática universal no que diz respeito à reenergização de um transformador que tenha sido desconectado do sistema elétrico de potência por ação do seu sistema de proteção, a qual pode ter sido causada por uma falha do equipamento. Muitas empresas realizam a verificação completa do transformador antes de reenergizá-lo após a atuação da proteção e na ausência de informação de que a falha seja externa ao equipamento. Além da inspeção visual, tem-se a realização de análises e de ensaios disponíveis na instalação [8]. Desta forma, o ineditismo deste trabalho está em sua metodologia diferenciada, que classifica o equipamento por meio de notas e conceitos, subsidiando tomadas de decisão, com identificação de ações, diante da necessidade de reenergização de transformadores de potência após a atuação da proteção, mediante as diversas situações de operação às quais o sistema elétrico está exposto.

Além disso, é também apresentado um estudo de caso e sua respectiva aplicação na área de engenharia de manutenção, bem como uma análise dos dados estatísticos de falhas nestes equipamentos, concluindo, assim, a contribuição original deste trabalho.

## 3. Metodologia empregada

A metodologia empregada no desenvolvimento desta ferramenta computacional baseouse nos dados de 394 transformadores de potência, no período de 37 anos, conforme citado anteriormente, e também:

- a) nas condições operativas dos transformadores de potência: carregamento, temperatura ambiente, equipamentos que operam em paralelo;
- b) nas características construtivas, idade, histórico de ocorrências e restrições operativas;
- c) no estado do equipamento, inferido com base nas técnicas preditivas de análise de gases dissolvidos em óleo (AGD) e ensaios físico-químicos (FQ); e
- d) na identificação das proteções que atuaram, para se inferir a severidade da ocorrência.

#### 3.1 Condições operativas

As condições operativas basearam-se em:

- a) Carregamento: seria necessário um grande esforço computacional para se fazerem simulações de carregamentos objetivando-se verificar as condições térmicas e operativas de cada uma das unidades do sistema. Assim, a estratégia adotada foi calcular a carga equivalente para cada transformador, a partir do pico de carga e fator de carga das curvas de carregamento, fator de potência e, consequentemente, o fator de perdas (referentes às medições do local/posto em que está instalado no sistema);
- b) Identificação dos equipamentos que operam em paralelo, por questões de carregamento em condições de rotina e em contingências; e
- c) Temperatura ambiente: foram utilizados dados históricos de temperatura ambiente, conforme a localização dos transformadores por região do Estado de Goiás (informações obtidas do INPE e de registros internos da empresa). Estes dados são utilizados juntamente com o carregamento para inferir a temperatura operativa dos mesmos.

## 3.2 Características

As características consideradas – a partir de registros extraídos do sistema SAP (Sistema de Gestão Integrada) da empresa – foram:

- d) Idade: esta reflete a tecnologia de fabricação de uma época, sendo ainda um indicativo do grau de envelhecimento da isolação e demais componentes do equipamento, principalmente se associada ao histórico de carregamento e a resultados de ensaios físicoquímicos e de cromatografia;
- e) Características construtivas e restrições operativas: foram levadas em conta para cada equipamento, tais como deficiências construtivas e limitações de carregamento; e
- f) Histórico de ocorrências: foram também considerados os históricos de cada transformador, como, por exemplo, fragilidades em decorrência de danos anteriores, reformas etc.

## 3.3 Técnicas preditivas

As técnicas preditivas, cujos resultados foram utilizados – extraídos do Programa de Controle LABO, do Laboratório da empresa – foram:

- a) Análise de gases dissolvidos em óleo (AGD): por meio desta técnica pode-se inferir as condições do equipamento, bem como se detectarem falhas incipientes (ou aceleradas) em evolução na sua parte ativa;
- b) Ensaio físico-químico (FQ): por meio desta técnica pode-se inferir as condições do óleo isolante do transformador, as quais impactam a isolação dos enrolamentos e, consequentemente, no sistema isolante do equipamento.

#### 3.4 Relés de proteções do sistema

Os relés de proteção do sistema elétrico considerados (Tabela ANSI/IEC 61850) foram:

- a) Relé de temperatura do óleo (26);
- b) Relé de temperatura do enrolamento (49);
- c) Relé de sobrecorrente instantânea da alta tensão (50-AT);
- d) Relé de sobrecorrente temporizado da alta tensão (51-AT);
- e) Relé de sobrecorrente temporizado de baixa tensão (51-BT);
- f) Relé de sobrecorrente temporizado das saídas de baixa tensão (51-BT-Saídas);
- g) Relé de gás ou Buchholz (63);
- h) Relé de fluxo do comutador de derivações em carga (63C);
- i) Relé diferencial (87); e
- j) Válvula de alívio de pressão (VAP);

#### 3.5 Classificação dos equipamentos

A classificação de cada equipamento é realizada por meio de uma nota global, que reflete seu estado geral em serviço, a qual é obtida fazendo-se uma soma duplamente ponderada normalizada (SDPN), detalhada e padronizada em [8], das notas individuais obtidas para os itens – já citados anteriormente – concernentes às condições operativas, características e técnicas preditivas.

#### 3.6 Relação de prioridades com base na classificação

Após a realização da classificação dos transformadores por notas, estas podem ser organizadas em ordem crescente (das piores para as melhores), de forma a se ter uma relação de prioridades de programação de manutenção preventiva ou corretiva na forma de planilha eletrônica, permitindo ao usuário filtrar os dados conforme for conveniente.

#### 3.7 Dados de Entrada

Por meio deste método, para se obter os resultados e proceder às análises do estado dos transformadores, é necessária a inserção dos seguintes dados de entrada atualizados na ferramenta computacional. Esta inserção é realizada de forma prática e sistemática, com base em bancos de dados da empresa:

- a) relação atualizada dos transformadores efetivamente em operação, em razão de substituições e/ou novas instalações que podem ter ocorrido;
- b) dados característicos dos equipamentos efetivamente em operação;
- c) carregamento máximo verificado para cada transformador;
- d) fator de carga e fator de potência, referentes às curvas de carregamento dos sábados, domingos e dias úteis de todos os transformadores;
- e) relação dos transformadores que operam em paralelo no sistema elétrico;
- f) temperaturas ambientes;
- g) histórico de ocorrências e restrições operativas destes equipamentos;
- h) análise de gases dissolvidos em óleo (AGD) de cada equipamento; e
- i) resultados dos ensaios físico-químicos (FQ) de cada equipamento.

Dessa forma, por meio da ferramenta computacional MAESTRO, têm-se as seguintes opções para análise dos resultados:

- a) Classificação dos estados dos equipamentos, por meio das notas globais obtidas; e
- b) Tomada de decisão para reenergização de um determinado transformador, com consulta específica referente a uma determinada ocorrência, sendo necessárias, neste caso, as seguintes informações adicionais, as quais podem ser selecionadas rapidamente em uma lista de opções:
  - relés e dispositivos de proteção que atuaram; e
  - identificação se a ocorrência se deu no horário de maior carregamento (ponta) ou fora deste.

#### 3.8 Interrupções em transformadores de potência no período de 37 anos

Neste trabalho também é realizada a análise estatística sobre falhas em transformadores de potência em função de ocorrências nestes equipamentos, escalonadas por tensão nominal e com base nos dados extraídos do *software* SAP, referentes ao período de 1979 até novembro de 2016 (últimos 37 anos).

## 4. Resultados

#### 4.1 Classificação (com notas e conceitos) e relação de prioridades

As classificações dos transformadores de potência, com as informações sobre o local de instalação, a idade, potência, notas – por unidade (pu) – dos resultados das técnicas preditivas (FQ e AGD), das condições operativas (carregamento), condições climáticas e das restrições, com as respectivas notas globais e conceitos dos equipamentos, ilustradas na Tabela A.1, como dados de exemplos numa determinada data de análise com a ferramenta MAESTRO. Cabe destacar, nesta tabela, a relação de prioridades de vinte equipamentos para programação das manutenções preventivas ou corretivas, com base nos conceitos de "A" a "E". Esses dados são atualizados sistematicamente, em função das diversas condições de operação do sistema elétrico de potência.
Equipa- mento	Idade (Anos)	Potência (MVA)	Notas do Estado do Equipamento (EE)			Notas das Condições Operativas (CO)			Notas das Restrições (RT)		Nota Global	Conceito	
			Físico Quí- mico	AGD	Idade	Nota EE	Carrega -mento	Condi- ções Climá- ticas	Nota CO	Restrição	Nota RT	do Eqpto. (NE)	Equipa- mento
TR1	26	6,25	0,700	0,576	0,319	0,512	0,020	0,656	0,102	1,000	1,000	0,285	Е
TR4	24	9,375	0,884	0,808	0,348	0,612	0,020	0,656	0,102	1,000	1,000	0,300	Е
TR11	30	6,25	0,340	0,808	0,267	0,393	0,100	0,656	0,183	1,000	1,000	0,306	E
TR12	12	6,25	0,829	0,576	0,590	0,654	0,020	0,656	0,102	1,000	1,000	0,304	Е
TR18	35	6,25	0,265	0,576	0,214	0,316	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,411	D
TR160	35	15	0,333	0,576	0,214	0,349	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,443	D
TR161	45	5	0,580	0,576	0,138	0,382	0,774	0,656	0,722	1,000	1,000	0,469	D
TR239	35	10	0,380	0,808	0,214	0,388	0,522	0,656	0,563	1,000	1,000	0,451	D
TR240	37	6,25	0,480	0,808	0,196	0,417	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,508	С
TR243	37	25	0,634	0,576	0,196	0,429	1,000	0,656	0,805	0,600	0,600	0,511	С
TR291	42	25	0,738	0,808	0,158	0,445	0,721	0,656	0,694	1,000	1,000	0,522	С
TR306	23	20	0,800	0,576	0,363	0,552	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,629	С
TR347	18	12,5	0,942	0,576	0,453	0,614	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,680	В
TR358	24	20	0,921	0,808	0,348	0,616	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,682	В
TR379	12	9,375	0,856	0,576	0,590	0,659	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,715	В
TR384	8	33,3	0,980	0,808	0,703	0,827	0,590	0,656	0,613	1,000	1,000	0,738	В
TR395	4	50	1,000	0,808	0,839	0,878	0,934	0,656	0,786	1,000	1,000	0,850	А
TR407	2	9,375	0,920	0,864	0,916	0,898	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,868	А
TR421	2	50	0,920	0,864	0,916	0,898	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,868	А
TR428	2	20	0,930	0,864	0,916	0,902	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,870	Α

Tabela A.1 – Exemplo de classificação de alguns transformadores de potência, com notas do equipamento (escala de 0 a 1 pu) e conceitos (variando de "A" a "E")

Fonte: próprio autor (2018).

Sendo assim, a partir das notas individuais, são obtidas as notas globais e as classificações com conceitos de "A" a "E" para os transformadores, os quais são correlacionados, conforme mostrado na Tabela A.2.

Tabela A.2 – Conceitos ("A a "E") em relação às notas dos equipamentos (NE)

Conceito (significado)	Notas do equipamento (NE)
A (Excelente)	$0,80 \le NE$
B (Bom)	$0,65 \le NE < 0,80$
C (Marginal)	$0,50 \le NE < 0,65$
D (Ruim)	$0,35 \le NE < 0,50$
E (Péssimo)	NE < 0,35

Fonte: próprio autor (2018).

Quando da ocorrência de atuação de proteção e retirada de um transformador de operação, é feita, então, a ponderação da nota global do equipamento (já conhecida previamente, conforme exemplo da Tabela A.1) com a nota relativa à severidade da ocorrência, a qual é obtida em função das proteções atuadas.

Para apresentar a validação desta ferramenta, implementada com bons resultados na área de Engenharia e Controle da Manutenção da empresa citada, têm-se, na Tabela A.4, os resultados de simulações para diferentes atuações de proteção, efetuadas na ferramenta MAESTRO, para 291 transformadores, com potências de 3,75 MVA a 50 MVA e tensões de 34,5 kV a 138 kV, onde se constata a otimização na tomada de decisão de reenergização dos equipamentos, para aqueles que obtiveram conceito A, B e mesmo C (observando-se a Tabela A.3).

Tabela A.3 - Classificações das avaliações e ações recomendadas diante de uma ocorrência

A (Excelente) Tentar <b>Religar</b> uma (01) só vez. Se houver novamente atuação de proteção, acionar o engenheiro plantonista manutenção	da
BAguardar 15 minutos e energizar em vazio.(Bom)Aguardar mais 5 minutos e começar a recompor a CARGA, um circuito por v	ez.
C (Marginal)Fazer Inspeção Local. Não sendo possível, aguardar 30 minutos e energizar vazio. Aguardar mais 10 minutos e começar a recompor a CARGA, um circuit vez.	<b>em</b> o por
D Ocorrência Grave. Risco de Falha do Transformador. Não Energizar.	
(Ruim) Acionar engenheiro plantonista da manutenção	
E Ocorrência <u>Gravíssima</u> . Risco de Falha do Transformador. Não Energiza (Péssimo) Acionar engenheiro plantonista da manutenção	ır.

Fonte: próprio autor (2018).

Tabela A.4 – Simulação efetuada na ferramenta MAESTRO para 291 transformadores, com potências de 3,75 MVA a 50 MVA e tensões de 34,5 kV a 138 kV, para atuações de diferentes

Proteção	Conceito A	Conceito B	Conceito C	Conceito D	Conceito E	Total
Atuada	Religamento	Aguardar 15 minutos	Aguardar 30 minutos	Não Energizar	Não Energizar	
51-BT-Saídas	36,4%	46,4%	16,8%	0,3%	0,0%	100%
51-BT	11,0%	55,3%	33,0%	0,7%	0,0%	100%
51-AT	11,0%	55,3%	33,0%	0,7%	0,0%	100%
26	35,1%	46,0%	18,6%	0,3%	0,0%	100%
49	35,1%	46,0%	18,6%	0,3%	0,0%	100%
87	16,8%	53,6%	28,9%	0,7%	0,0%	100%
50-AT	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%
63	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%
63C	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%
VAP	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%

relés de proteção

Fonte: próprio autor (2018).

A tela principal da ferramenta MAESTRO é ilustrada na Figura A.1, com todas as informações necessárias para os procedimentos de análises. Nota-se a facilidade de interpretação do diagnóstico final do equipamento.

Figura A.1 – A tela principal da ferramenta MAESTRO com todas informações para os procedimentos de análise



Fonte: próprio autor (2018).

## 4.2 Estudo de caso: Transformador de potência de 33,3 MVA

Na Figura A.2, ilustra-se o resultado da análise com a tomada de decisão para reenergização do estudo de caso de um transformador de potência de 33,3 MVA, com a classificação "A" e a ação recomendada (Tabela A3) para: "Tentar Religar uma (01) só vez. Se houver novamente atuação de proteção, acionar o Engenheiro Plantonista da Manutenção". Porém, é de extrema importância observar que há um alerta, indicado na cor vermelha, em complemento à ação recomendada, devido ao risco de falha de disjuntor, que diz: "Fazer inspeção local no(s) cubículo(s) de 13,8 kV a PVO (Pequeno Volume de Óleo)", em virtude destes já se encontrarem em idade avançada (serão substituídos brevemente pela empresa).



Figura A.2 – Exemplo de análise para reenergização de equipamento e de alertas emitidos pelo programa

Fazendo-se a inspeção solicitada, veio a se constatar que, de fato, o disjuntor havia sinistrado, conforme é mostrado na Figura A.3. Assim, evitou-se a reenergização do transformador em cima de uma falha, em um equipamento próximo a ele, o que poderia ter sido catastrófico, com sério risco de falha do próprio transformador e com agravamento dos danos da instalação sinistrada.



Figura A.3 – Exemplo de cubículo de disjuntor de 13,8 kV à PVO sinistrado

Fonte: próprio autor (2018).

#### 4.3 Considerações sobre o método

Os tempos de espera de 15 min e 30 min para reenergização dos transformadores de potência, que constam na Tabela 2.4, não são novidade. De acordo com o histórico de atendimento a emergências da empresa dos últimos 30 anos, constata-se que, anteriormente, havia operadores bem treinados nas subestações e era regra fazer-se inspeção local, quando de ocorrências, levantando-se informações de qualidade, as quais eram repassadas ao Centro de Operação do Sistema (COS) e, na sequência, aos Engenheiros Plantonistas da Manutenção. Isto, ao final, resultava em um tempo de espera salutar para os equipamentos, possibilitando a recomposição dielétrica da isolação regenerativa e para o arrefecimento dos mesmos.

Salienta-se que quando não há indicação da proteção que atuou, como a causa pode ter sido grave, a recomendação da Engenharia de Manutenção é de que não se energize o transformador e se faça inspeção local.

Cabe ressaltar que transformadores não devem ser energizados com carga, por causa das consequências dos fenômenos transitórios, com destaque para a corrente de *inrush*, que já é um evento, por si só, estressante para a isolação, mesmo quando o equipamento é energizado em vazio. Quando o mesmo é energizado em carga, este efeito é muito mais pronunciado, sendo a possibilidade de falha ainda maior.

Sendo assim, sobre as ocorrências com transformadores de potência, devem ser consideradas: a comunicação (em sintonia) entre áreas de Operação e de Manutenção, com informações completas, propiciando qualidade e eficiência no atendimento; a presença do operador na subestação, que potencializa a possibilidade de acerto de avaliação tanto do despachante de operação quanto do engenheiro plantonista; e a constatação da utilização desta ferramenta MAESTRO, que proporciona aumento de acerto na tomada de decisão.

#### 4.4 Análise de interrupções em transformadores de potência

As análises de interrupções em transformadores de potência são úteis para a área de engenharia e controle da manutenção, permitindo verificar os perfis de interrupções em transformadores e autotransformadores ao longo do tempo em relação ao universo desses equipamentos em operação, direcionando e adequando esforços das equipes de manutenção para a prevenção de criticidades no sistema. Tais análises também fornecem subsídios aos

investimentos em melhorias nas técnicas de manutenção aplicadas a estes equipamentos, ensejando a implementação de novas técnicas preditivas.

Considerando o período de 1979 até novembro de 2016, foi calculada a taxa global de falha por tensão nominal, apresentada na Tabela A.5, dada pela relação entre o total de falhas ocorridas nesse período e o total de transformadores e autotransformadores efetivamente em operação nesses 37 anos.

	Taxa Global de Falha					
	(1979 até novembro/2016)					
Tensões Nominais	34,5 kV	69 kV	138 kV			
Taxas de Falha (%)	1,72%	2,66%	1,83%			

Tabela A.5 – Taxa global de falha por tensão nominal

Fonte: próprio autor (2018).

Na Figura A.4, tem-se a variação das taxas de falhas em transformadores por ano e por tensão nominal (no período de 1979 até novembro de 2016), na qual se verifica a diminuição significativa das mesmas com o tempo. Neste trabalho, também são consideradas como sendo falhas, estatisticamente, as retiradas de transformadores de serviço devido à aplicação de técnicas preditivas, pois estas, de toda forma, provocaram a saída forçada do equipamento, mesmo que a falha ainda não tivesse de fato ocorrida, mas estando o equipamento na iminência de falhar.

São apresentados, na Figura A.5(a), os motivos de retirada de serviço dos transformadores, que são identificados pela análise de gases dissolvidos em óleo (cromatografia), ensaios físicoquímicos, detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica e outros, destacandose a contribuição das técnicas preditivas.



Figura A.4 – Taxa de falhas em transformadores por ano e por tensão nominal (no período de 1979 até novembro de 2016)

Na Figura A.5(b) são apresentadas as falhas por componentes, predominando as ocorrências em enrolamentos, em buchas e em comutadores de derivações em carga (CDC) e sem tensão (CDST), que totalizam 87,59% das falhas.

Cabe ressaltar que a técnica de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica foi implementada na empresa somente no ano de 2009. Daí a sua porcentagem correspondente ser menor em relação às demais.

Da síntese das estatísticas referentes a falhas em transformadores e autotransformadores de potência, em função de ocorrência nestes equipamentos, escalonadas por tensão nominal, no período de 1979 até novembro de 2016, constata-se que:

- a) a expectativa de vida útil estimada para transformadores de potência é usualmente considerada como sendo de aproximadamente 30 anos. Porém, há equipamentos em operação com idades superiores a esta estimativa. Este fato, juntamente com os valores das taxas de ocorrências, que estão reduzindo com o tempo, mostra uma consequência direta do uso das técnicas preditivas e ações de manutenção preventiva aplicadas nos transformadores de potência da empresa;
- b) os transformadores e autotransformadores podem ser retirados de operação antes da ocorrência de falhas através da aplicação de técnicas preditivas. Observa-se na Figura 5(a) que as técnicas que, com maior frequência, detectam defeitos e iminências de falha nestes

Fonte: próprio autor (2018).

equipamentos são a Análise de Gases Dissolvidos (cromatografia), Ensaios Físico-Químicos e a Detecção de Descargas Parciais por Emissão Acústica; e

c) Ainda na Figura 5(a) pode-se perceber que 30,13% da retirada de transformadores de serviço foram em decorrência da aplicação das técnicas preditivas citadas. Nos outros motivos (69,87%), estima-se que parte das falhas tenha sido causada por fatores que não são passíveis de prévia detecção, tais como descargas atmosféricas e distúrbios elétricos.

b) por componente

Figura A.5 – Falhas em transformadores e autotransformadores: a) por motivo de retirada;



### 5. Conclusões

Com o advento no setor elétrico da filosofia de implantação de subestações desassistidas, em que não há operadores nas subestações, a inspeção nos equipamentos torna-se especialmente crítica quando de contingências, ficando as equipes de manutenção sem informações valiosas para balizar decisões quanto à reenergização de um transformador. Junte-se a isto o fato de que, por vezes, há problemas nas unidades remotas de telemedição e controle, não se tendo acesso às informações referentes às proteções que atuaram. Neste contexto, evidencia-se a importância do trabalho desenvolvido.

Na validação da ferramenta proposta, constatou-se uma elevada porcentagem de acertos, evidenciando que este novo método auxilia as equipes de manutenção e operação na tomada de decisão, proporcionando o restabelecimento do fornecimento de energia com segurança e o mais rápido possível, visando não comprometer os indicadores coletivos de continuidade de energia (DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, e FEC - Frequência

Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Além disso, é importante destacar que esse novo método permite a diminuição das consequências indesejadas decorrentes de interrupções não programadas no sistema elétrico.

Os levantamentos quantitativo e qualitativo de interrupções permitem análises conclusivas sobre os fatores que contribuíram para estas ocorrências e quais as probabilidades de que elas se repitam. Ademais, fornece uma base de informações que subsidia planejamento, estudos e ações da área de engenharia de manutenção, identificando os pontos críticos nestes equipamentos e a eficiência das técnicas preditivas aplicadas.

Portanto, conclui-se que a ferramenta apresentada neste trabalho pode propiciar aos mantenedores e operadores do sistema elétrico de potência orientações rápidas, que permitam se decidir adequadamente pela reenergização (ou não) de um transformador, reduzindo-se riscos de falha inerentes a este procedimento.

## Referências

- [1] MARQUES, A. P.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; MACHADO, S. G.; RIBEIRO, C. J.; MOURA, N. K.; DIAS, Y. A.; BRITO, L. C. Metodologia para reenergização de transformadores de potência após interrupções não programadas no sistema elétrico. In: XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE 2017). Curitiba: SNPTEE, 2017
- [2] BLACKBURN, J; DOMIN, T. **Protective Relaying**: Principles and Applications, Third Edition. [S.1.]: Taylor & Francis, 2006.
- [3] MEDEIROS, R. P. Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Utilizando a Transformada Wavelet. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2014.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise**: desligamentos forçados do Sistema de Transmissão. ANEEL, 346 p., Brasília, 2016.
- [5] SILVA, A.P. Pré-operação de centros de controle de transmissão e geração de energia elétrica – procedimento para validação de manobras de equipamentos da rede elétrica. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011.
- [6] TAVARES, K.A. Modelagem e simulação da proteção diferencial de transformadores de potência no ATP. Dissertação de mestrado da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, 2013.
- [7] IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **IEEE Std. C37.91**. Guide for Protecting PowerTransformer. New York, IEEE, 2008. ISBN: 978-07381-5389-6.

[8] OLIVEIRA, M.O. **Proteção diferencial adaptativa de transformadores de potência baseada na análise de componentes Wavelets**. Tese de Doutorado da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

## APÊNDICE B – Contribuições para o sistema especialista SEDTrafo

# 1. Método para avaliação e para classificação de transformadores de potência

Os métodos para avaliação e para classificação **desenvolvido nesta tese de doutorado** foi utilizado no sistema especialista denominado SEDTrafo, que possui os seguintes elementos:

- a) faixas de classificação definidas para as grandezas que compõem o sistema especialista, com embasamento em critérios de Engenharia de Manutenção e dados reais de campo e de laboratório;
- b) funções injetoras, que atribuem notas (em uma faixa de 0 a 1) e conceitos individuais (em uma escala de "A excelente" a "E péssimo") em função do mapeamento dos valores das grandezas, que são contínuas no método proposto, propiciando a gradual diferenciação de valores entre equipamentos;
- c) equacionamento para a obtenção de notas e conceitos finais, modelando, uma expressão caracterizada como uma soma duplamente ponderada e normalizada, na qual a segunda ponderação confere não-linearidade à avaliação. Desse modo, é possível diferenciar rigorosamente o estado dos equipamentos submetidos aos ensaios; e
- d) otimização computacional dos valores dos parâmetros do equacionamento, na qual as avaliações foram feitas por meio de comparações com registros de uma base de dados reais de ensaios da empresa CELG D (atualmente Enel Distribuição Goiás), englobando equipamentos com potências de 0,5 MVA a 60 MVA, tensões nominais de 13,8 kV a 230 kV e idades de 1 a 51 anos, realizados durante um período aproximado de 34 anos (de 1982 a 2016) de monitoramento em campo e em laboratório.

As notas individuais e os valores das grandezas relacionam-se por meio de funções injetoras, de tal maneira que dois valores distintos de uma mesma grandeza recebam duas notas distintas, por mais próximos que sejam esses valores. Em suma, mesmo com conceitos iguais para uma determinada grandeza, dois equipamentos com valores diferentes recebem notas diferentes.

Assim, para cada grandeza, tem-se uma função injetora, que pode variar em função de determinadas condições pré-estabelecidas. Vale ressaltar que todas as funções para obtenção

das notas individuais são definidas por partes, de modo que, dentro de cada faixa de classificação, é empregada uma variação linear entre os limites inferior e superior.

É realizada uma dupla ponderação, primeiramente em função da importância daquela grandeza (Peso da Grandeza,  $p_g$ ) na avaliação do equipamento e, em um segundo momento, em função da nota individual que lhe foi atribuída (Peso da Nota,  $p_n(n)$ ). Assim, as melhores notas individuais, relacionadas a grandezas em bom estado, são associadas a pesos consideravelmente menores do que as notas atribuídas a grandezas em mau estado. Logo, notas ruins implicam em pesos maiores e, consequentemente, maiores impactos na avaliação daquele equipamento.

Nesta ponderação foi utilizada uma equação exponencial, em decorrência de sua aplicabilidade na modelagem de fenômenos naturais. Com isto, obtiveram-se ganhos substanciais em sensibilidade, conforme os resultados apresentados posteriormente.

De posse das notas individuais n, dos pesos de cada grandeza  $p_g$  e dos pesos em função da nota individual  $p_n(n)$ , a Nota Final é calculada utilizando-se (1) [1]:

$$NF = \frac{\sum_{i} n_{i} \cdot p_{n}(n_{i}) \cdot p_{g,i}}{\sum_{i} p_{n}(n_{i}) \cdot p_{g,i}}$$
(1)

Onde a variável *i* percorre todas as grandezas componentes dos ensaios em análise. A partir da Nota Final, obtém-se o Conceito Final, com base em faixas de classificação definidas por meio de otimização computacional.

A obtenção de alguns conceitos finais foi otimizada por meio da utilização de recursos computacionais, tomando como referência os conceitos emitidos por uma equipe de especialistas da área de Engenharia de Manutenção em um conjunto de ensaios em transformadores de potência minuciosamente selecionados. Embora não faça parte do escopo deste trabalho, ressalta-se que os parâmetros de alguns módulos foram otimizados utilizando o método da soma duplamente ponderada (SDPN) no conjunto de treinamento, associado ao algoritmo de *Random-restart Hill Climbing*, aplicando a regra do 1/5 de sucesso. Nestes casos, a função objetivo consistiu em minimizar a soma dos módulos dos erros, calculados por meio da distância numérica entre o conceito obtido por meio do método e o conceito emitido por uma equipe de especialistas na área de Engenharia de Manutenção da concessionária de energia elétrica local.

A validação deste sistema especialista foi realizada por meio de vários estudos de casos reais, de ensaios em campo (em subestações de energia elétrica) e em laboratório, comprovando, a precisão dos resultados com as porcentagens de acertos significativas. Porém, neste trabalho são ilustrados apenas alguns resultados.

Quanto à tecnologia empregada para o desenvolvimento deste sistema especialista (SEDTrafo), têm-se:

- a linguagem de programação utilizada (desenvolvimento do software): Grails versão 2.5 (https://grails.org);.
- b) a utilização para o usuário: Interface WEB, disponível via navegadores de internet.

Constatam-se também, neste *software*, as seguintes funcionalidades que proporcionam a precisão no diagnóstico otimizado:

- a) abordagem proposta com a avalição da condição do transformador, tanto considerando o histórico (procedimento de "Avaliação da Condição com Histórico") quanto não o considerando (procedimento de "Avaliação da Condição Sem Histórico");
- b) gráficos com as grandezas individuais e com a variação ao longo do tempo (de acordo com o histórico);
- c) classificações providas pelo SEDTrafo e pelo "Especialista" para cada módulo com conceitos de "A" a "E", e as respectivas ações recomendadas na tomada de decisão;
- d) recomendações para períodos de reamostragem para as análises de gases dissolvidos em óleo;
- e) diagnóstico do equipamento, identificando as possíveis anomalias (defeitos e/ou falhas)
  e suas causas, com base na análise do conjunto dos resultados de diferentes técnicas de manutenção;
- f) relatório com todas as informações para documentação.

Na Figura B.1 são ilustrados, como exemplo, os resultados dos ensaios de descargas parciais (DPs) pelo método de emissão acústica e análise de gases dissolvidos em óleo (AGD - cromatografia), com os gráficos, as classificações definidas a partir dos parâmetros otimizados e dos históricos (ensaios anteriores), e ações recomendadas correspondentes.



Figura B.1 - Telas ilustrativas do sistema especializado sobre os ensaios de DPs e AGD

A apresentação dos critérios e dos parâmetros das técnicas preditivas analisadas com seus pesos, suas notas e suas classificações finais (conceitos de "A" a "E"), estão sendo divulgados em trabalhos científicos, utilizando os métodos SDPN e/ou pior caso.

Por sua vez, o diagnóstico do transformador é dado com base na comparação das classificações nas diferentes técnicas preditivas obtidas pelo equipamento com um mapeamento de anomalias detectáveis e suas causas versus ensaios.

Esse mapeamento foi realizado com o auxílio de planilhas eletrônicas, em que cada anomalia está diretamente relacionada com suas possíveis causas e os componentes do transformador afetados. Ainda, são identificadas as técnicas de manutenção preditiva que são sensibilizadas por cada anomalia detectável, de modo que os defeitos apresentem uma "assinatura" nos resultados de ensaios. Assim, o *software* SEDTrafo pode auxiliar a equipe de engenharia de manutenção na identificação desses defeitos e na tomada de decisão direcionada, com os resultados desta tese de doutorado.

## Referências

 MARQUES, A. P.; MOURA, N. K.; RIBEIRO, C. J. R.; DIAS, Y. A.; RODRIGUES, A.; ROCHA, A. S.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; SOUSA, F. C.; BRITO, L. C. Insulation Resistance of Power Transformers – Method for Optimized Analysis. In: 19th IEEE International Conference on Dielectric Liquids – ICDL. Manchester: ICDL, jun. 2017.