



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**DESENVOLVIMENTO DE UM SENSOR DE DESCARGAS
PARCIAIS E UMA METODOLOGIA PARA PRIORIZAÇÃO DE
INVESTIMENTO EM SENSORES**

João Marcondes Corrêa Guimarães

Julho de 2022

Itajubá – MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**DESENVOLVIMENTO DE UM SENSOR DE DESCARGAS
PARCIAIS E UMA METODOLOGIA PARA PRIORIZAÇÃO DE
INVESTIMENTO EM SENSORES**

Defesa de tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Edson da Costa Bortoni

Co-Orientador: Prof. Ronaldo Rossi

Julho de 2022

Itajubá – MG

Agradecimentos

Aos meus orientadores pela amizade e ensinamentos transmitidos.

A minha família pelo apoio e companheirismo.

Resumo

Os transformadores são equipamentos diretamente relacionados à confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo também, as concessionárias pressionadas pela melhoria na qualidade do serviço prestado. Nesse cenário o monitoramento em tempo real apresenta uma vantagem estratégica ao fornecer alarmes e informações para algoritmos de diagnóstico e condição do ativo. Porém o custo associado ainda é um fator limitante na disseminação do monitoramento, especialmente para transformadores de menor valor como aqueles presentes nas subestações de distribuição. Esse trabalho contribui com o monitoramento em tempo real de transformadores sobre dois aspectos. O primeiro sendo o desenvolvimento de um sensor de descargas parciais baseado no método elétrico de acordo com a IEC 60270, motivado pelo fato da vida útil do transformador estar diretamente associada à condição do seu sistema de isolamento e de acordo com a literatura, aproximadamente 36% das falhas em transformadores são de origens dielétricas, sendo a medição de descarga parcial um dos métodos de avaliação da integridade desse sistema, uma vez que são indicativos de defeitos incipientes e apresentam comportamento acumulativo. O sensor desenvolvido foi submetido a testes laboratoriais de forma a garantir a segurança operacional da sua aplicação em 06 transformadores na classe 145 kV para monitoramento contínuo e, também, foi utilizado para medição de descargas parciais em um transformador com formação de gases combustíveis. A segunda contribuição é o desenvolvimento de uma metodologia para priorização de investimento em sensoriamento no âmbito de distribuidoras inseridas no mercado de energia regulado brasileiro, considerando que para o monitoramento de todos os subsistemas de um transformador são necessários outros sensores em conjunto com o de descargas parciais desenvolvido nesse trabalho. Essa metodologia considera as dimensões técnica, tecnológica e regulatória e foi implementada para uma população de 848 transformadores de diferentes distribuidoras em todas as regiões do país.

Palavras-Chave: transformadores de potência, monitoramento em tempo real, descargas parciais, priorização de investimento.

Abstract

Power transformers are directly related to the electrical system reliability and power companies are pressured to improve the quality of service provided. In this scenario, real-time monitoring presents a strategic advantage by providing alarms and information for diagnostic algorithms and asset condition. However, the associated cost still is a limiting factor in the dissemination of monitoring systems, especially for lower value transformers such as those in distribution substations. This work contributes to the real-time monitoring of transformers on two aspects. The first being the development of a partial discharge sensor based on the IEC 60270 electrical method, motivated by the fact that the transformer life is directly associated with the condition of its insulation system and, according to the literature, approximately 36% of transformer failures are of dielectric origin, and the partial discharge measurement presents as one method for evaluating the condition of this system, since they are indicative of incipient defects and present an accumulative behavior. The developed sensor was submitted to laboratory tests to guarantee the operational safety of its application in 06 transformers of 145 kV for online monitoring and, also, it was used to measure partial discharges in a transformer with formation of combustible gases. The second contribution is a methodology for prioritizing investment in monitoring systems for distribution power transformers in the Brazilian regulated energy market, considering that for the monitoring of all subsystems of a transformer, other sensors are needed together with the partial discharge sensor developed in this work. This methodology considers the technical, technological, and regulatory dimensions and was implemented for a population of 848 transformers.

Keywords: power transformers, online monitoring, partial discharges, investment prioritization.

Sumário

1.	Introdução	1
1.1.	Objetivo	3
1.2.	Contextualização.....	3
1.3.	Estrutura do trabalho	12
2.	Monitoramento e Gestão de Transformadores.....	14
2.1.	Monitoramento de Transformadores	15
2.1.1.	Isolação em Transformadores	21
2.1.2.	Monitoramento de Corrente e Tensão	27
2.1.3.	Monitoramento de Temperatura	28
2.1.4.	Monitoramento de Umidade no Óleo Isolante.....	29
2.1.5.	Monitoramento de Gases Dissolvidos	30
2.1.6.	Monitoramento do Sistema de Preservação do Óleo	35
2.1.7.	Monitoramento do Comutador Sob Carga.....	36
2.1.8.	Monitoramento de Buchas e Descargas Parciais	38
2.2.	Gestão de Transformadores - Índices de Saúde e Risco.....	45
3.	Desenvolvimento - Descargas Parciais	46
3.1.	Acopladores	48
3.2.	Unidade de Aquisição.....	50
3.3.	Unidade de Processamento e Comunicação	52
3.4.	Algoritmo.....	53
4.	Desenvolvimento – Metodologia de Priorização.....	56
4.1.	Classificação em Grupos	58
4.2.	Índice de Priorização de Detecção.....	58
4.3.	Definição do Sistema de Sensoriamento	60
4.4.	Modelagem do Investimento em Sensoriamento.....	61
4.5.	Modelagem dos Benefícios	62
4.6.	Priorização	65
5.	Resultados	66
5.1.	Descargar Parciais	66
5.1.1.	Instalação	66
5.1.2.	Ensaio Laboratoriais.....	69
5.1.3.	Monitoramento Contínuo de Descarga Parcial.....	74
5.1.4.	Transformador com formação de gases	75
5.2.	Metodologia de Priorização.....	82
6.	Conclusões	96
7.	Referências.....	98

Índice de Figuras

Figura 1 - Curva da banheira.....	4
Figura 2 - Modo de falha.....	6
Figura 3 - Modo de falha experiencia Brasil.....	7
Figura 4 – Redução da taxa de falha utilizando monitoramento em tempo real.....	8
Figura 5 - Relação entre modo de falha e soluções de monitoramento.....	9
Figura 6 - Condição de degradação.....	10
Figura 7 – Índice de Saúde.....	11
Figura 8 – Índice de Saúde x Risco.....	11
Figura 9 – Funcionalidades monitoramento e diagnóstico.....	15
Figura 10 - Subsistemas do transformador.....	16
Figura 11 - Defeitos reversíveis e irreversíveis.....	17
Figura 12 - Subsistemas, monitoramento e falhas.....	20
Figura 13 - Isolação de um enrolamento.....	22
Figura 14 - Estrutura química da celulose.....	22
Figura 15 - Resistência a tração X Grau de polimerização.....	23
Figura 16 - Relação entre conteúdo de água no papel e óleo.....	25
Figura 17 - Formação de água devido a cisão da molécula de celulose.....	26
Figura 18 – Taxa de envelhecimento devido aos principais mecanismos.....	27
Figura 19 - Medição de temperatura em transformadores.....	28
Figura 20 - Relação entre umidade, temperatura e velocidade de depolimerização.....	30
Figura 21 – Decomposição do óleo mineral.....	31
Figura 22 – Relação entre formação de gases e temperatura.....	32
Figura 23 – (A) Exemplo de triangulo e (B) Pentágono de Duval.....	33
Figura 24 - Relé de bolsa/membrana.....	36
Figura 25 - Exemplo de torque (a) e corrente (b) no acionamento do comutador.....	37
Figura 26 - Forma construtiva de uma bucha capacitiva.....	38
Figura 27 – Bucha capacitiva energizada com o tap de testes aberto.....	39
Figura 28 - Somatório das correntes de fuga.....	39
Figura 29 - (A) Representação do sistema de isolamento (B) Circuito equivalente.....	40
Figura 30 – Rompimento do dielétrico em cavidades.....	41
Figura 31 - (A) Partícula metálica como fonte de DP (B) Padrão observado.....	41
Figura 32 - Formação de descargas parciais, seus efeitos e métodos de detecção.....	42
Figura 33 – Técnicas de detecção para descargas parciais.....	42

Figura 34 – Exemplo de posicionamento de sensores acústicos	43
Figura 35 - Sensor UHF para instalação em válvula.....	44
Figura 36 – Método elétrico utilizando tap capacitivo.....	44
Figura 37 – Sistema de monitoramento de descargas parciais.....	47
Figura 38 – Funcionalidades do sistema de monitoramento	47
Figura 39 – Divisor de tensão entre bucha e sensor	48
Figura 40 - Acoplador - Vista lateral e explodida.....	49
Figura 41 – (a) Circuito impresso e (b) Esquemático de Proteção.....	50
Figura 42 - Unidade de aquisição.....	51
Figura 43 - Unidade de processamento e comunicação	52
Figura 44 - Estrutura de comunicação.....	53
Figura 45 – Identificação do pico de descarga parcial	55
Figura 46 - Dimensões de análise.....	57
Figura 47 – Fluxograma da metodologia de priorização.....	57
Figura 48 - Divisão dos grupos de acordo com IPD	61
Figura 49 – (A) Variáveis consideradas no monitoramento atual (B) Níveis de automação.....	62
Figura 50 - Benefícios	63
Figura 51 - Benefício remuneração do transformador por meio do ganho de vida útil	63
Figura 52 - Benefício remuneração dos sensores	64
Figura 53 - Transformador 1 – Visualização da posição do painel.....	67
Figura 54 - Transformador 2 - Acopladores.....	68
Figura 55 – Transformador 6 – Detalhe do acoplador	68
Figura 56 - Painel	69
Figura 57 - Montagem laboratorial	70
Figura 58 – Leitura tensão aplicada - Nominal	71
Figura 59 - Leitura tensão aplicada – Sobretensão.....	71
Figura 60 – Impulso de tensão	72
Figura 61 - Impulso de corrente	73
Figura 62 – Sinal filtrado livre de descargas parciais	73
Figura 63 - Sinal com DP sem aplicação do filtro	74
Figura 64 - Sinal com DP filtrado	74
Figura 65 - Monitoramento contínuo de DP	75
Figura 66 - Triângulo de Duval.....	77
Figura 67 - Pentágono de Duval.....	77

Figura 68 – Domínio da frequência.....	78
Figura 69 - Medição de descargas parciais	79
Figura 70 - Inspeção do comutador sob carga.....	80
Figura 71 - Remoção da parte ativa.....	81
Figura 72 – Carbonização identificada no ponto de conexão da estrela	81
Figura 73 – Quantidade em cada grupo.....	83
Figura 74 - Histograma idade dos transformadores	83
Figura 75 – Divisão IPD.....	84
Figura 76 - Classificação IPD por grupo.....	85
Figura 77 - Níveis de monitoramento existente	92
Figura 78 - Custo médio percentual de implementação	93
Figura 79 - Percentual de viabilidade por grupo	94
Figura 80 – Benefícios e custos acumulados.....	95
Figura 81 – Percentual de viabilidade	95

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Modo de falha de acordo com nível de tensão	5
Tabela 2 - Pesquisa CIGRE Brasil	6
Tabela 3 - Taxa de falha experiência Brasil	6
Tabela 4 – Monitoramento e horizonte de tempo.....	14
Tabela 5 - Componente do transformador, mecanismo de falha e sinais medidos	18
Tabela 6 - Falhas identificáveis utilizando os triângulos e pentágonos de Duval.....	34
Tabela 7 – Tipos de monitores em tempo real para análise de gases dissolvidos	35
Tabela 8 - Especificação da unidade de aquisição	52
Tabela 9 – Critério de divisão da população de transformadores em grupos.....	58
Tabela 10 – Tabela de pontuação - FMECA.....	60
Tabela 11 – Amostragem de gases dissolvidos	76
Tabela 12 - Medições de descargas parciais	78
Tabela 13 - Definição de grupos de transformadores.....	82
Tabela 14 – Monitoramento de temperatura	87
Tabela 15 – Monitoramento de gases e umidade	88
Tabela 16 – Monitoramento do comutador sob carga.....	89
Tabela 17 – Sistema de conservação do óleo e sistema de refrigeração	90
Tabela 18 - Buchas e descargas parciais	91
Tabela 19 - Redução da taxa de falha estimada	93

Abreviações

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ASTM – *American Society for Testing and Materials*
BRR – Base de Remuneração Regulatória
CEND – Custo da Energia Não Distribuída
CIGRE – Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
COA – Custo Operacional de Atendimento
CPC – Custo Potencial de Compensação
DGA – *Dissolved Gas Analysis*
DP – Descarga Parcial
END – Energia Não Distribuída
FMEA – *Failure Mode and Effects Analysis*
FMECA – Análise do Modo de Falha, Efeitos e Criticidade
GP – Grau de Polimerização
HI – *Health Index*
IEC - Comissão Eletrotécnica Internacional
IED – *Intelligent Electronic Device*
IEEE - Instituto de Engenheiros Eletrotécnicos e Eletrônicos
IPD – Índice de Priorização de Detecção
MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MTBF – *Mean Time Between Failure*
NBR – Norma Brasileira
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCA – Potencial de Clientes Atingidos
PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade
PVRO – Parcela Variável por Restrição Operativa
RAP – Receita Anual Permitida
RI – *Risk Index*
SIN – Sistema Interligado Nacional
TC – Transformador de Corrente
TMA – Tempo Médio de Atendimento
TP – Transformador de Potencial
VMU – Valor de Mercado em Uso

1. Introdução

Os transformadores são equipamentos que representam altos investimentos para as empresas do setor elétrico. Estão presentes nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, são diretamente relacionados a confiabilidade da operação dessas empresas e, conseqüentemente, do Sistema Interligado Nacional (SIN), pois representam o elo entre os diferentes níveis de tensão existentes.

Desde seu surgimento, com a evolução tecnológica, ao longo de mais de um século no processo de fabricação e nos materiais empregados, esses equipamentos tomaram proporções cada vez maiores atingindo níveis de tensão e potência de até 1.200 kV e 2000 MVA, respectivamente [1], [2].

Da sua energização até o momento de sua retirada de operação preventivamente, ou até mesmo devido a uma falha, estão sujeitos a degradação devido a solicitações elétricas, térmicas, químicas e mecânicas.

Essa perda de vida útil é inevitável e pode ser classificada em normal, ou seja, aquela situação para qual o equipamento foi projetado para operar continuamente, ou anormal onde ocorre uma redução acelerada da expectativa de vida do equipamento e, caso perdure por longos períodos, pode levar a uma falha prematura.

Tais situações estão relacionadas as condições operativas, ambientais, programa de manutenção, entre outros, ao qual o transformador está inserido.

Esses equipamentos apresentam grande importância sistêmica e sua falha ocasiona diversos custos dentre eles se destaca os de substituição ou reparo, energia não fornecida, compensações, risco a integridade física dos funcionários da empresa, danos ambientais, impactos regulatórios, além de custos intangíveis relacionado a imagem da empresa.

Do ponto de vista regulatório cada segmento possui sua particularidade quanto a penalização pela indisponibilidade do equipamento.

Concessionárias de distribuição possuem a chamada base de remuneração regulatória (BRR) [3], ou seja, seus ativos representam um valor que é depreciado ao longo do tempo e esse é utilizado para compor a tarifa de energia ao consumidor final. De acordo com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) [4], transformadores de potência possuem uma vida contábil na base de remuneração regulatória de 35 anos, em outras palavras, caso um

transformador apresente falha nos primeiros anos de operação, isso representa um grande impacto na sua base de remuneração regulatória e, conseqüentemente, na saúde econômica da empresa.

No caso de transmissoras, sua remuneração é definida pela receita anual permitida (RAP) definida no leilão de concessão da instalação. Essa receita é obtida, dentre outros fatores, pela taxa de disponibilidade [5], ou seja, dada uma interrupção ou restrição operativa não programada a receita da empresa é diretamente impactada considerando o tempo dessa indisponibilidade calculados pela parcela variável por indisponibilidade (PVI) ou parcela variável por restrição operativa (PVRO).

Para o segmento de geração, seus proprietários possuem contratos de venda de energia baseados na chamada energia assegurada e, em caso de não serem capazes de cumpri-los, podem ser punidos financeiramente mediante a compra de energia no mercado de curto prazo para honrar seus contratos [6].

Além da penalização devido a indisponibilidade do equipamento, restrições sistêmicas podem ocorrer, uma vez que os centros de operação devem buscar uma alternativa para suprimento das cargas. Com isso, linhas de transmissão, barramentos e transformadores vizinhos possivelmente serão sobrecarregados durante essa contingência.

Em tais situações, os agentes de transmissão devem garantir por toda vida útil do transformador, ou seja, 35 anos [1], a capacidade de suportar carregamentos de até 120% por um período de 4 horas e até 140% por um período de até 30 minutos [7].

Para estabelecer uma visão da complexidade desse sistema, segundo a ANEEL [8], atualmente existem cerca de 123 concessionárias, 132 mil km de linhas de subtransmissão e transmissão entre 138 kV e 800 kV, aproximadamente 500 subestações e uma capacidade de transformação maior que 320 GVA. Em um levantamento realizado entre os anos 2016 e 2017 ocorreram 3.768 desligamentos no sistema de transmissão nacional.

É possível afirmar que todos esses desligamentos apresentaram algum tipo de solicitação operacional aos transformadores presentes na região do sistema onde houve a perturbação, considerando que ocorrem transitórios eletromagnéticos devido ao desligamento de uma linha, banco de capacitor ou reator, saída de um grande bloco de carga ou gerador, entre outros.

A engenharia de manutenção está inserida nesse contexto desafiador, onde existe uma crescente necessidade por continuidade e, conseqüentemente qualidade, no fornecimento de energia elétrica mantendo a confiabilidade do sistema elétrico.

Para isso é necessário o maior nível de informações sobre o equipamento possível, o que em termos práticos não é uma tarefa trivial podendo ocorrer dificuldades na obtenção e na qualidade das informações necessárias para o correto diagnóstico do equipamento.

Novas ferramentas e tecnologias vem surgindo nas últimas décadas para determinação do estado dos ativos inseridos no sistema interligado nacional, especialmente os transformadores, onde o monitoramento em tempo real é uma tendência para manutenção preventiva baseada na condição.

Com base no exposto é identificada uma necessidade por um programa de manutenção baseado no monitoramento da condição em tempo real do equipamento, capaz de fornecer informações suficientes para verificação do bom funcionamento do transformador, permitindo que as intervenções no equipamento somente ocorram quando necessário e no momento adequado, prolongando a vida útil do equipamento.

1.1. Objetivo

O objetivo desse trabalho foi o desenvolvimento de um sensor de descargas parciais pelo método elétrico e uma ferramenta para priorização de investimento em sensoriamento, ambos aplicados a transformadores de potência no âmbito de distribuidoras de energia no cenário brasileiro.

Para esse objetivo o sensor desenvolvido foi submetido a ensaios laboratoriais de tensão aplicada, impulso atmosférico e impulso de corrente de forma a garantir a segurança operacional de aplicação. Em seguida, aplicados para monitoramento contínuo em 06 unidades e avaliados os níveis de descargas parciais (DP) obtidos. Também foi avaliada uma medição pontual, ou *offline*, para um transformador apresentando formação de gases combustíveis.

No âmbito da ferramenta de priorização de investimentos foi realizado um levantamento das informações para uma população de 848 transformadores, essa foi segmentada em grupos, proposto um índice de priorização, definido o conjunto de sensoriamento para cada subgrupo e, por fim, obtida a viabilidade de implementação para cada transformador considerando uma estimativa do benefício econômico de implementação.

1.2. Contextualização

A experiencia mostra que durante a operação de um transformador seu padrão de falhas se comporta de acordo com a curva da banheira [2], [9] representado na Figura 1.

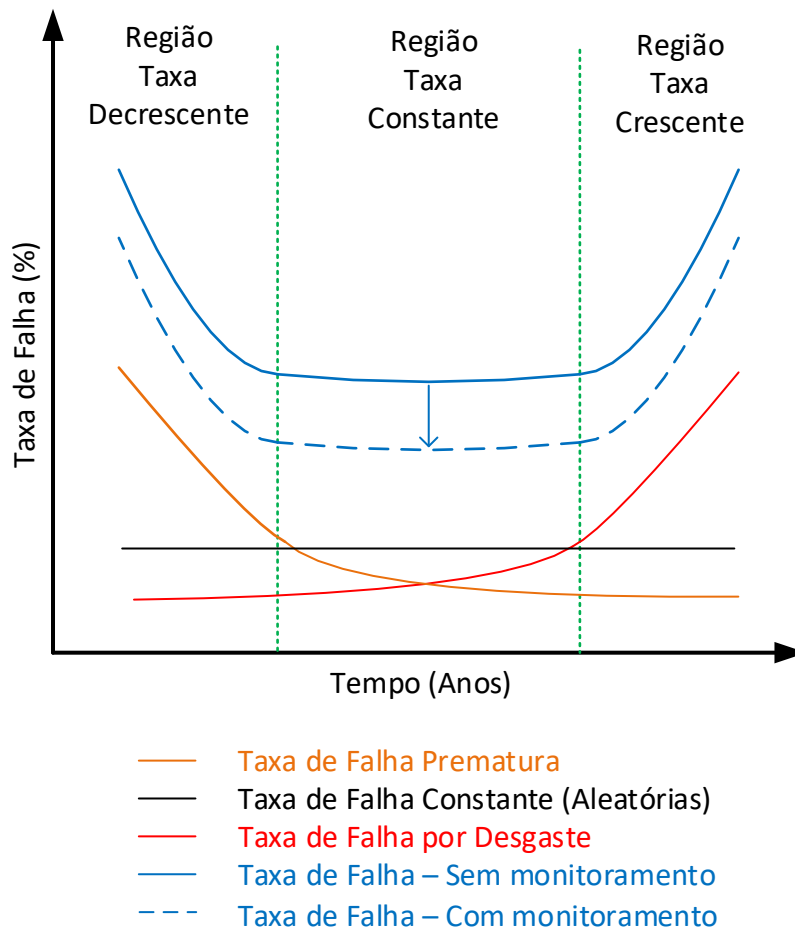


Figura 1 - Curva da banheira - Adaptado de [9], [10]

Nessa curva a vida de um transformador é dividida em três estágios:

- 1) Região de falha prematura: apresenta taxa de falha decrescente, normalmente é relacionada a imperfeições no processo de fabricação e ações até entrada em operação.
- 2) Região de falha constante: apresenta taxa de falha aproximadamente contínua caracterizada pela estabilização da operação.
- 3) Região de fim da vida útil: apresenta taxa de falha crescente devido ao desgaste natural do transformador.

Com o uso do monitoramento de transformadores em tempo real, uma redução no comportamento da taxa de falha ao longo da vida do equipamento é esperada, conforme exemplificado pela linha tracejada na Figura 1.

Considerando a população de transformadores em operação no cenário brasileiro, onde uma elevada parcela destes ultrapassou ou se encontra próximo da sua vida útil contábil, ou regulatória, e com base no conceito apresentado na Figura 1, uma elevação na taxa de falhas é esperada no curto prazo. Porém o montante de investimento necessário restringe a velocidade de renovação,

Introdução

sendo assim é necessário conhecer o estado desses ativos para priorização das ações de manutenção e de investimento que permitam o prolongamento do tempo em operação.

Esse cenário, compartilhado por vários países, é exemplificado em [10] pela experiência norueguesa, onde a população de transformadores estudada possui em média 32 anos, 15% estão acima de 50 anos e com estimativa para substituição desse último grupo de 100 milhões de dólares. Os equipamentos em piores condições devem ser identificados e priorizados antes que uma falha ocorra, considerando o volume de investimento necessário para renovação.

Em 1983 o CIGRE apresentou seu primeiro trabalho com objetivo de avaliar falhas em transformadores, nesse foram avaliados o cenário de 13 países em 3 continentes.

Em dezembro de 2015 um relatório atualizado foi apresentado, nele foram analisadas 964 falhas no período de 1996 a 2010 em uma população de 23.884 transformadores representando 167.459 Transformador-Ano, fornecidos por 56 empresas em 21 países [2]. O ano de fabricação dos transformadores é de 1950 até 2009. A Tabela 1 apresenta resumidamente o modo de falha segregado por nível de tensão.

Tabela 1 - Modo de falha de acordo com nível de tensão – Fonte [2]

Modo de Falha	Falhas						Total
	$69 \leq kV < 100$	$100 \leq kV < 200$	$200 \leq kV < 300$	$300 \leq kV < 500$	$500 \leq kV < 700$	$kV \geq 700$	
	144	300	229	241	36	14	
Dielétrica	70,14%	25,33%	36,68%	24,89%	72,22%	42,86%	36,62%
Elétrica	12,50%	19,33%	15,72%	17,84%	0,00%	28,57%	16,49%
Térmica	0,69%	12,00%	10,04%	18,25%	2,78%	0,00%	10,89%
Química	0,00%	3,66%	4,37%	4,56%	2,78%	0,00%	3,32%
Mecânica	6,25%	27,33%	22,71%	18,25%	11,11%	7,14%	20,02%
Desconhecido	10,42%	12,33%	10,48%	16,18%	11,11%	21,43%	12,66%

Para as 964 falhas avaliadas, sua natureza da é apresentada na Figura 2, destacando-se as de origem dielétrica, a qual é de interesse nesse trabalho.

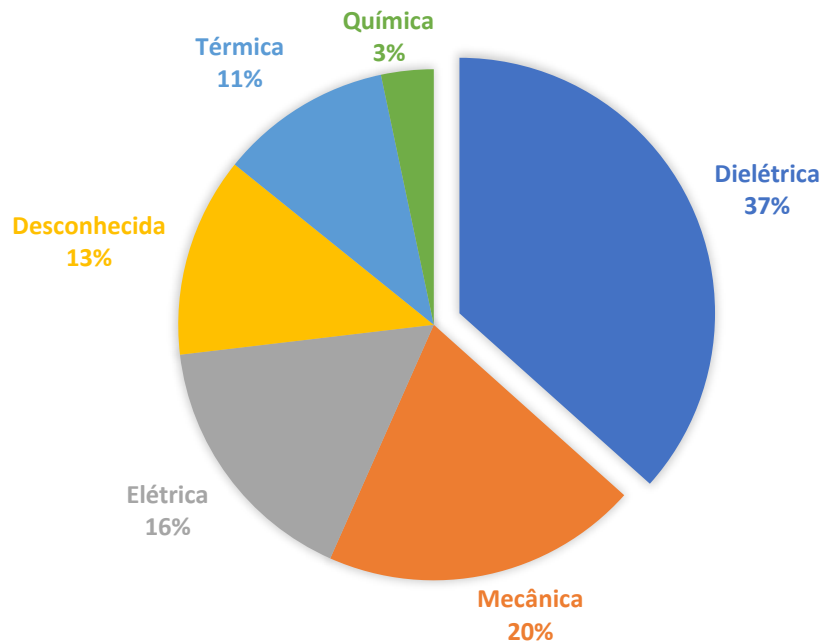


Figura 2 - Modo de falha – Fonte [2]

O CIGRE Brasil contribuiu com uma pesquisa de falhas ocorridas entre os anos de 2004 e 2009 para uma população de transformadores e reatores dada pela Tabela 2:

Tabela 2 - Pesquisa CIGRE Brasil - Fonte [2], [11]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Transformadores	2451	2501	2557	2611	2667	2720
Reatores	747	770	794	815	839	861
Total	3198	3271	3351	3426	3506	3581

Para essa população de transformadores a taxa de falha encontrada é apresentada na Tabela 3, onde é possível observar uma maior taxa de falha na região definida como prematura pelo conceito de curva da banheira abordado.

Tabela 3 - Taxa de falha experiência Brasil - Fonte [2], [11]

Idade	Total		
	Transformador-Ano	Falhas	Taxa
0 a 5 anos	803	19	2,37%
6 a 10 anos	1758	16	0,91%
Mais de 11 anos	12948	68	0,53%
Total	15509	103	0,66%

A natureza das falhas avaliadas no cenário é apresentada no gráfico da Figura 3, no qual observa-se novamente a predominância das falhas de origem dielétrica.

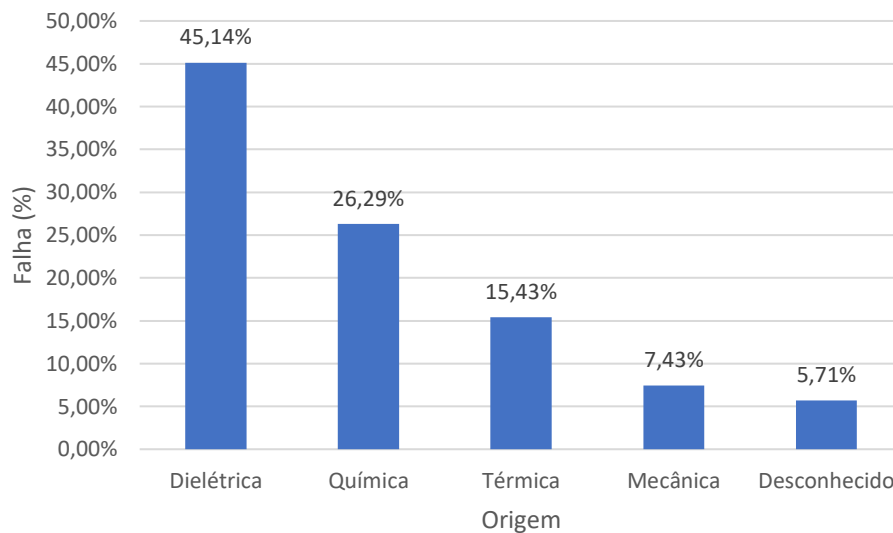


Figura 3 - Modo de falha experiencia Brasil – Fonte [2], [11]

Em [12] uma estimativa para decomposição da taxa de falhas em transformadores é abordada, onde é estimado que 30% das falhas são detectadas por meio dos programas convencionais de manutenção baseados em amostragem do óleo isolante, ensaios elétricos periódicos, alarme de temperatura e relés intrínsecos. Com a utilização de monitoramento em tempo real espera-se um ganho de 42% a essa capacidade de detecção de falhas, ou seja, totalizando 72% a capacidade de detecção.

Na Figura 4 as falhas não detectáveis com os meios existentes correspondem a 70% e são subdivididas em indetectáveis correspondendo a 40%, aqueles de natureza instantânea como eventos causados por descargas atmosféricas, e as detectáveis por monitoramento em tempo real correspondendo a 60%.

Esse último grupo é composto por falhas que apresentam deterioração monitorável e que aumenta sua intensidade ao longo do tempo até que uma falha ocorra. De forma a avaliar os benefícios da utilização do monitoramento, essas são subdivididas de acordo com a consequência da sua ocorrência, ou seja, falhas catastróficas sendo aquelas onde equipamentos ao redor são afetados, podendo ocorrer incêndios e impactos ambientais e as de natureza não catastrófica são aquelas onde o defeito é restrito ao transformador.

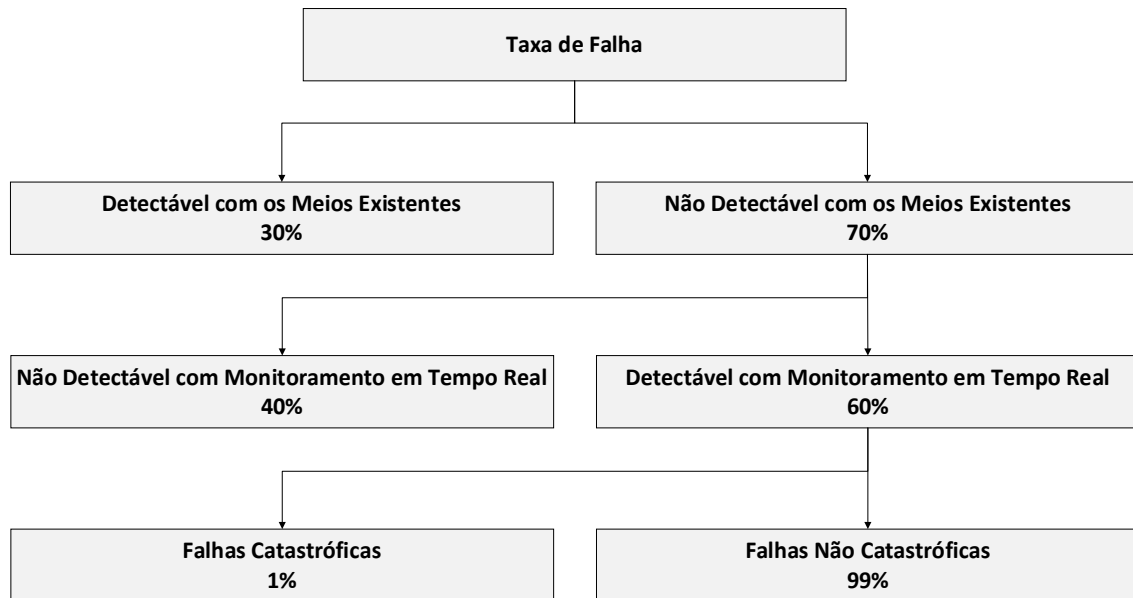


Figura 4 – Redução da taxa de falha utilizando monitoramento em tempo real - Fonte [12]

Utilizando a experiência internacional do CIGRE, o trabalho desenvolvido em [13] estabelece uma relação entre os modos de falha encontrados em [2] e variáveis de monitoramento em tempo real. Com isso é possível visualizar o ganho no monitoramento de determinada variável, a Figura 5 apresenta esse conceito, onde o monitoramento de descargas parciais de interesse desse trabalho é destacado.

			Monitoramento de Pressão do Óleo (Transformador Sob Carga (Torque, Vibração))	Monitoramento do Sistema de Resfriamento (Corrente dos Motores)	Monitoramento dos Relés Intrínsecos (Buchholz)	Monitoramento do Comutador Sob Carga (Torque, Vibração)	Monitoramento de Buchas	Monitoramento do Nível de Óleo	Monitoramento do Enrolamento e Comutador	Monitoramento de Descargas Parciais	Monitoramento de Temperatura Ambiente e do Óleo	Monitoramento de Temperatura Ambiente e do Óleo	Monitoramento de Gases Dissolvidos e Umidade
Dielétrica	36,62%	Descarga Parcial	✓							✓			✓
		Trilhamento	✓							✓			✓
		Flashover	✓		✓			✓					✓
Elétrica	16,49%	Abertura/Curto-Circuito	✓										
		Conexões	✓			✓							
		Contato	✓										✓
Térmica	10,89%	Sobreaquecimento	✓	✓	✓	✓	✓			✓			✓
		Ponto Quente	✓			✓		✓					
Físico/Químico	3,32%	Contaminação - Umidade	✓								✓		✓
		Contaminação - Partículas											✓
		Contaminação - Gases	✓										✓
		Corrosão	✓								✓		✓
Mecânica	20,20%	Deformação			✓								✓
		Deterioração/Quebra			✓			✓				✓	✓
		Deslocamento			✓								✓
		Afrouxamento			✓							✓	✓
		Vibração											✓
Desconhecido	12,66%	Desconhecido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Figura 5 - Relação entre modo de falha e soluções de monitoramento – Fonte [13]

Para que o monitoramento utilizado seja eficaz este deve ser capaz de detectar mudanças mínimas na condição do transformador no menor intervalo de tempo possível, esse conceito é mostrado na Figura 6.

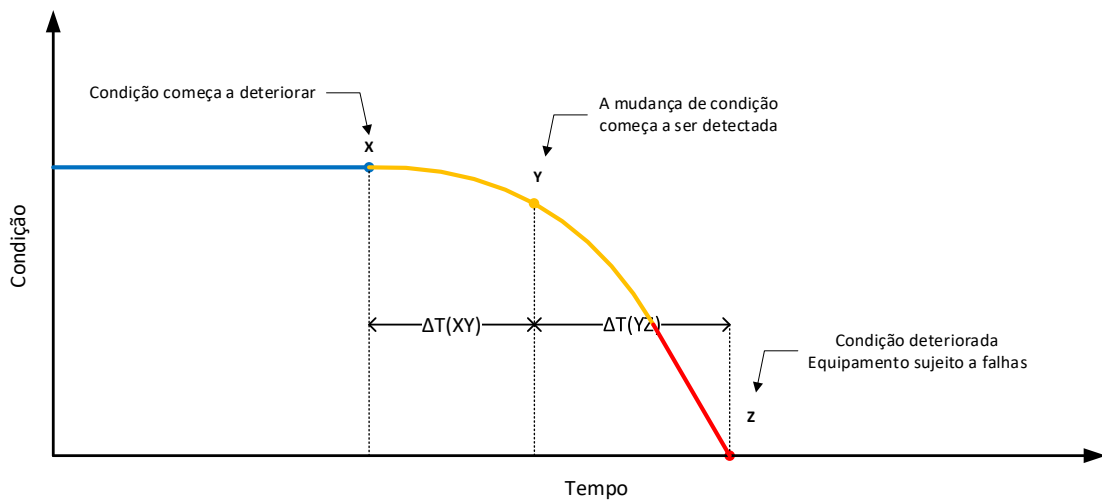


Figura 6 - Condição de degradação – Adaptado de [14].

Pode-se observar os seguintes comportamentos no gráfico [14]:

- 1) Condição normal de operação: Até o ponto X o equipamento apresenta uma boa condição operativa.
- 2) Início da degradação: No ponto X se inicia a degradação, porém essa ainda não detectável.
- 3) Mudança de condição: Ao atingir Y a detecção se torna possível.
- 4) Falha do equipamento: Caso uma ação não seja tomada o ponto Z é atingido e, conseqüentemente, ocorre uma falha do transformador.

O sistema de monitoramento empregado, dentre suas características, deve ser capaz de detectar a mudança de condição em um intervalo menor que $\Delta T[YZ]$ e assim possibilitar que uma ação preventiva de manutenção ocorra.

Nesse contexto, vários trabalhos vêm apresentando métodos para estimar a condição e risco ao negócio apresentados pelos transformadores, sendo esses os chamados índices de saúde e risco, respectivamente.

A determinação do índice de saúde, ou do inglês *health index* (HI), é usualmente dada pela média ponderada das informações obtidas pela análise de óleo, ensaios elétricos, carregamento, análise do grau de polimerização da isolamento sólida, entre outros dados disponíveis. Alternativamente trabalhos envolvendo uso de algoritmos de inteligência artificial para o cálculo do indicador tem sido apresentado. A Figura 7 exemplifica a associação entre HI e condição do transformador.

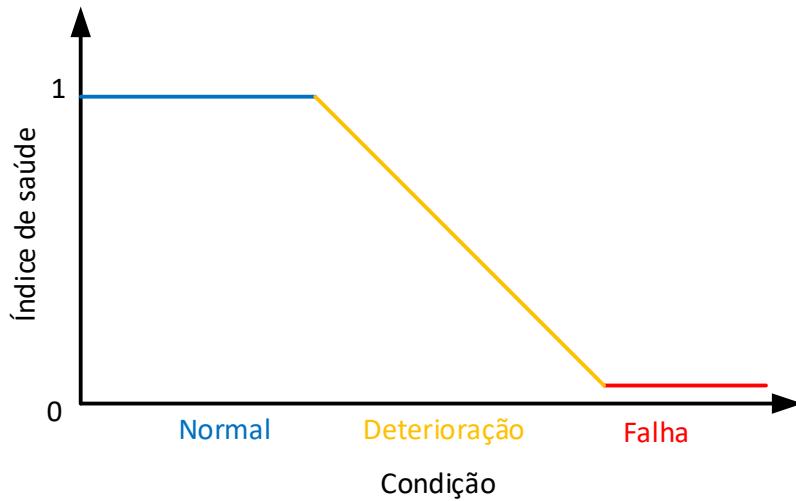


Figura 7 – Índice de Saúde

Por outro lado, trabalhos vem apresentando maneiras de mensurar o índice de risco, ou *risk index* (RI), que uma eventual falha de um transformador possa oferecer. A combinação desses índices oferece uma ferramenta para que ações de manutenção sejam direcionadas e, em último caso, a decisão de substituição do equipamento. Esse conceito se torna uma ferramenta essencial para realizar a gestão de uma população de transformadores, onde é necessário realizar o direcionamento de recursos limitados.

A Figura 8 exemplifica a utilização dos índices de saúde e risco aplicados a uma população de transformadores fictícia, onde os elementos com maiores HI e menores RI são desejáveis. Em contraponto aqueles que apresentam alto RI e menores HI necessitam de uma ação, podendo esta ser de manutenção ou substituição.

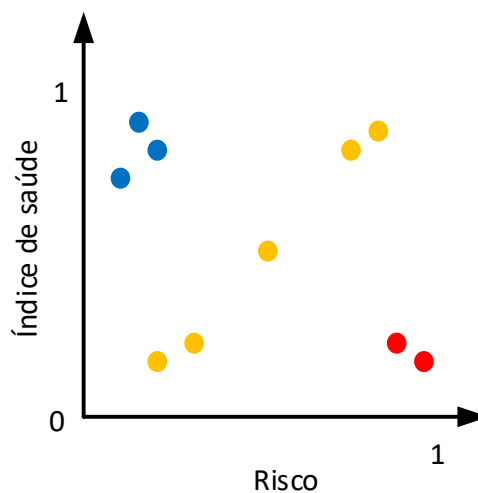


Figura 8 – Índice de Saúde x Risco

Com base nos conceitos de saúde e risco destaca-se a importância na identificação das principais variáveis a serem observadas para sua utilização. Sendo assim, ao visualizar a Figura 3 se constata que aproximadamente 45% das falhas em transformadores são de origem dielétrica, na experiência brasileira de [11], e com base nessa informação é possível afirmar que o monitoramento em tempo real da condição do sistema de isolamento em transformadores apresenta uma ferramenta essencial no diagnóstico desses equipamentos.

O monitoramento de descargas parciais é reconhecido como um dos principais meios de avaliação da degradação da isolamento em transformadores de potência, conforme destacado na Figura 5 onde é verificada-se que 36,36% das falhas são de origem dielétrica segundo a experiência internacional de [2] e que o monitoramento de descargas parciais é uma forte ferramenta para avaliação dessa condição. Porém, cabe destacar que a evolução de situações envolvendo os demais modos de falha podem causar uma degradação do sistema de isolamento e, eventualmente, levam a uma detecção através de descargas parciais e, assim esse sistema possivelmente abrange uma porcentagem ainda superior de detecção.

Nesse trabalho foi realizado um levantamento das principais variáveis possíveis de monitoramento em um transformador de potência, os sensores associados a essas e as tecnologias empregadas para o monitoramento em tempo real.

Durante esta etapa foi identificada uma carência por soluções para monitoramento de descargas parciais pelo método elétrico acessíveis no contexto do setor de distribuição de energia brasileiro, fato esse que motivou o desenvolvimento de um sensor o qual foi implementado em 6 transformadores da classe 145 kV na região sudeste do Brasil e adicionalmente foram realizadas medições pontuais, ou *offline*, em um sétimo transformador apresentando formação de gases combustíveis.

Por fim, uma metodologia para priorização de investimentos em sensoriamento de transformadores considerando aspectos técnicos, econômicos e regulatórios no âmbito de distribuidoras de energia no mercado brasileiro foi desenvolvida.

1.3. Estrutura do trabalho

Os próximos capítulos desse trabalho são organizados da seguinte forma:

- Capítulo 02: Levantamento bibliográfico do estado da arte para monitoramento de transformadores de potência, tecnologias aplicadas em sensoriamento e, por fim, índices de saúde e risco como ferramenta de gestão de populações de transformadores.
- Capítulo 03: Desenvolvimento do sensor de descargas parciais pelo método elétrico.

- Capítulo 04: Desenvolvimento da ferramenta para priorização de investimento em sensoriamento.
- Capítulo 05: Resultados
- Capítulo 06: Conclusões e sugestões de trabalhos futuros.
- Capítulo 07: Referências bibliográficas

2. Monitoramento e Gestão de Transformadores

O monitoramento em tempo real de transformadores é justificado, dentre outros fatores, por:

- Previsibilidade e flexibilidade operativa, uma vez conhecida a condição do equipamento.
- Utilização de estratégias de manutenção avançadas, como manutenção baseada na condição, risco ou centrada na confiabilidade.
- Adoção de ações corretivas programadas em detrimento de não programadas.
- Redução dos custos de manutenção e impactos causados pela falha.
- Extensão da vida útil e priorização de investimento na renovação de ativos em piores condições operativas.

As distribuidoras, transmissoras e geradoras operam uma quantidade significativa de transformadores de potência e o monitoramento em tempo real aplicado a essa população de equipamentos oferece uma ferramenta essencial para gestão de ativos e tomada de decisão.

De acordo com [15] o uso do monitoramento em tempo real oferece informações considerando o horizonte de tempo de interesse, ou seja, decisões de curto, médio e longo prazo. Esse conceito é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Monitoramento e horizonte de tempo – Fonte [15]

Horizonte	Responsável	Interesse
Curto	Operador do Sistema	Segurança Continuidade Confiabilidade
Médio	Manutenção	Necessidade de manutenção Necessidade de substituição de médio prazo
Longo	Planejamento	Tendências de variáveis monitoradas. Necessidade de substituição de longo prazo Priorização de investimento

A informação contida na Tabela 4 está relacionada com os conceitos de alarme e diagnóstico com o uso do sensoriamento em transformadores, ou seja, o primeiro está relacionado com a ultrapassagem de uma variável em relação a um valor pré-estabelecido e o segundo com a associação dessas informações à análise estatística e algoritmos de inteligência artificial. A Figura 9 apresenta essas informações de forma resumida.

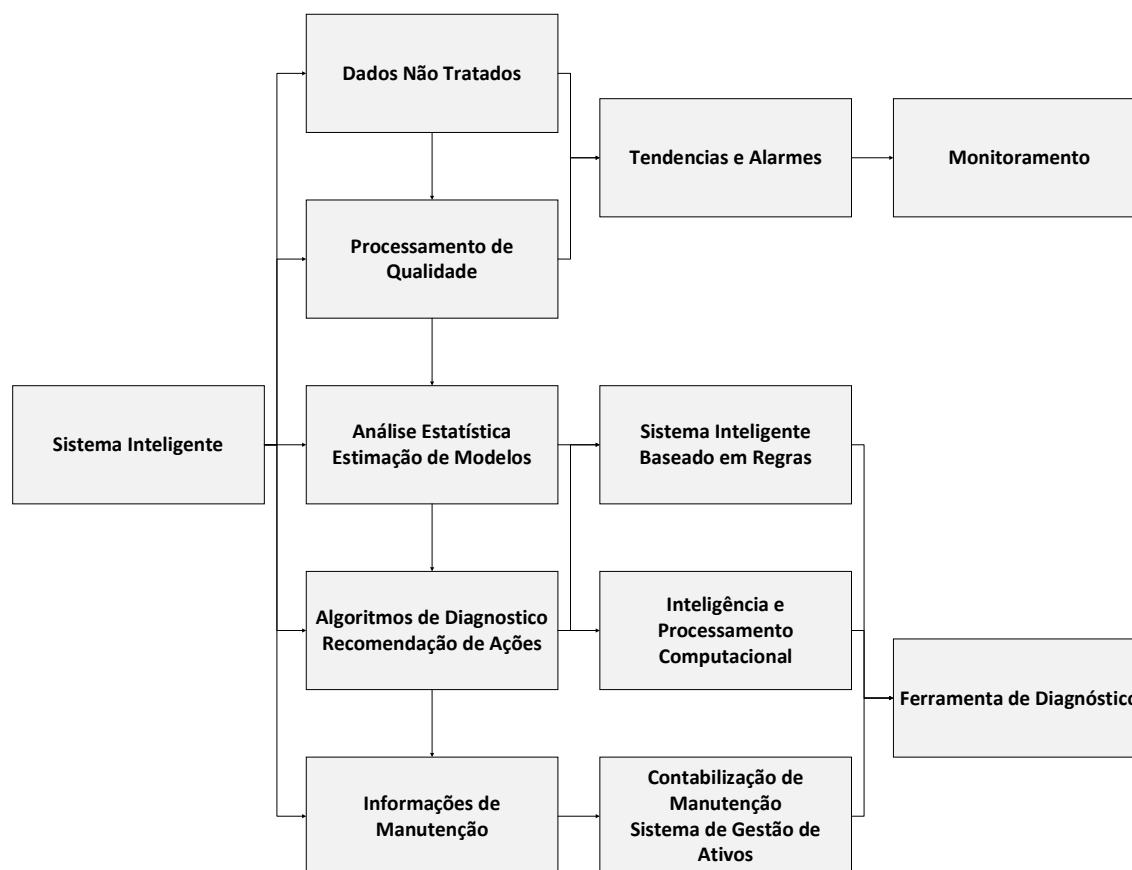


Figura 9 – Funcionalidades monitoramento e diagnóstico – Fonte [9]

Nas seções a seguir são apresentados conceitos e tecnologias sobre monitoramento em tempo real e ferramentas para gestão de transformadores.

2.1. Monitoramento de Transformadores

As falhas em transformadores podem ser divididas em três categorias sendo: defeitos de fabricação, processos de deterioração e operação em condições que excedem aquelas de projeto. A manifestação dos problemas originados por tais situações podem levar anos [12].

A degradação da vida útil é acelerada por solicitações mecânicas, elétricas e térmicas anormais. Como será abordado nas próximas seções a vida útil do transformador é, muitas vezes, associada a vida útil de sua isolamento sólida e, na presença de contaminantes como oxigênio e umidade, sua deterioração é significativamente acelerada.

A utilização de monitoramento em tempo real para transformadores permite a identificação de uma situação anormal e fornece informações para que ações sejam tomadas de forma a mitigar seus efeitos ou retornar à condição desejada.

É usual a utilização do conceito de transformador funcional baseado na ferramenta de análise de modo e efeito de falha, ou do inglês *failure mode and effect analysis* (FMEA). O equipamento

Monitoramento e Gestão de Transformadores

é dividido em subsistemas definidos de acordo com a função exercida e possíveis falhas que possam apresentar. A Figura 10 apresenta os subsistemas considerados pelo CIGRE em [15], sendo eles parte ativa, buchas, comutador sob carga, sistema de resfriamento e sistema de preservação do óleo.

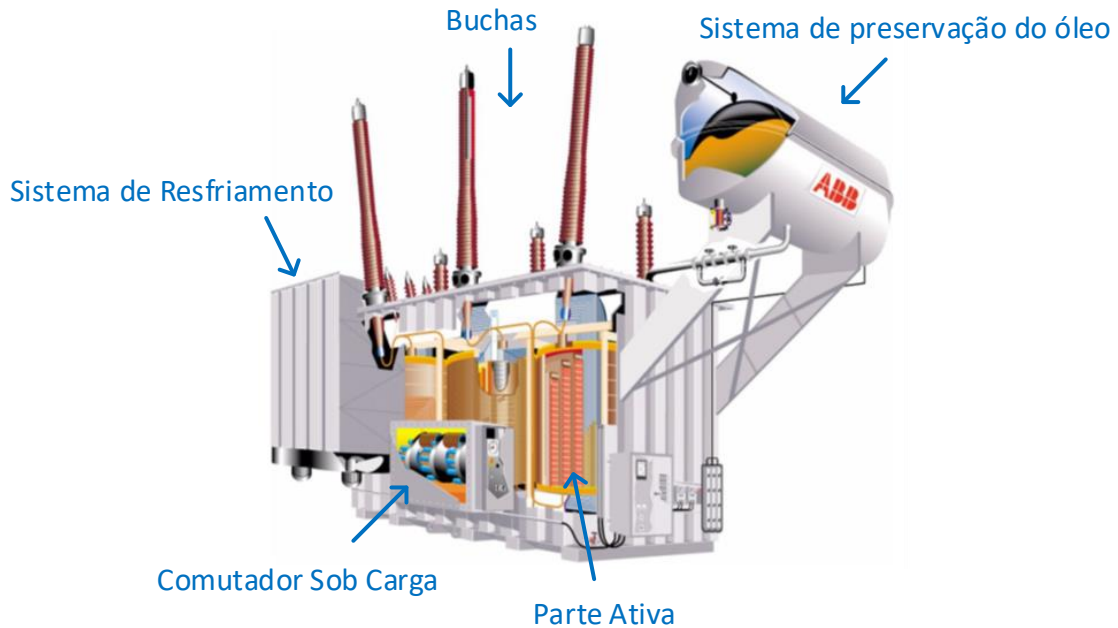


Figura 10 - Subsistemas do transformador – Fonte ABB

As falhas apresentadas podem ser caracterizadas em reversíveis e irreversíveis, ou seja, aquela que uma ação de manutenção corretiva retorna o transformador para sua condição anterior e outra em que ocorre a redução de vida útil, respectivamente, conforme apresentado na Figura 11. Para situações irreversíveis se destacam condições de deterioração da isolamento sólida e por essa razão esse trabalho dedica uma seção nesse capítulo sobre a isolamento em transformadores.

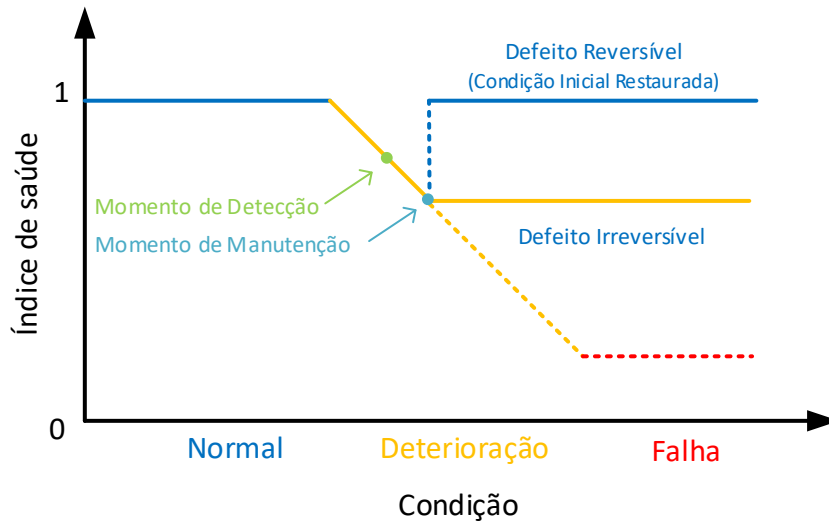


Figura 11 - Defeitos reversíveis e irreversíveis

Os subsistemas apresentam funções específicas nos transformadores, por exemplo, as buchas que possuem como função a isolamento entre o tanque e os condutores, condução de corrente de carga e separação dos meios isolantes ar/óleo, e como modo de falha podem apresentar o aumento da corrente de fuga e como resultado uma possível falha a deterioração da isolamento.

Na Figura 12 são apresentadas as possíveis falhas e sinais monitorados para cada subsistema conforme o grupo de trabalho A2.44 do CIGRE [15]. Pelo IEEE a norma C57.143 de 2012 apresenta, utilizando uma abordagem semelhante, os componentes do transformador, seus mecanismos de falha e os sinais correspondentes de monitoramento em tempo real, sendo esses apresentados na Tabela 5.

A próxima seção desse capítulo é dedicada para o sistema de isolamento em transformadores, devido a sua importância, e nas seções seguintes serão apresentadas as tecnologias empregadas no monitoramento em tempo real.

Não serão abordadas informações provenientes de circuitos de controle e supervisão, bem como, relés intrínsecos pois essas são consideradas, no âmbito desse trabalho, como parte dos programas de manutenção tradicionais.

Monitoramento e Gestão de Transformadores

Tabela 5 - Componente do transformador, mecanismo de falha e sinais medidos - Fonte [12]

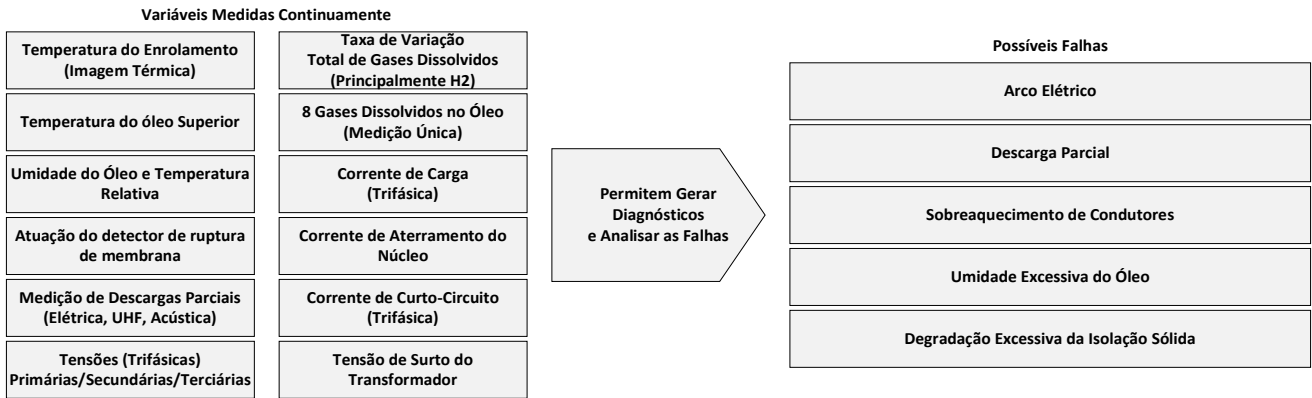
Componente		Mecanismo de Falha	Sinais Medidos
Circuito Magnético	Núcleo	Sobreaquecimento das lâminas e/ou juntas do núcleo	Temperatura do Óleo Temperatura Ambiente Corrente de Excitação Hidrogênio ou Multigases Termografia Relé de gases
	Condutor de Aterramento Sistema de Escudo Magnético	Perda de aterramento do núcleo	Hidrogênio ou Multigases Relé de Gases Temperatura do Núcleo Descarga Parcial (Acústico ou Elétrico) Termografia
Isolação do Enrolamento	Principal: Fase-Fase Fase-Terra	Sobreaquecimento	Temperatura do Enrolamento Temperatura do Óleo Temperatura Ambiente Corrente de Carga Hidrogênio ou Multigases Relé de Gases Termografia
		Sobreaquecimento Local	Hidrogênio ou Multigases
	Secundária: Entre Espiras Entre Camadas	Umidade Excessiva	Temperatura do Óleo Temperatura Ambiente Umidade no Óleo Temperatura do Óleo no Ponto de Medição da Umidade Corrente de Carga Temperatura do Enrolamento
		Formação de Bolhas	Temperatura do Enrolamento Temperatura do Óleo Temperatura Ambiente Total de Gases Dissolvidos (%) Descarga Parcial (Acústico ou Elétrico) Corrente de Carga Umidade no Óleo Temperatura do Óleo no Ponto de Medição da Umidade
		Sobrecarga	Corrente de Carga Temperatura do Enrolamento Umidade no Óleo Temperatura do Óleo no Ponto de Medição da Umidade Temperatura do Óleo Temperatura Ambiente Termografia
		Descarga Parcial	Hidrogênio ou Multigases Relé de Gases Descarga Parcial (Acústico ou Elétrico)
Isolação Líquida	Contaminação por Umidade	Temperatura do Óleo Temperatura Ambiente Umidade no Óleo Temperatura do Óleo no Ponto de Medição da Umidade	
	Arco	Hidrogênio Acetileno Relé de Gases	
	Descarga Parcial	Hidrogênio ou Multigases Relé de Gases Descarga Parcial (Acústico ou Elétrico)	
Sistema de Resfriamento	Ventilador ou Bomba	Falha elétrica Falha Mecânica	Corrente dos Motores Fluxo nas Bombas Temperatura do Óleo Temperatura do Enrolamento Temperatura Ambiente Gases Dissolvidos Desgaste do Rolamento Vibração Termografia
	Sistema de Controle	Medição Incorreta de Temperatura Rotação em Sentido Reverso	Temperatura Ambiente Temperatura do Óleo Temperatura do Enrolamento Corrente de Carga Tensão do Acionamento Tensão do Serviço Auxiliar

Monitoramento e Gestão de Transformadores

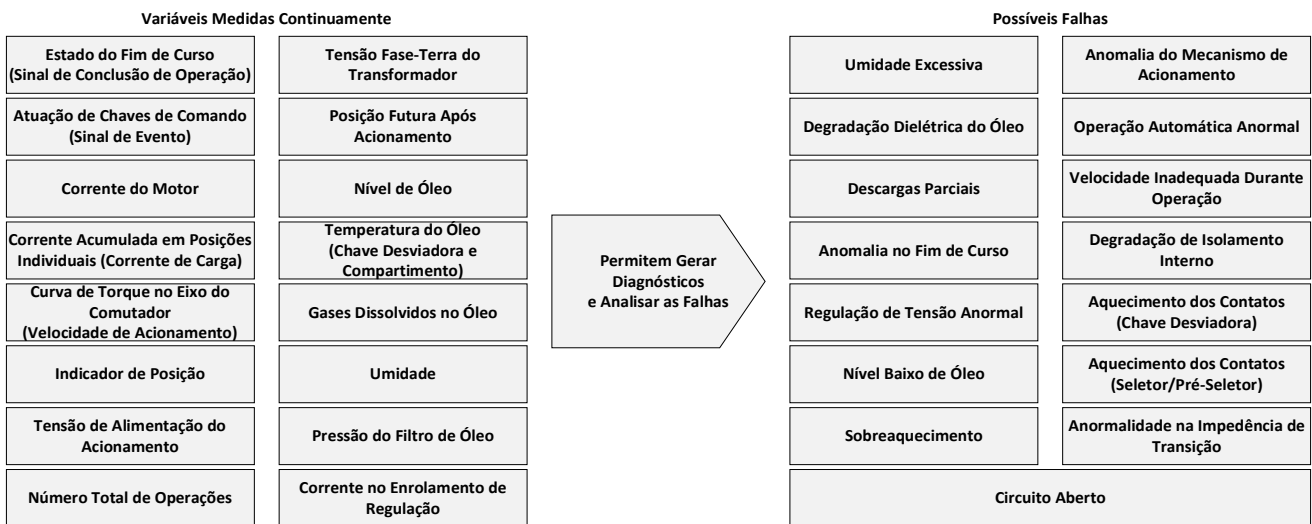
Componente		Mecanismo de Falha	Sinais Medidos
	Radiadores e Resfriadores	Bloqueio dos Radiadores Resultando em Deficiência na Troca de Calor	Temperatura do Óleo Temperatura do Enrolamento Temperatura Ambiente Corrente de Carga Temperatura na Entrada e Saída dos Radiadores
Tanque	Juntas e Soldas	Redução do Nível de Óleo (Exposição da Parte Ativa) Contaminação por Umidade	Nível de Óleo Pressão de Nitrogênio
Buchas	Núcleo Condensivo	Contaminação por Umidade Falha na Impregnação de Óleo Falhas de Fabricação do Papel Delaminação das Camadas de Papel	Soma das Correntes Tangente Delta/Fator de Potência Descarga Parcial
	Óleo	Contaminação por Umidade Degradação Térmica	Soma das Correntes Tangente Delta/Fator de Potência
	Superfície Interna da Porcelana	Envelhecimento Deposito de Detritos	Soma das Correntes Tangente Delta/Fator de Potência Descarga Parcial
	Taps	Aterramento Inadequado	Soma das Correntes Tangente Delta/Fator de Potência Descarga Parcial
	Superfície Externa da Porcelana	Contaminação Descarga Superficial	Soma das Correntes Tangente Delta/Fator de Potência Descarga Parcial
	Condutor	Perda de Conexão Fissuras	Soma das Correntes Tangente Delta/Fator de Potência
Comutador Sob Carga	Chaves Desviadoras Chaves Seletoras	Sobreaquecimento Desgaste Excessivo dos Contatos Perda de Contato Desgaste da Impedância de Transição	Medição Direta de Temperatura Temperatura do Compartimento da Chave Seletora Temperatura do Compartimento da Chave Desviadora Temperatura do Tanque Temperatura Ambiente Corrente de Carga Posição do Tap Gases Dissolvidos Condição do Relé de Alívio de Pressão
	Mecanismo	Defeito Mecânico Desgaste do Mecanismo Falha na fonte CA Mal funcionamento dos Relés Auxiliares Falha do Motor	Torque no Eixo Torque no Motor Corrente do Motor Posição do Tap Fonte AC Tempo de Acionamento do Motor
	Óleo Isolante	Contaminação por Umidade	Temperatura Ambiente Umidade no Óleo Temperatura do Óleo no Ponto de Medição da Umidade
		Arco	Hidrogênio Acetileno
		Descarga Parcial	Hidrogênio Descarga Parcial (Acústico ou Elétrico)
		Sobreaquecimento	Hidrogênio Etileno Metano Etano
	Filtro de Óleo	Falha Elétrica das Bombas Conexão Inadequada	Corrente dos Motores Pressão Diferencial Fluxo de Óleo
Resistor de Transição	Sobreaquecimento Arco	Temperatura Hidrogênio Acetileno Etileno Pressão	

Monitoramento e Gestão de Transformadores

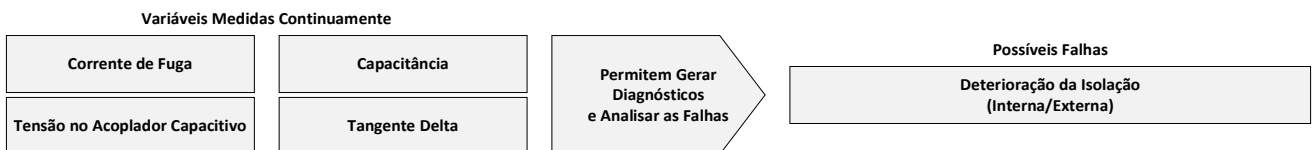
Subsistema - Parte Ativa



Subsistema - Comutador Sob Carga



Subsistema - Buchas



Subsistema - Sistema de Preservação do Óleo



Subsistema - Sistema de Refrigeração

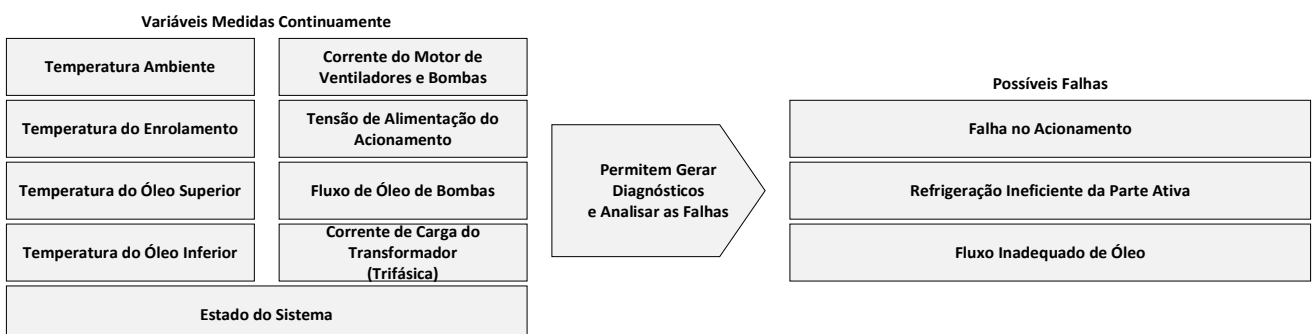


Figura 12 - Subsistemas, monitoramento e falhas – Fonte [15]

2.1.1. Isolação em Transformadores

Para que os transformadores realizem a sua função fundamental de transmitir energia alterando os níveis de tensão e corrente é necessário que o sistema de isolação seja capaz de fornecer “*distância elétrica*” entre enrolamentos, núcleo e tanque.

O isolamento em transformadores de potência é composto, basicamente, de celulose e óleo, sendo categorizados em isolação sólida e líquida, respectivamente.

2.1.1.1. Isolação Sólida

Diferentemente de outros componentes presentes em um transformador a isolação sólida não pode ser substituída integralmente, sendo assim a vida útil da celulose está diretamente ligada a vida útil do equipamento, ou seja, a expectativa de vida de um transformador é dada pela sua isolação sólida.

A celulose na forma de papel é o principal material empregado nesse sistema devido a suas propriedades elétricas, mecânicas e, também, relações econômicas.

O desenvolvimento de materiais isolantes empregados em transformadores ocorreu simultaneamente com seu desenvolvimento. Materiais diversos foram testados no início, porém nas décadas de 1920 e 1930 iniciou-se a utilização do papel *kraft* impregnado em óleo mineral, e na década de 1940 seu uso foi consolidado [16].

Esse tipo de papel recebe o nome do processo pelo qual o material fibroso obtido a partir de madeira é submetido para obtenção da celulose sendo o significado da palavra, de origem alemã, forte, resistente [16].

Em transformadores os condutores são envoltos por camadas de papel garantindo a isolação entre espiras. Outra forma de papel utilizada é o de alta densidade, também chamado *pressboard*, formado por uma série de camadas compactadas apresentando características mecânicas adequadas para aplicação como separadores nos enrolamentos dos transformadores e como direcionadores de fluxo de óleo no interior do equipamento. Essas aplicações são apresentadas na Figura 13.

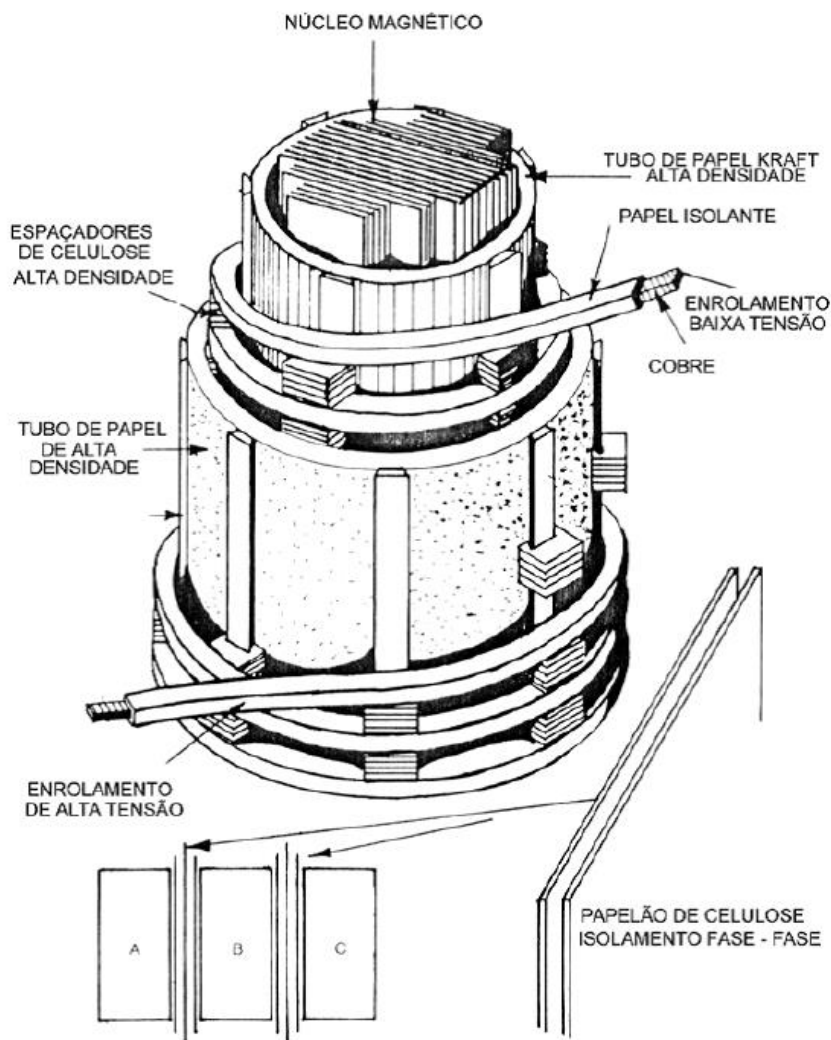


Figura 13 - Isolação de um enrolamento – Fonte [14]

A composição química de uma molécula de celulose é dada por $[C_6H_{10}O_5]_n$, sua formação ocorre pela combinação de anéis de glicose, onde n representa a quantidade desses anéis presentes na molécula, ou comprimento dessa cadeia, e é conhecido como grau de polimerização (GP) da celulose [17]. A Figura 14 apresenta uma molécula de glicose.

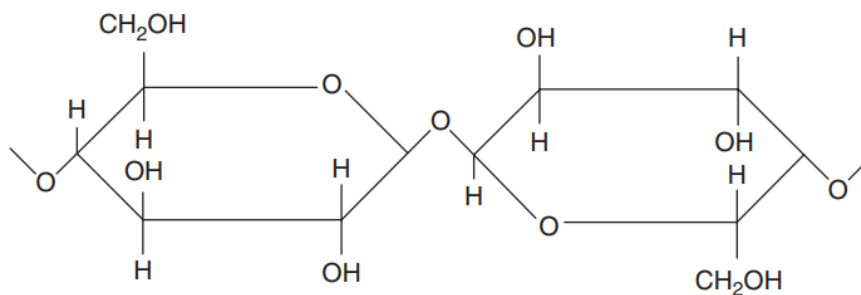


Figura 14 - Estrutura química da celulose – Fonte [17]

O grau de polimerização (GP) é um parâmetro importante na determinação da integridade do material. Transformadores recém-fabricados, após o processo de secagem, apresentam graus

Monitoramento e Gestão de Transformadores

de polimerização entre 1000-1400 [18] e durante o seu ciclo de vida cisões ocorrem na molécula de celulose, diminuindo o seu grau de polimerização. Em [18] é apresentado um estudo histórico sobre esse tema, onde vários estudos apontam valores entre 100 e 250 como critério para o fim da vida útil da celulose como isolante, por fim é estabelecido o limite de 200 como o ponto onde o equipamento é considerado comprometido.

Atingindo esses níveis de grau de polimerização o papel se torna frágil perdendo suas características mecânicas e sua capacidade de suportar os esforços dinâmicos durante a condução de um curto-circuito não são garantidos. O gráfico da Figura 15 exemplifica a correlação entre a resistência do material e o grau de polimerização.

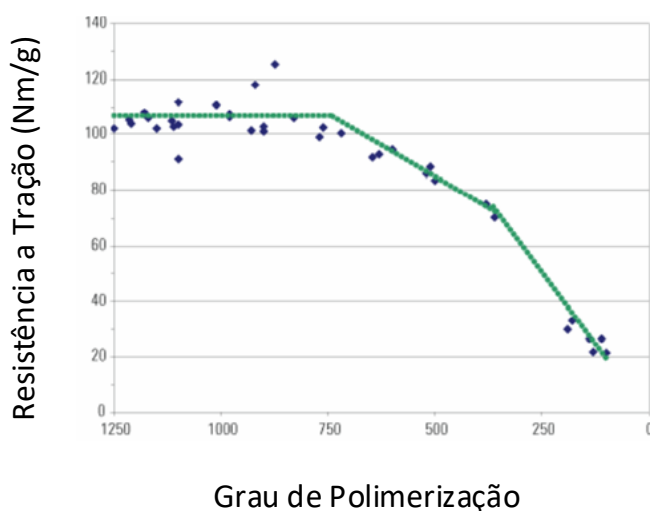


Figura 15 - Resistência a tração X Grau de polimerização [19]

Com o aumento da capacidade de transformação surgiu a necessidade de que o papel utilizado tivesse uma maior suportabilidade térmica, ou seja, redução da taxa com que a celulose decompõe ao longo do tempo, assim surgiram os chamados papeis termoestabilizados.

As classificações 55 e 65°C são utilizadas para classificação de papel convencional e termoestabilizado, essas temperaturas caracterizam a suportabilidade térmica para elevação média de temperatura dos enrolamentos em relação a ambiente [20].

Segundo [16] o aumento de vida útil do sistema de isolamento do equipamento pode ser superior a três vezes com a capacidade adquirida pelo tratamento térmico.

2.1.1.2. Isolação Líquida

Os primeiros registros do uso de óleo como meio isolante em transformadores são de 1886, quando a Westinghouse patenteou um transformador composto por um núcleo laminado envolto por uma bobina imersos em óleo como isolante e refrigerante [21].

Monitoramento e Gestão de Transformadores

Hoje o principal fluido utilizado como isolamento líquida em transformadores é o óleo mineral devido a suas propriedades dielétricas e térmicas combinadas relações econômicas. Esse óleo é obtido com o refino de petróleo e a norma ASTM D3487 [22] estabelece as especificações que devem ser atendidas para seu uso em equipamentos elétricos. Em [23] e [24] são apresentadas as técnicas para amostragem do óleo isolante em transformadores para o processo de manutenção preventiva.

Existem experiências aplicando outros tipos de óleo como meio isolante em transformadores como óleos vegetais ou sintéticos, porém devido a razões econômicas seu uso não se difundiu e o óleo mineral continua sendo o predominante para transformadores de potência.

Transformadores de pequeno porte a base de óleo vegetal tem ganhado participação considerável no mercado por questões ambientais, porém esse tipo de transformador não é de interesse nesse trabalho.

Atualmente, transformadores de potência nominal elevadas apresentam volumes significativos de óleo, podendo chegar até 100 mil litros [16]. Na classe de transformadores de potência em subestações de distribuição essa quantidade atinge valores entre 20 e 30 mil litros.

Diferentemente da isolamento sólida, o óleo é facilmente substituído ou tratado, podendo em alguns acontecer com o equipamento energizado, por essa razão se diz que o óleo não é um limitante na vida útil do equipamento.

A função básica exercida pelo óleo é fornecer um meio isolante, garantindo distanciamento elétrico entre os componentes energizados de um transformador. Adicionalmente, oferece proteção contra oxidação para partes metálicas [17], [25].

Outra função essencial apresentada pelo isolante líquido é a de meio refrigerante, o calor gerado pelas perdas nos enrolamentos e núcleo é transferido por condução, convecção e radiação para o ambiente.

Além das características elétricas e térmicas, o óleo é portador de informação servindo como um indicador de saúde do equipamento. Com a análise de uma amostra é possível estimar eventos pelo qual o equipamento foi submetido como descargas parciais, sobrecarga ou condução de corrente de curto-circuito, devido aos subprodutos gerados nessas situações.

2.1.1.3. Contaminação por Umidade

Devido a propriedade higroscópica apresentada pela celulose, ou seja, sua capacidade de absorver água, é utilizado um processo de secagem na fabricação de transformadores onde,

Monitoramento e Gestão de Transformadores

segundo [17], a isolação s3lida 3e submetida a temperaturas entre 100 e 120 °C e ao atingir teores de umidade abaixo de 0,5% o material 3e considerado adequado para aplica33o.

Por3m, durante a opera33o de um transformador o papel absorve a umidade presente no 3leo isolante, essa transfer3ncia de umidade ocorre de forma din3mica entre 3leo e celulose de acordo com a temperatura operativa.

A Figura 16 apresenta a distribu33o da umidade na isola33o de um equipamento em fun33o da temperatura, com base nessa figura 3e poss3vel observar que a presen3a de 3gua em um transformador 3e significativamente maior na isola33o s3lida em termos absolutos.

Por exemplo, um transformador de 10.000 litros de 3leo e 1.000 kg de isola33o s3lida onde uma amostra de 3leo a 40 °C apresenta 40 ppm, ou seja, 0,4 litros de 3gua est3o presentes no 3leo e aproximadamente 60 litros na isola33o s3lida.

Para transformadores em campo o processo de secagem do 3leo 3e utilizado e os v3rios m3todos para realiza33o desse processo s3o apresentados em [17].

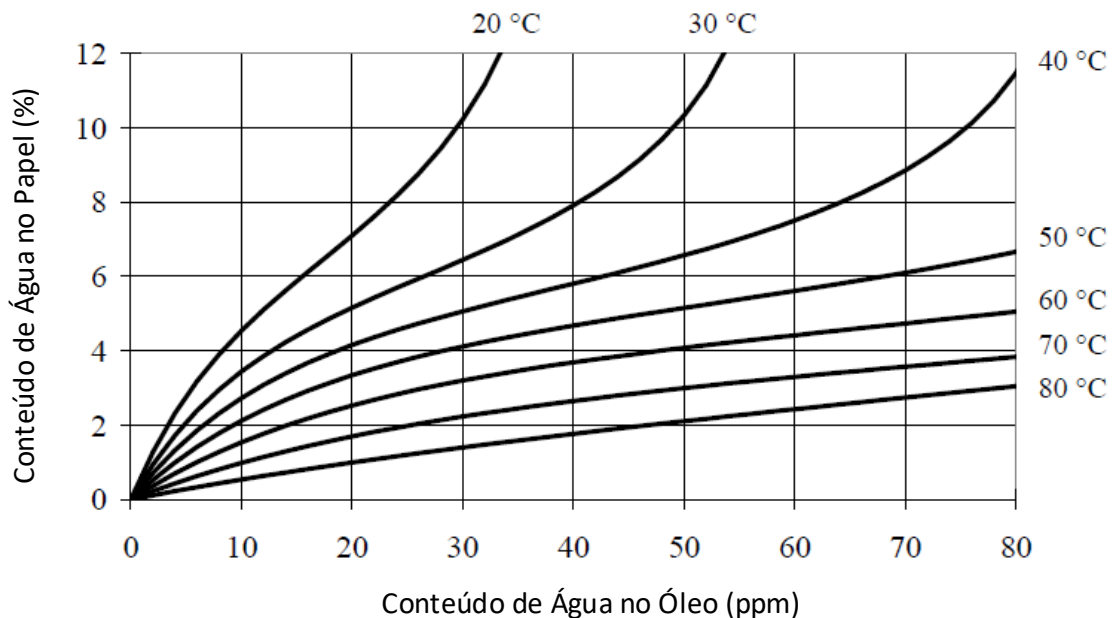


Figura 16 - Relação entre conteúdo de 3gua no papel e 3leo - Fonte [19]

Uma das formas de ingresso de umidade em transformadores ocorre pelo contato do 3leo com o ar atmosf3rico no caso de transformadores com vazamentos ou de respira33o livre, por essa raz3o 3e de extrema import3ncia o uso de bolsas ou membranas no tanque de expans3o impedindo o contato direto do ar com o 3leo.

Outra forma da eleva33o dos teores de umidade presente na isola33o ocorre durante o processo de cis3es das mol3culas de celulose onde ocorre libera33o de 3gua, a Figura 17 apresenta

a relação entre número de cisões da molécula e a formação de água em termos percentuais da massa de celulose.

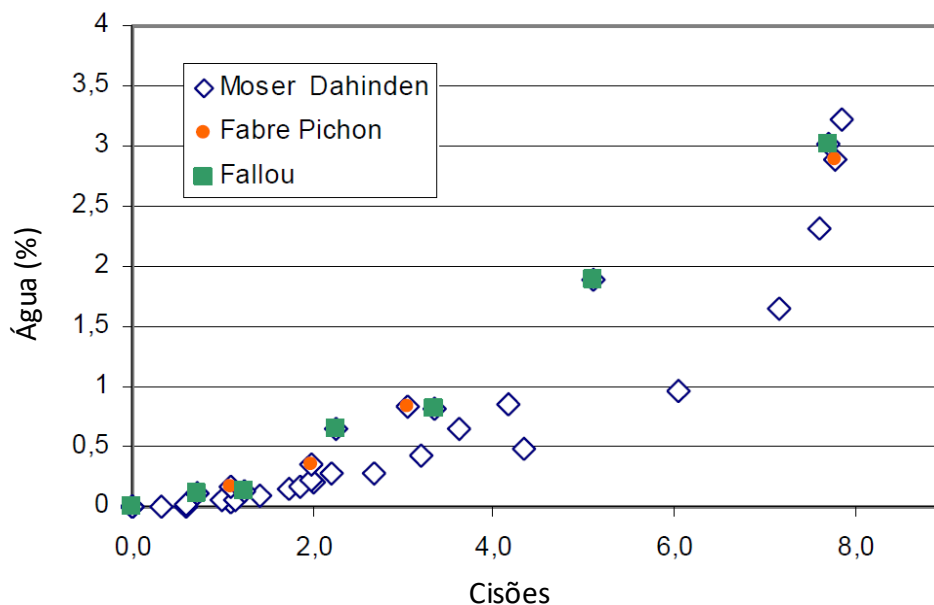


Figura 17 - Formação de água devido a cisão da molécula de celulose – Fonte [19]

2.1.1.4. Envelhecimento da Isolação

O envelhecimento, ou degradação, do sistema de isolação em transformadores é algo natural e irreversível que ocorre devido as condições as quais o equipamento está sujeito durante sua operação, sendo elas de natureza elétrica, térmica e química.

Essas solicitações podem ser superiores durante eventos transitórios do sistema elétrico e durante esse período a degradação é acelerada, dentre essas situações são destacados os curtos-circuitos e sobretensões de manobra ou atmosféricas. Outro fator são os períodos pelos quais o transformador opera acima da sua capacidade nominal, as chamadas sobrecargas, o que resulta em um consumo acelerado da isolação, especialmente a celulose.

Os processos responsáveis pelo envelhecimento são dinâmicos e podem ocorrer simultaneamente. Dentre eles, os principais são a hidrólise, pirólise e oxidação esses são relacionados com presença de água, temperatura e oxigênio, respectivamente. A Figura 18 apresenta a influência dos principais processos de envelhecimento, a seta indica o efeito no acréscimo no teor de água.

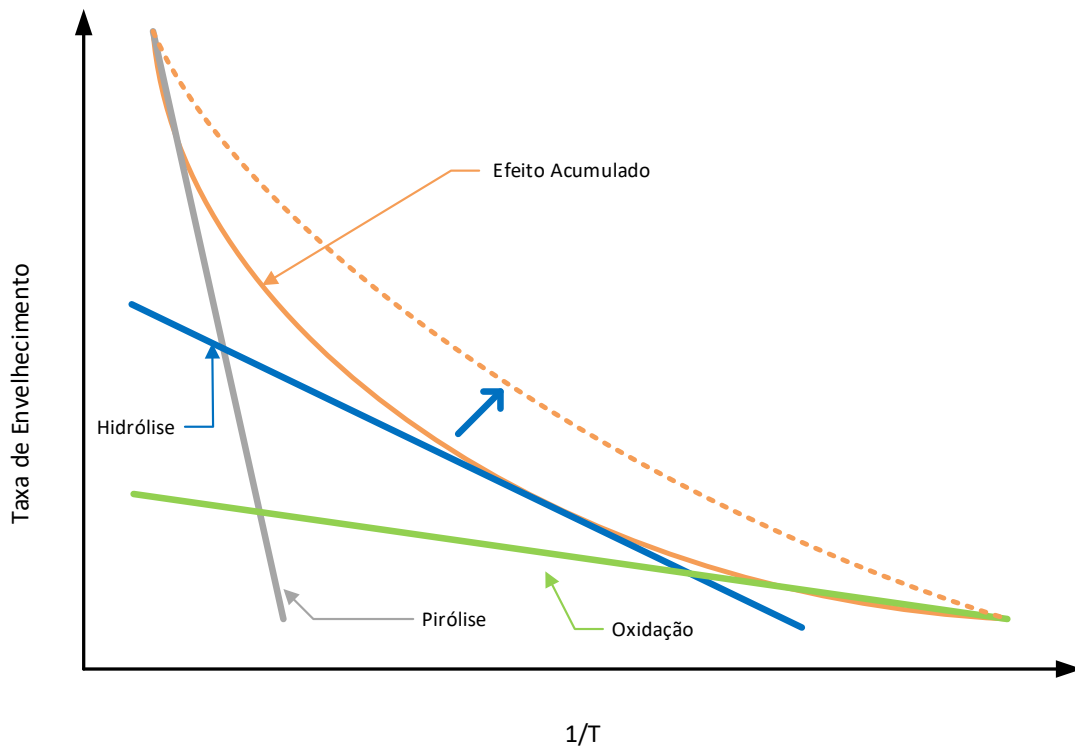


Figura 18 – Taxa de envelhecimento devido aos principais mecanismos - Fonte [19]

Esses mecanismos provocam a cisão da molécula de celulose e, conseqüente, geram como produto hidrogênio, metano, etileno água, monóxido, dióxido de carbono e compostos furânicos [14], sendo o último utilizado como indicador indireto do grau de polimerização da celulose.

2.1.2. Monitoramento de Corrente e Tensão

Para tais fins são utilizados os transformadores de corrente (TC) e potencial (TP) convencionais normalmente instalados em pedestais externos ao equipamento, no caso de TC também são utilizadas versões onde se encontram instalados diretamente nas buchas do equipamento.

As principais aplicações na medição de tensão e corrente são:

- Cálculo do carregamento do equipamento.
- Operação do comutador sob carga.
- Medição da corrente de neutro.
- Tensões de surto.
- Correntes de curto-circuito.
- Fornecimento de informações em níveis adequados de tensão e corrente para IED's.

Monitoramento e Gestão de Transformadores

Em [1] são apresentados os transformadores de corrente e tensão óticos, baseados no efeito Faraday e Pockels, respectivamente. A norma IEEE C37.241 de 2017 [26] apresenta o histórico tecnológico no desenvolvimento desses equipamentos e os aspectos técnicos para sua aplicação em sistemas de proteção. Porém, esses equipamentos ainda não apresentam uma penetração de mercado e não serão abordados nesse trabalho.

2.1.3. Monitoramento de Temperatura

Como demonstrado nas seções anteriores a temperatura é um dos fatores de envelhecimento dos transformadores e quando em situação de sobreaquecimento a degradação é acelerada. A Figura 19 apresenta os aspectos de medição de temperatura em transformadores.

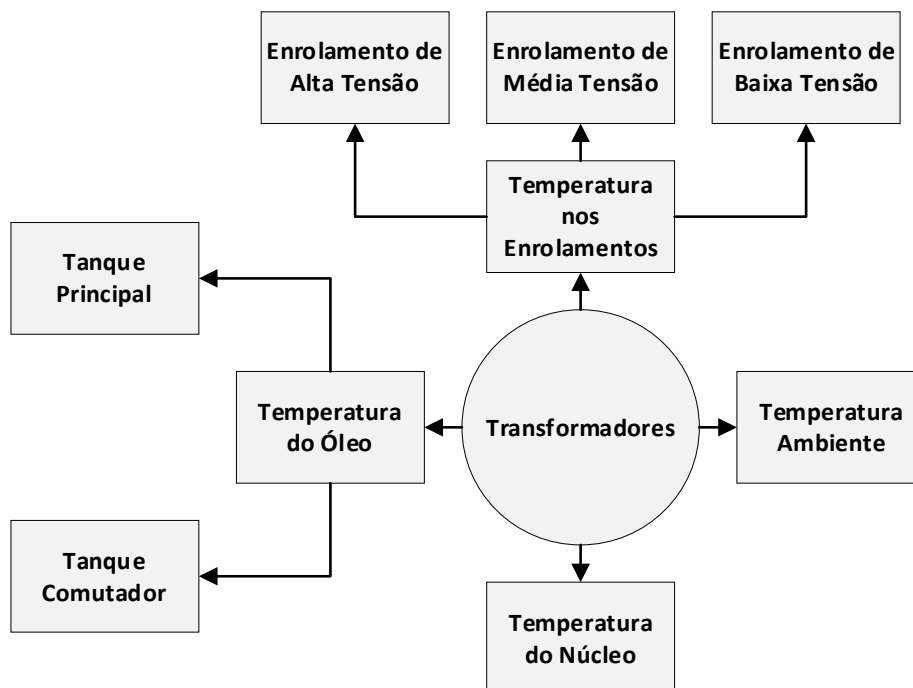


Figura 19 - Medição de temperatura em transformadores

A medição da temperatura ambiente, temperatura no topo do óleo, corrente de carga, operação de ventiladores ou bombas, medição direta de temperatura do enrolamento são ferramentas utilizadas para gestão térmica do transformador.

Os processos para obtenção das temperaturas comumente utilizados são:

- Imagem térmica
- Medição direta por fibra ótica

O primeiro método é o de maior adoção no mercado brasileiro devido a sua simplicidade. Utiliza um sensor do tipo PT100 para medição da temperatura do topo do óleo e transformadores de corrente para obtenção das correntes de carga. Com base nessas informações, por meio de um

Monitoramento e Gestão de Transformadores

conjunto de equações, a temperatura do enrolamento é determinada indiretamente. A norma IEEE C57.91 de 2011 [18] apresenta o equacionamento utilizado nesse método.

Para medição direta de temperatura são utilizadas fibras óticas, podendo ser posicionadas em um ponto específico do enrolamento por determinação de modelos térmicos de projeto ou múltiplas medições distribuídas ao longo do enrolamento. Os autores de [27] apresentam o uso de medição direta para transformadores de distribuição. Vale destacar que o método de medição direta deve ser adotado na etapa de fabricação do transformador [12].

2.1.4. Monitoramento de Umidade no Óleo Isolante

O teor de água do óleo isolante usado em transformadores deve ser mantido em níveis baixos de forma a garantir alta resistência elétrica e baixa perda dielétrica. A presença de água no óleo isolante ocorre na forma de água livre ou dissolvida.

Conforme mencionado anteriormente, durante a operação de um transformador existe uma dinâmica de absorção e liberação de água pela celulose durante os ciclos de resfriamento e aquecimento, respectivamente.

Em situações que envolvem altas temperaturas, como condução de correntes de curto-circuito, essa dinâmica de transferência de umidade entre isolação sólida e líquida é acelerada. Durante esses eventos podem ocorrer formações de bolhas nos transformadores, tais situações são extremamente indesejáveis pois diminuem a rigidez dielétrica da isolação e causam descargas parciais [28].

A água pode ingressar no transformador pelo contato do óleo isolante com o ar na presença de vazamentos ou rompimento da membrana/bolsa presente no tanque de expansão. Outra forma apresentada para o aumento do teor de água presente é por meio das cisões das moléculas de celulose.

A presença de umidade na celulose está diretamente relacionada com o seu envelhecimento e, conseqüentemente, a vida útil de transformadores [28]. A Figura 20 apresenta a relação entre a presença de água na celulose, temperatura e a taxa de depolimerização da celulose.

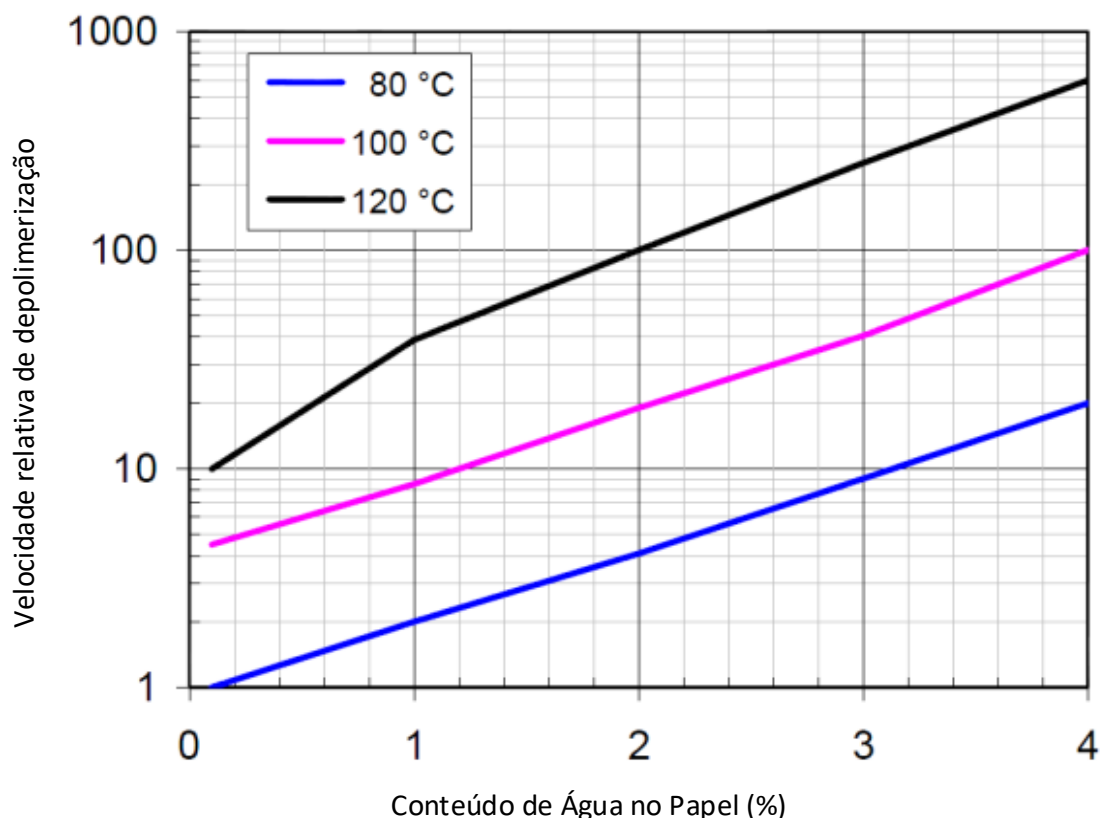


Figura 20 - Relação entre umidade, temperatura e velocidade de depolimerização – Fonte [28]

O monitoramento em tempo real da umidade em isolamento sólida não é prático, pois seria necessária uma amostragem do papel isolante, sendo assim são utilizados diagramas de equilíbrio entre umidade no óleo e papel.

Os monitores existentes, em sua maioria, são de saturação relativa no óleo [12]. Para monitoramento em tempo real são utilizadas as tecnologias de sensor capacitivo [28]–[30] e ótico [31]–[33].

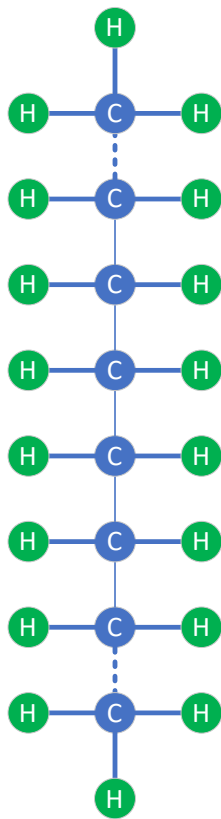
Conforme apresentado em [34] os monitores de gases dissolvidos presentes no mercado possuem a função de monitoramento de umidade integrada.

2.1.5. Monitoramento de Gases Dissolvidos

Durante a operação de transformadores, uma certa quantidade de gases é formada devido ao envelhecimento natural do material isolante ou defeito de origem térmica ou elétrica. O gás gerado nesse processo é determinado de acordo com a energia envolvida no processo e podem ser encontrados total ou parcialmente dissolvidos no óleo.

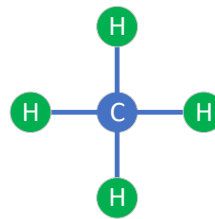
A Figura 21 apresenta a decomposição da molécula de óleo mineral nos principais gases, sendo eles hidrogênio, metano, etano, etileno e acetileno. Outros gases como o monóxido e dióxido de carbono são encontrados, porém esses são relacionados a decomposição da celulose.

Molécula de Óleo Mineral

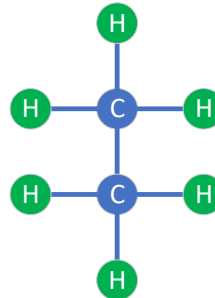


Hidrogênio

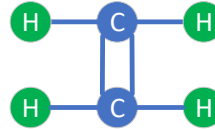
Metano



Etano



Etileno



Acetileno



Figura 21 – Decomposição do óleo mineral

A formação desses gases está relacionada com a temperatura do evento que o originou, considerando a energia necessária para decomposição da molécula de óleo isolante. A Figura 22 apresenta essa relação entre temperatura, gases formados e defeitos. Observa-se que o hidrogênio é formado para todas as temperaturas indicadas, sendo isso um fator importante para monitoramento de gases uma vez que alguns equipamentos não possuem capacidade de detecção para todos os gases.

Portanto, um monitor de gases em tempo real deve possuir a capacidade de medir, no mínimo, hidrogênio e monóxido de carbono, por esse último estar relacionado a degradação da celulose. Adicionalmente, com a medição de umidade é possível diferenciar entre defeitos térmicos, elétricos e ingresso de umidade no equipamento [34].

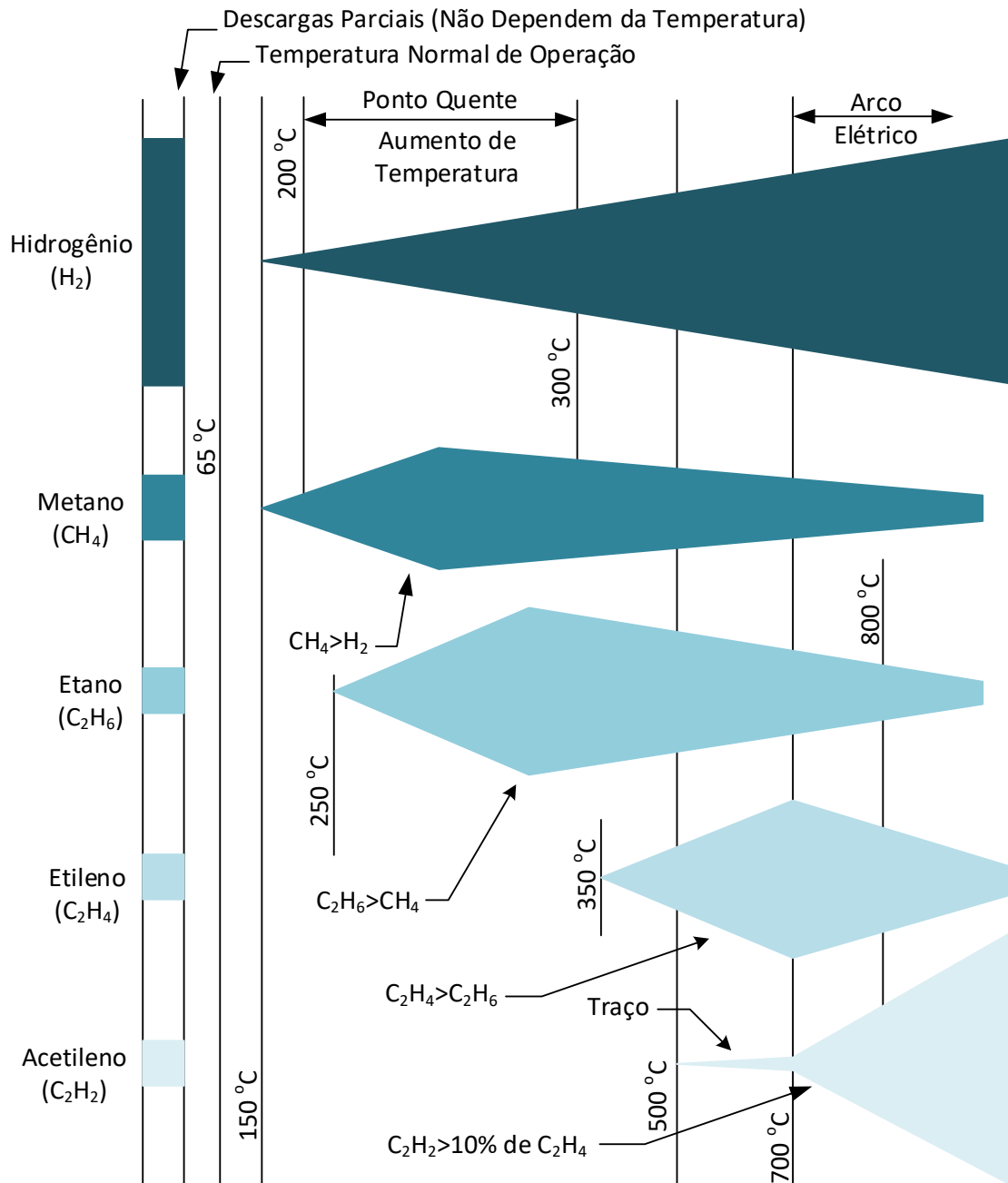


Figura 22 – Relação entre formação de gases e temperatura - Fonte [14]

Várias ferramentas para análise de gases dissolvidos em transformadores foram desenvolvidas nas últimas décadas, dentre as principais se destacam:

- **Concentração de Gases Combustíveis:** Define quatro condições baseadas na concentração de gases combustíveis, sendo elas: satisfatória, concentração de gases combustíveis acima do esperado, alto nível de decomposição e nível excessivo de decomposição.
- **Gases Chave:** Utiliza a concentração de gases percentual como indicador para quatro tipos de defeitos, sendo eles: sobreaquecimento da celulose, sobreaquecimento do óleo, descarga parcial e arco.

Monitoramento e Gestão de Transformadores

- Método de Doernenburg: Adota a razão entre gases para estimar a presença de decomposição térmica, descarga parcial e arco. A relação de gases utilizada é entre metano e hidrogênio, acetileno e etileno, acetileno e metano, etano e acetileno, etileno e etano. Porém é necessário que um limite pré-estabelecido de gases seja superado para que o método seja válido.
- Método de Rogers: Adota a razão entre gases para estimar a presença de descarga parcial, arco, faltas térmicas de baixa temperatura, faltas térmicas de temperatura inferiores e superiores a 700 °C. A relação de gases utilizado é entre metano e hidrogênio, acetileno e etileno, etileno e etano.
- Método IEC de Taxa de Gases: Semelhante ao método de Rogers, porém utiliza razões diferentes para estimar a presença de descargas parciais nas buchas e transformadores de corrente, descargas parciais de baixa e alta energia, faltas térmicas até 300 °C, 700 °C e acima. A razão entre dióxido e monóxido de carbono para indicação de decomposição da celulose, entre oxigênio e nitrogênio para oxidação, acetileno e hidrogênio para comunicação entre tanque principal e OLTC.
- Triângulo de Duval: Uma das ferramentas mais utilizadas para interpretação de falhas com o uso de gases dissolvidos. Por meio de uma representação gráfica o triângulo é subdividido em regiões correspondentes aos defeitos. Existem sete triângulos de Duval para diferentes aplicações. A Figura 23 apresenta um exemplo para o triângulo de Duval e em [35], [36] são apresentados os diversos triângulos e suas aplicações.
- Pentágono de Duval: Considera um sistema de coordenadas baseado em cinco gases dissolvidos. Existem dois pentágonos de Duval, a Figura 23 apresenta o pentágono I de Duval e em [35], [37], [38] são apresentados os pentágonos e suas aplicações.

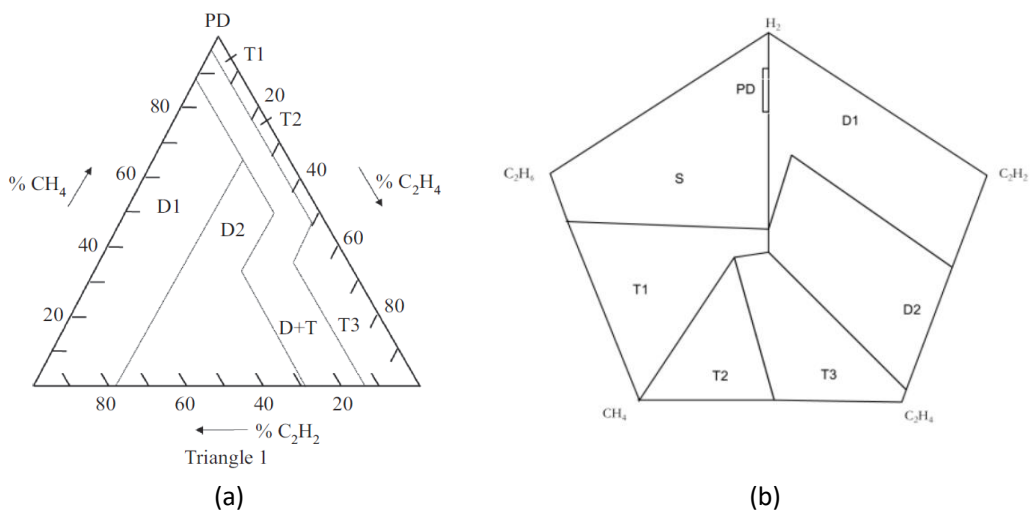


Figura 23 – (A) Exemplo de triângulo e (B) Pentágono de Duval – Fonte [17], [37]

Monitoramento e Gestão de Transformadores

A Tabela 6 apresenta as falhas identificáveis utilizando os triângulos e pentágonos de Duval.

Tabela 6 - Falhas identificáveis utilizando os triângulos e pentágonos de Duval – Fonte [37]

PD	Descarga Parcial
D1	Descargas de Baixa Energia
D2	Descargas de Alta Energia
T3	Falhas Térmicas $T > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
T2	Falhas Térmicas $300\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
T1	Falhas Térmicas $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$
S-120	Gaseificação Dispersa do Óleo a $120\text{ }^{\circ}\text{C}$
S-200	Gaseificação Dispersa do Óleo a $200\text{ }^{\circ}\text{C}$
O	Sobreaquecimento ($T < 250\text{ }^{\circ}\text{C}$)
T3-H	Falhas Térmicas T3 ou T2 Envolvendo Somente o Óleo
C	Possível Carbonização do Papel

As normas IEEE C57.104 [39] e IEC 60599 [40] apresentam os principais métodos para interpretação de gases dissolvidos no óleo. O trabalho [35] apresenta estudos de caso da utilização do triângulo e pentágono de Duval para interpretação de gases dissolvidos.

Em [34] e [41] são apresentados levantamentos das tecnologias utilizadas pelos diversos fabricantes de equipamentos para monitoramento de transformadores. Essas informações contidas no trabalho do CIGRE são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Tipos de monitores em tempo real para análise de gases dissolvidos – Fonte [41]

Método	Tecnologia	Vantagem	Limitações
Membrana, vácuo	Cromatografia em fase gasosa	Muito semelhante às técnicas padronizadas (IEC, ASTM)	O gás de arraste (He) e o gás de calibração precisam ser substituídos a cada 2-4 anos
		Separação de sinais para evitar interferências	Dependendo dos modelos, as colunas do GC devem ser substituídas a cada 3 a 5 anos e existe um potencial de vazamento do gás de arraste para o transformador
		Recalibração automatizada com gás de calibração a bordo	Requer gerenciamento de cilindros de gás comprimido
Membrana, vácuo, headspace direto	Infravermelho (absorção direta ou fotoacústica)	Nenhum gás consumível	Outros sensores necessários para medir H ₂ , O ₂ , N ₂
		Não há cilindros de gás comprimido	Alguns modelos sensíveis à contaminação por vapores de óleo, levando à imprecisão ao longo do tempo e à necessidade de recalibração Em alguns modelos, a precisão é degradada por compostos interferentes presentes no óleo e / ou no ar ambiente
Membrana, contato direto com óleo	Célula de condutividade térmica	Nenhum gás consumível	Apenas H ₂ e CO
	Célula eletroquímica		Sinal de gás composto
	Sensores de óxido de metal		H ₂ e CO apenas, precisão limitada
	Sensores de filme de metal		Somente H ₂

2.1.6. Monitoramento do Sistema de Preservação do Óleo

Os sensores aplicáveis a esse subsistema são os relés de membrana e indicadores de níveis de óleo.

Manter os níveis de óleo é de extrema importância para não expor a parte ativa do equipamento, para essa função normalmente um flutuador acoplado a uma haste responsável por transferir o movimento do flutuador a um indicador de nível é utilizado. O mesmo princípio é observado na utilização de indicadores magnéticos [14]. Em [31] são discutidos métodos ultrassônicos e óticos para medição de nível em óleos isolantes.

Monitoramento e Gestão de Transformadores

Para monitoramento da membrana ou bolsa, responsável por impedir o contato entre óleo e ar atmosférico, é utilizado o chamado relé de ruptura. Esse é montado internamente a bolsa, ou membrana, e utiliza o princípio óptico para detectar a presença de óleo. A Figura 24 apresenta a instalação do relé de membrana, sendo as identificações MBR para Membrana e CP para Caixa de Passagem.

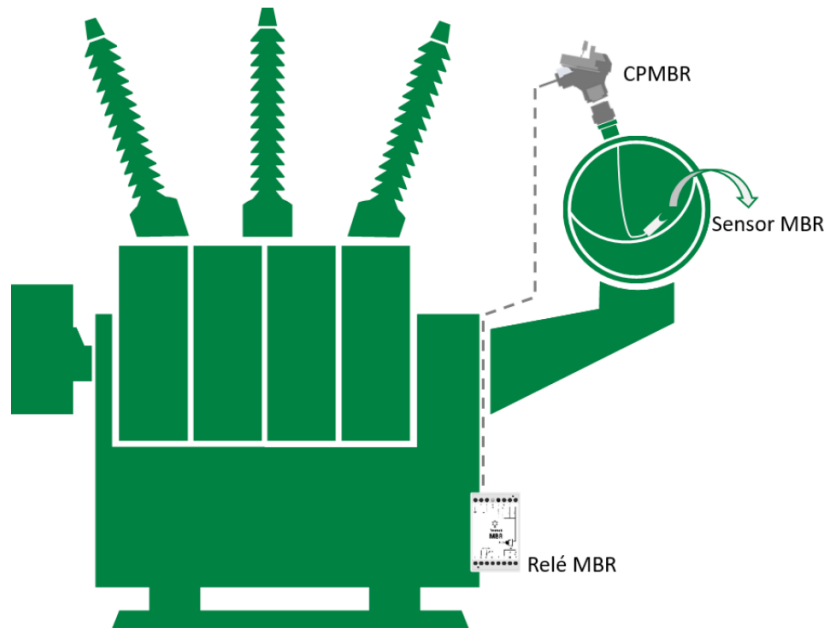
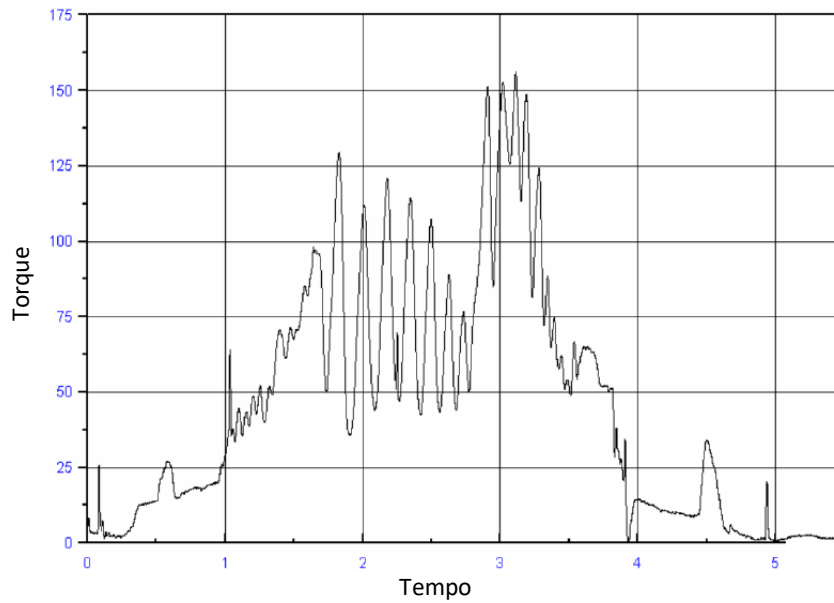


Figura 24 - Relé de bolsa/membrana - Fonte Tretech

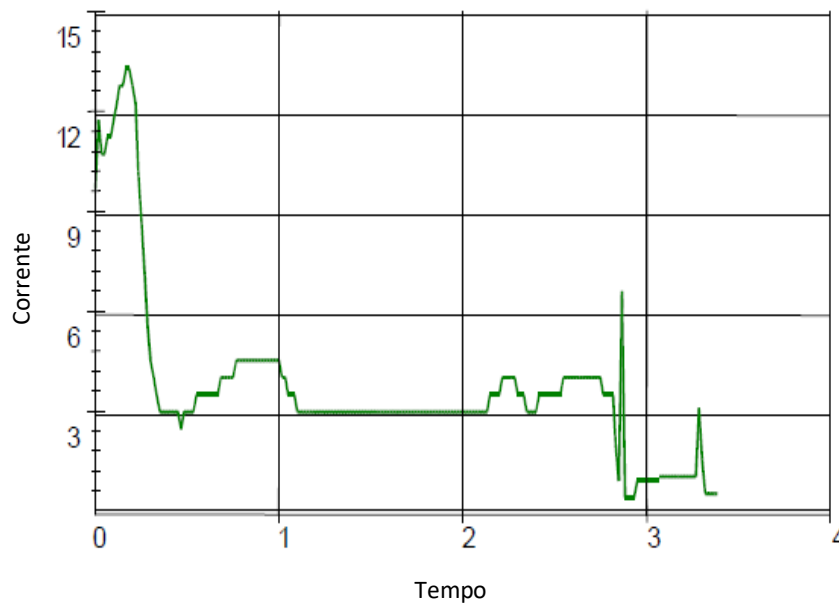
2.1.7. Monitoramento do Comutador Sob Carga

O monitoramento de gases dissolvidos no óleo e temperatura apresentados anteriormente são aplicáveis para comutadores sob carga.

Adicionalmente, é adotado o sensor de torque do motor de acionamento que fornece informações como tempo de operação do mecanismo e oscilografia. Mudanças nesses valores ao longo do tempo podem ser relacionadas com defeitos. A Figura 25 apresenta um exemplo dessa medição, sendo em (a) o registro de torque no eixo e (b) a corrente do motor.



(a)



(b)

Figura 25 - Exemplo de torque (a) e corrente (b) no acionamento do comutador – Fonte [12]

O desgaste dos contatos é monitorado indiretamente com o uso de algoritmos de estimativa que utilizam a corrente durante o processo de comutação [12].

Sensores acústicos acoplados ao tanque do equipamento aplicados ao monitoramento de comutadores sob carga são apresentados em [42], onde a assinatura dos sinais emitidos durante o acionamento é utilizada como parâmetro de referência.

2.1.8. Monitoramento de Buchas e Descargas Parciais

As buchas aplicadas a transformadores são do tipo sólida ou capacitivas sendo que, a primeira é aplicável em tensões nominais inferiores, normalmente até 34,5 kV, e para níveis de tensões superiores são aplicadas as do tipo capacitiva. Em [1] um capítulo é dedicado ao histórico do desenvolvimento de buchas e suas tecnologias.

As do tipo capacitivo, também chamadas de condensivas, consistem em camadas concêntricas de material isolante impregnadas em óleo, em uma das extremidades é conectado o condutor e no lado oposto o tap de testes. Dessa forma duas capacitâncias são criadas, C1 e C2 entre condutor, tap e aterramento, respectivamente.

A Figura 26 apresenta um corte em vista superior de uma bucha capacitiva. Através desse tap é possível acessar informações para fins de monitoramento destacando-se capacitância, tangente delta, ou fator de potência, e descargas parciais os quais serão abordados a seguir.



Figura 26 - Forma construtiva de uma bucha capacitiva - Fonte Tretech

Uma das preocupações na utilização do tap para monitoramento em tempo real é o seu aterramento adequado, os efeitos de um aterramento incorreto são apresentados em [43], uma vez que defeitos envolvendo buchas normalmente são de natureza destrutiva para o transformador e equipamentos ao redor. A Figura 27 apresenta uma bucha energizada e seu tap aberto.

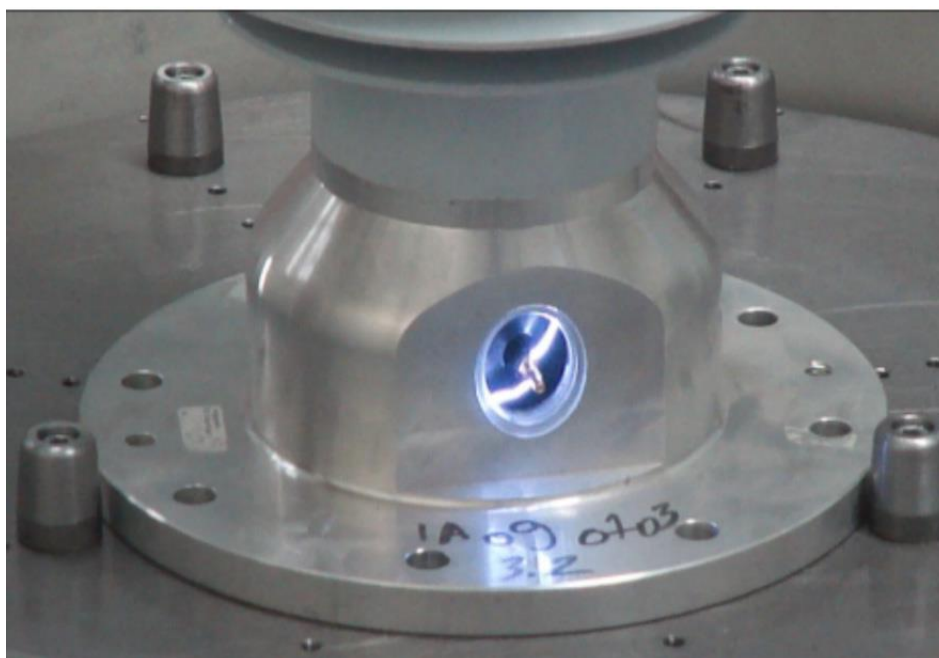


Figura 27 – Bucha capacitiva energizada com o tap de testes aberto – Fonte [43]

O monitoramento em tempo real da capacitância em buchas requer a medição da magnitude a partir do divisor capacitivo apresentado na Figura 26, quaisquer variações nas leituras de tensão obtidas pelo sensor indicam uma variação na capacitância [14], [43].

Para monitoramento do fator de potência, ou tangente delta, é necessário a medição da magnitude e ângulo da corrente de fuga disponível no tap. O método do somatório de correntes apresentado em [14], [43] é um dos mais utilizados devido a sua simplicidade, a Figura 28 apresenta o conceito desse método.

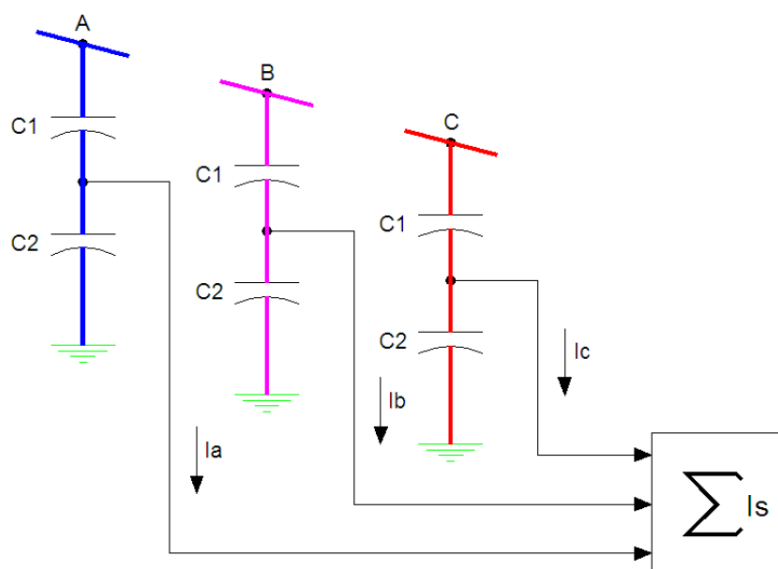


Figura 28 - Somatório das correntes de fuga – Fonte [14]

Segundo a NBR IEC 60270 de 2017 [44] as descargas parciais são descargas elétricas localizada que curto-circuitam apenas parcialmente o isolante entre condutores e que pode ou não ocorrer nas adjacências de um condutor.

Ainda de acordo com [44] as descargas parciais são, em geral, consequência das concentrações locais de tensão elétrica no isolante ou em sua superfície. Geralmente, tais descargas aparecem como impulsos apresentando uma duração muito inferior a $1 \mu\text{s}$.

O circuito apresentado na Figura 29 demonstra de forma didática a ocorrência de descargas parciais em uma cavidade presente em um meio isolante. Nesse circuito clássico conhecido como ABC, a cavidade é representada pela capacitância C_c . As regiões entre os eletrodos e a cavidade são representadas por C_b e, por fim, as regiões que não sofrem influência da cavidade por C_a .

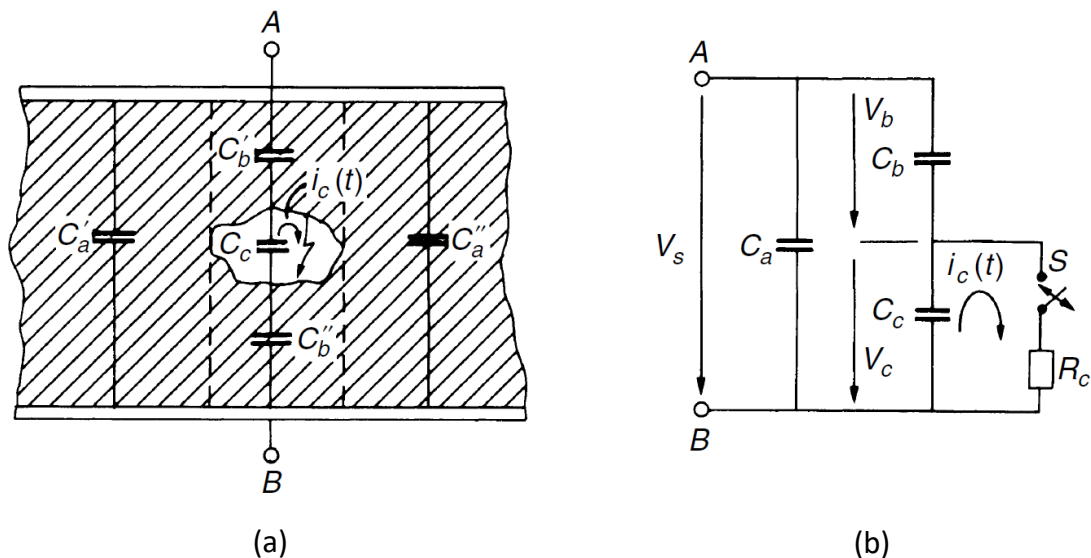


Figura 29 - (A) Representação do sistema de isolamento (B) Circuito equivalente – Fonte [45]

Durante a aplicação de uma tensão alternada nesse circuito observa-se o comportamento apresentado na Figura 30. A curva tracejada representa a tensão na cavidade caso o rompimento do dielétrico não ocorra. Porém, é observado que ao atingir o limite da rigidez dielétrica na cavidade dado por V^+ ou V^- a capacitância da cavidade descarrega através de R_c originando a corrente de descarga i . Esse fenômeno acontece inúmeras vezes durante um ciclo [45]. Os trabalhos [46]–[54] exploram a simulação de descargas parciais em cavidades e seus modelos.

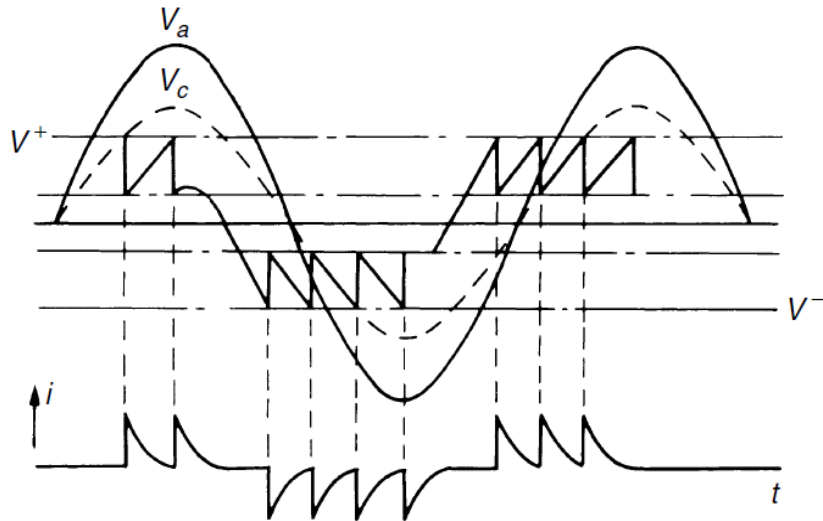


Figura 30 – Rompimento do dielétrico em cavidades – Fonte [45]

Em transformadores a presença de bolhas de gases, contaminações no isolante sólido, partículas imersas no óleo, pontas metálicas entre outros são notadamente fontes de descargas parciais. Em [55] são apresentados as principais fontes e seus padrões. É importante observar que o transformador é um equipamento complexo e múltiplas fontes podem existir simultaneamente.

Na Figura 31 é apresentado um exemplo de uma partícula de material condutor flutuando no óleo isolante e o padrão de descarga parcial encontrado para tal situação.

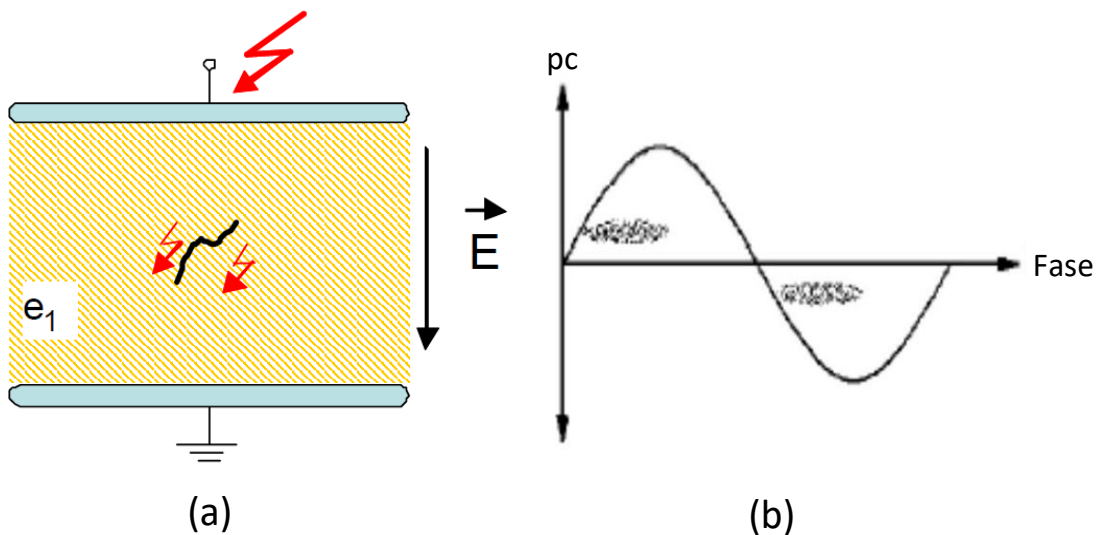


Figura 31 - (A) Partícula metálica como fonte de DP (B) Padrão observado – Fonte [55]

Cabe destacar que uma atividade sustentada de descargas parciais causa aceleração do envelhecimento da isolação e, como já demonstrado, consumo da vida útil do transformador e de natureza acumulativa e irreversível.

Monitoramento e Gestão de Transformadores

Descargas parciais se manifestam por meio de vários fenômenos físicos e, conseqüentemente, podem ser detectadas de acordo com o meio pelo qual sua manifestação ocorre, conforme apresentado na Figura 32.

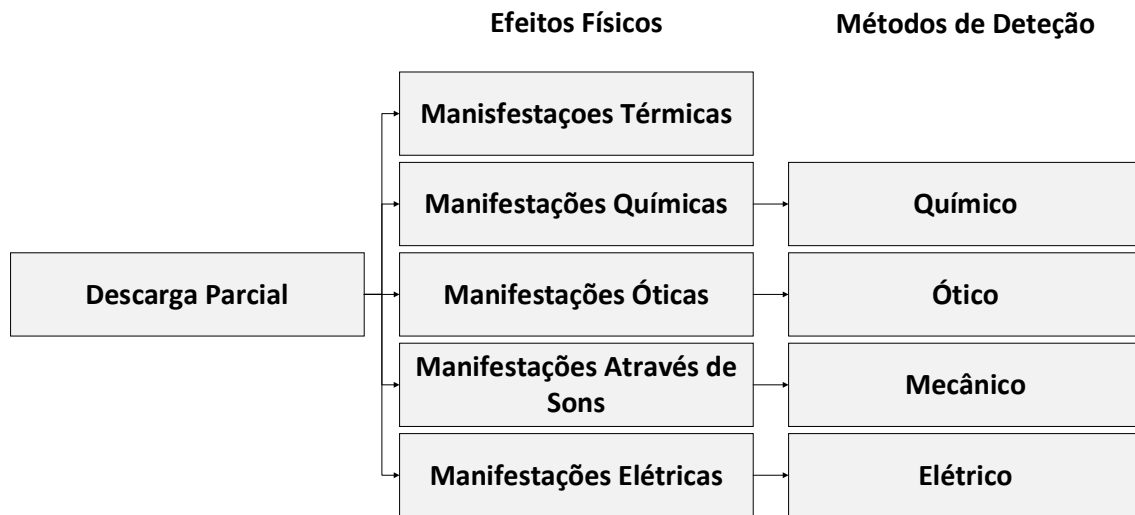


Figura 32 - Formação de descargas parciais, seus efeitos e métodos de detecção – Fonte [9]

Os trabalhos [56]–[61] apresentam os principais métodos para detecção de descargas parciais. A combinação de diferentes métodos tem mostrado resultados importantes, uma vez que ao fazê-lo as qualidades resultantes são complementares. A Figura 33 apresenta um levantamento das técnicas de detecção de descargas parciais realizado em [57].

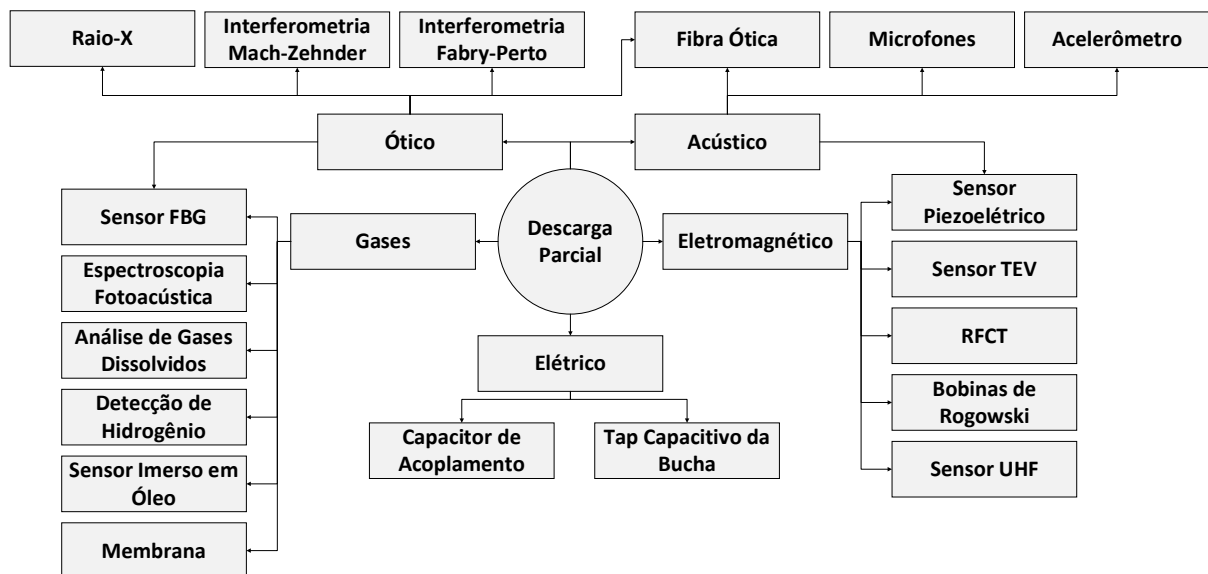


Figura 33 – Técnicas de detecção para descargas parciais – Fonte [57]

Para detecção aplicando o método químico são utilizadas técnicas de análise de gases dissolvidos conforme apresentado anteriormente.

Monitoramento e Gestão de Transformadores

O método mecânico ocorre por meio de sinais acústicos emitidos durante a atividade das descargas parciais, essas ondas são propagadas através do óleo isolante e podem ser detectadas nas paredes do tanque do transformador. As ondas de pressão resultantes têm frequências que variam de 10 a 300 kHz [58].

As ondas mecânicas geradas são propagadas pelo óleo isolante e atingem o tanque do transformador em diversos pontos, portanto, uma série de sensores, destacando os piezoelétricos, são dispostos externamente ao tanque para detecção desses sinais. A norma IEEE C57.127 [62] aborda o uso desse método para detecção e localização de descargas parciais em transformadores, a Figura 34 apresenta um exemplo de uma fonte de emissão de sinais acústicos em um tanque e o posicionamento dos sensores para sua localização. Os trabalhos [63]–[67] apresentam desenvolvimentos utilizando método acústico para detecção.

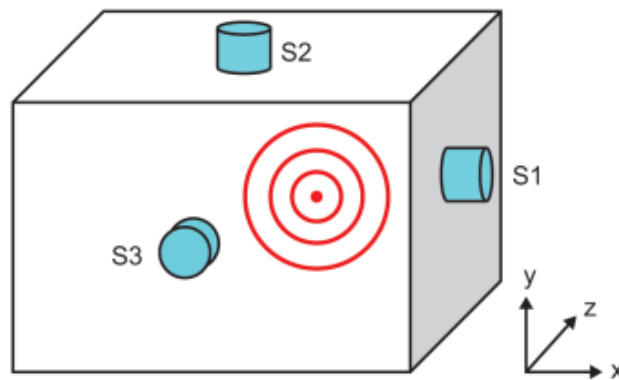


Figura 34 – Exemplo de posicionamento de sensores acústicos – Fonte [62]

O método eletromagnético tem como objetivo a detecção de ondas eletromagnéticas na faixa de frequência entre 300 MHz e 3000 MHz [58]. Para tal são utilizadas sondas inseridas no interior do tanque do transformador pelas válvulas ou janelas de inspeção, a Figura 35 apresenta um sensor UHF para instalação em válvula. De [68]–[73] o uso de sensores UHF para detecção de descargas parciais em transformadores é discutido. Esse método comumente é utilizado é utilizado combinado ao método acústico [74], [75].

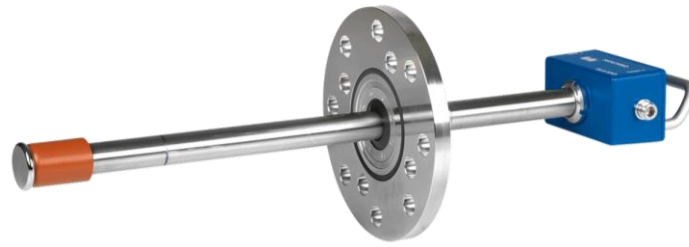


Figura 35 - Sensor UHF para instalação em válvula - Fonte Omicron

Durante a ocorrência da descarga parcial uma parcela da energia liberada é emitida na forma de luz. O método ótico tem como objetivo detectar esse sinal de forma direta ou indireta, sendo a última de maior aplicabilidade pelo método ótico-acústico [76]–[78].

Considerando aspectos práticos o método de detecção elétrico é de destaque, devido a manifestação das descargas parciais através do tap capacitivo. O circuito de medição proposto pelas normas NBR IEC 60270 [44] e IEEE C57.113 [79] é apresentado na Figura 36.

Nesse circuito o instrumento de medição (M_i) é conectado ao dispositivo de acoplamento (D_c) pelo cabo de conexão (M_c). Em D_c está localizada a impedância de medição (Z_m) responsável pela conexão ao tap capacitivo, através dessa impedância que os sinais são lidos. O trabalho [80] apresenta o desenvolvimento de um sensor baseado no método elétrico utilizando buchas capacitivas baseado no circuito de medição apresentado.

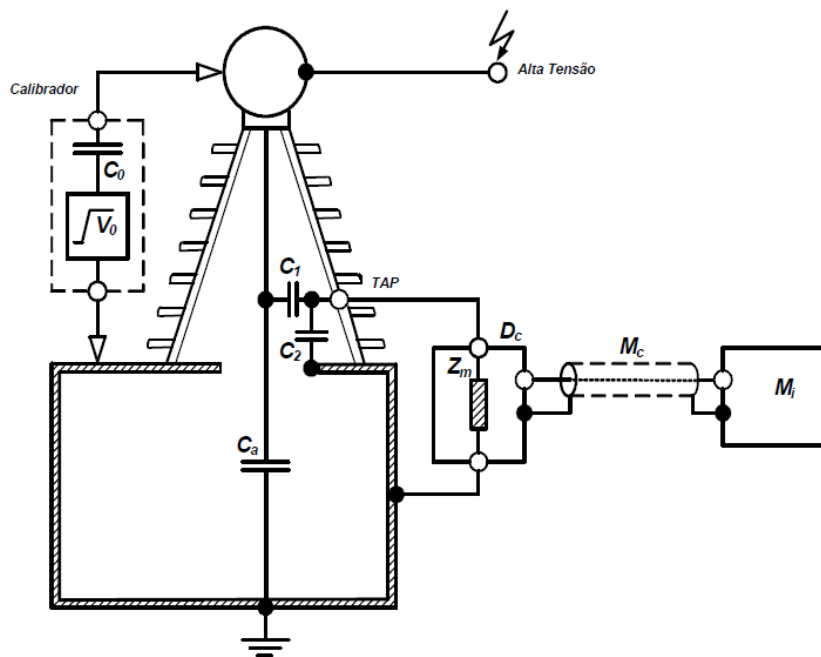


Figura 36 – Método elétrico utilizando tap capacitivo – Fonte [44]

2.2. Gestão de Transformadores - Índices de Saúde e Risco

Como abordado anteriormente vários trabalhos têm buscado diferentes formas de estimar a condição e o risco associada a falha de um transformador, dentre esses se destacam os índices de saúde (HI) e risco (RI).

Em [10] é apresentado um método para priorização da substituição ou manutenção de transformadores baseado em custo de falha e em uma relação entre HI e vida útil estatística de uma população de transformadores para determinar a probabilidade de falha. Nos trabalhos [81]-[82] é apresentada uma abordagem para cálculo da idade aparente de transformadores com o uso do HI probabilístico de uma amostra de equipamentos. No desenvolvimento de [83] uma rede neural é proposta para o cálculo do HI utilizando análise de gases dissolvidos e características físico-químicas do óleo isolante. Com o intuito de redução de custo e informações necessárias na determinação do índice de saúde os trabalhos [83]-[84] foram conduzidos, onde são avaliados os principais fatores a serem considerados utilizando ferramentas de inteligência artificial.

A redução de falhas com a utilização do HI na gestão de uma população de transformadores é exemplificada em [85], onde o cálculo do índice considera aspectos elétricos, mecânicos, térmicos e químicos. Em [86] dois métodos para cálculo do HI são apresentados detalhadamente, sendo feita uma comparação dos resultados e constatado a importância em considerar a idade do equipamento e o carregamento ao qual esse é submetido. Em [87] é apresentado um levantamento sobre a taxa de falha em transformadores na experiência australiana e uma ferramenta para extrapolar essa taxa em um horizonte de 10 anos e, conseqüentemente, priorizar investimentos. O trabalho conduzido em [88] considera uma ferramenta para gestão de uma população de transformadores utilizando índices de saúde e risco.

3. Desenvolvimento - Descargas Parciais

Nesse capítulo é apresentado o desenvolvimento de um sensor de descargas parciais baseado no método elétrico para transformadores de potência no âmbito de distribuidoras de energia no mercado brasileiro, onde o monitoramento em tempo real encontra-se em desenvolvimento devido as exigências crescentes por redução de custo e melhores indicadores de qualidade.

Como apresentado no capítulo anterior, a vida útil de transformadores está diretamente associada à condição do seu sistema de isolamento, sendo a medição de descarga parcial um dos métodos de avaliação da integridade desse sistema.

Considerando que o método elétrico é utilizado como parâmetro de aceitação de equipamento em fábrica, sua adaptação para uso em monitoramento em tempo real de transformadores é de grande interesse.

Entre as principais vantagens e desvantagens desse método destacam-se:

- Vantagens:
 - A calibração é realizada por meio da carga aparente.
 - Os níveis de descarga parcial são medidos em picocoulomb (pC), devido ao método de calibração, podendo ser comparados entre diversos equipamentos.
 - O método permite, por meio de padrões, identificar o tipo de fonte de descarga parcial.
 - Define um parâmetro de aceitação da integridade da isolamento em transformadores.
- Desvantagens:
 - Não é possível determinar a localização da fonte de descarga parcial.
 - Vulnerabilidade a interferências eletromagnéticas

Outro aspecto considerado nesse desenvolvimento é o custo do sensor, uma vez que esse é um dos desafios a serem vencidos para disseminação do monitoramento contínuo devido ao custo dos sensores em relação ao equipamento, principalmente no segmento de distribuição de energia onde esse fator limitante se torna ainda mais predominante.

Na Figura 37 é apresentado o sistema de monitoramento desenvolvido nesse trabalho, o qual é composto, de forma resumida, por:

- Acopladores: São responsáveis pela conexão ao tap capacitivo da bucha, onde são obtidos os sinais de alta frequência. Conforme abordado no capítulo anterior, o correto aterramento do tap capacitivo é de extrema importância e, portanto, é utilizado um circuito de proteção paralelo a impedância de medição Z_m , ambos localizados no acoplador.

Desenvolvimento – Descargas Parciais

- Unidade de aquisição: Como unidade de aquisição de dados, responsável pela conversão analógica-digital dos sinais, foi adotado um osciloscópio com frequência, resolução vertical e taxa de amostragem devidamente selecionadas para descargas parciais.
- Unidade de processamento e comunicação: Identificam, quantificam e armazenam a atividade de descargas parciais de acordo com o nível de carga aparente definida na norma NBR IEC 60270 [44]. Posteriormente esses dados são enviados ao sistema supervisorio utilizando o protocolo de comunicação desejado.

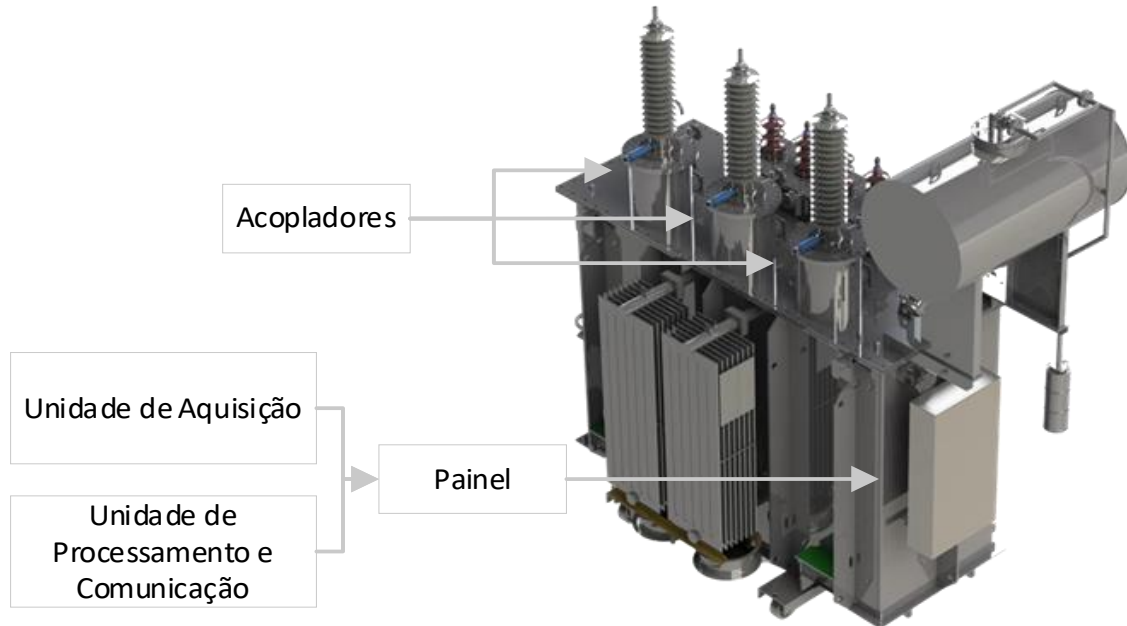


Figura 37 – Sistema de monitoramento de descargas parciais – Fonte HVEX

A funcionalidade dos elementos presentes no sistema é apresentada na Figura 38.

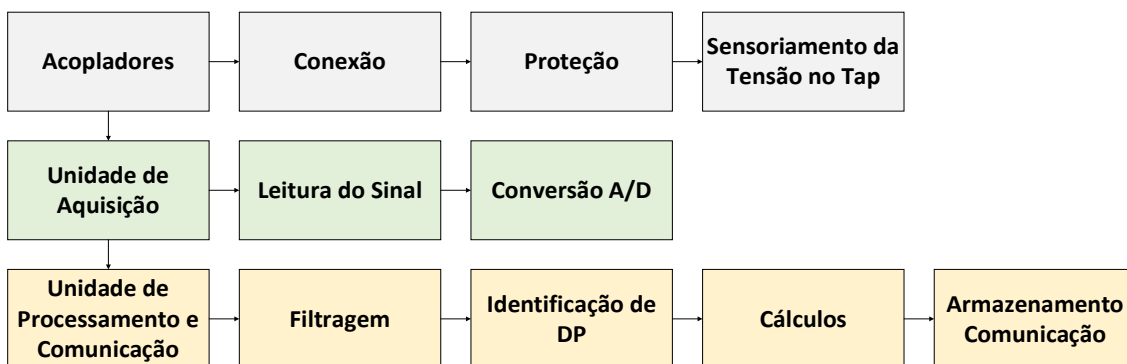


Figura 38 – Funcionalidades do sistema de monitoramento

O sistema proposto foi submetido a ensaios laboratoriais de tensão aplicada, impulso atmosférico e impulso de corrente de forma a garantir a segurança dos transformadores, considerando que uma falha do acoplador pode levar a uma falha da bucha e, conseqüentemente, do transformador.

Nas seções seguintes cada elemento do sistema proposto é abordado detalhadamente.

3.1. Acopladores

Devido a conexão direta da bucha ao enrolamento do transformador e acoplamentos internos ao circuito de transformação, os eventos internos ao tanque do transformador se manifestam eletricamente no tap de testes das buchas.

Ao conectar o acoplador a esse tap é formado um sistema, conforme exemplificado na Figura 39, onde as capacitâncias C_1 e C_2 da bucha formam um divisor de tensão com a capacitância C_k pertencente a impedância de medição, apresentada anteriormente na Figura 36. Esse divisor permite uma leitura em níveis de tensão adequado para a unidade de aquisição.

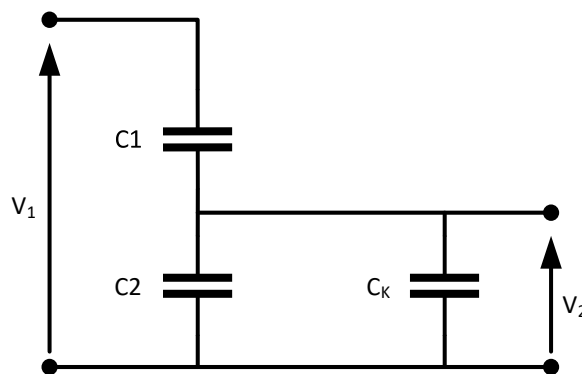


Figura 39 – Divisor de tensão entre bucha e sensor

O acoplador desenvolvido nesse trabalho é apresentado na Figura 40, onde é possível observar os anéis de vedação responsáveis por impedir a entrada de umidade. Esse elemento é responsável pela medição do sinal de tensão diretamente, uma vez que a impedância de medição é interna. Outras filosofias utilizam um adaptador de bucha e impedância de medição separados, o que leva risco ao transformador caso ocorra rompimento dos cabos de interligação.

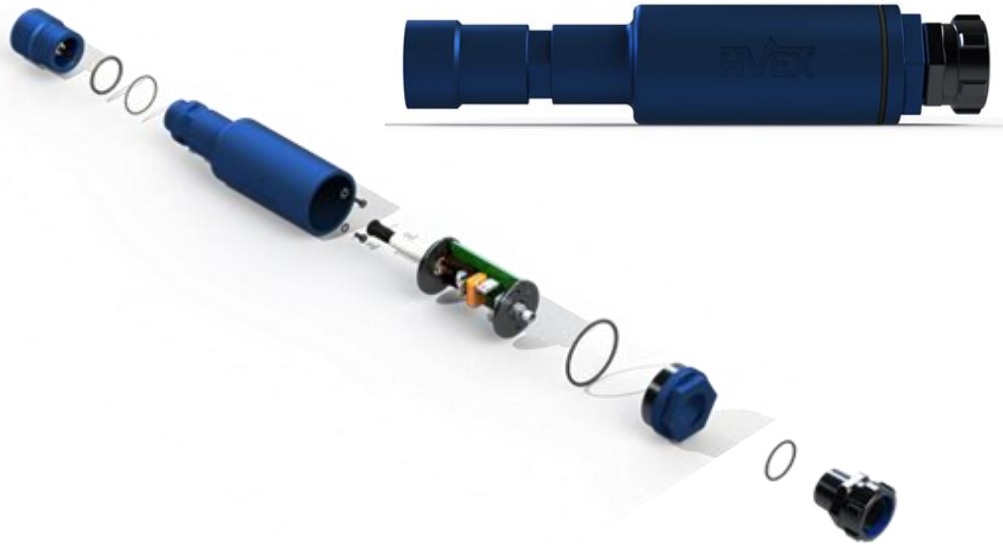


Figura 40 - Acoplador - Vista lateral e explodida – Fonte HVEX

Com o objetivo de proteger o transformador e o sistema de monitoramento são utilizados circuitos de proteção primário e secundário, conforme Figura 41.

Caso ocorra um dano na impedância de medição o tap capacitivo perde seu aterramento, o que acarreta risco ao equipamento, portanto, o circuito de proteção primária é responsável por manter a integridade do equipamento. Para surtos provenientes do tap capacitivo a proteção secundária deve impedir que as sobretensões atinjam a unidade de aquisição.

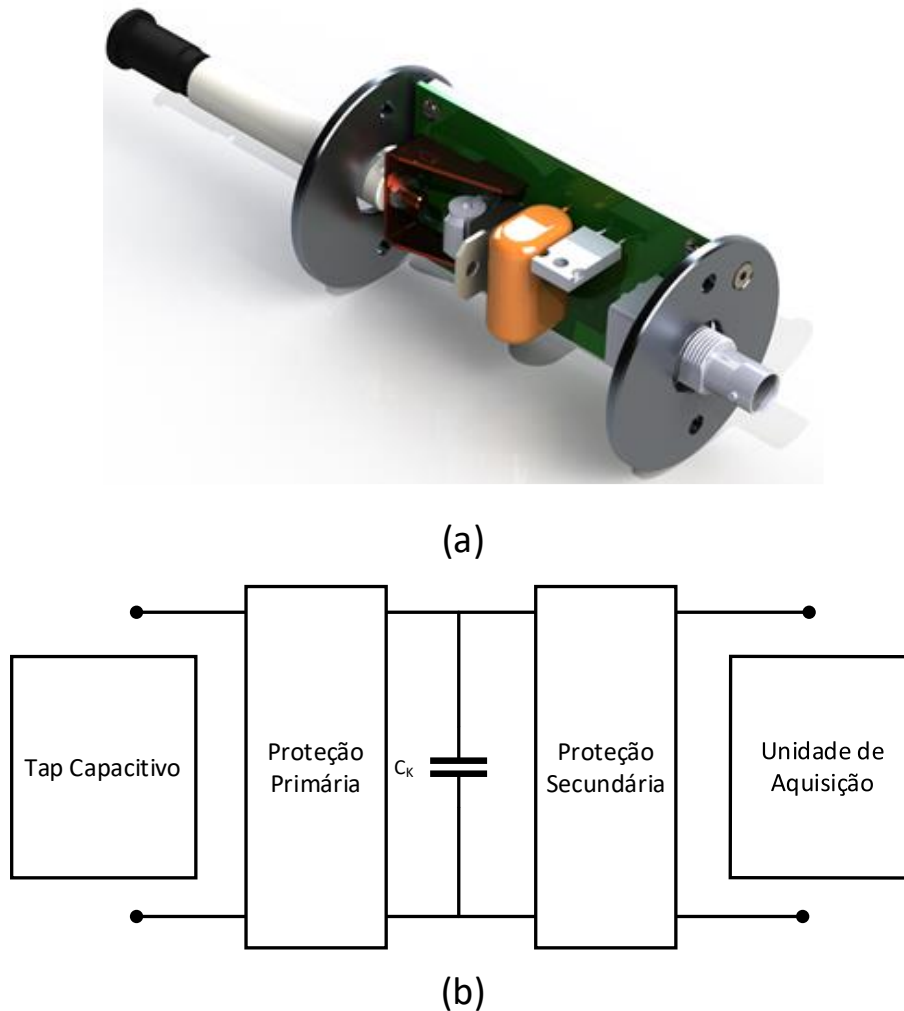


Figura 41 – (a) Circuito impresso – Fonte HVEX e (b) Esquemático de Proteção

Com os valores que foram utilizados no circuito de medição, um fator de redução de tensão aproximadamente 11.300 é encontrado, ou seja, dada uma tensão fase-terra de 79,7 kV o valor sob o capacitor C_K é de 7,05 V, valores considerados ideais para unidade de aquisição.

Uma preocupação referente ao circuito de medição é a atenuação do sinal, logo, uma análise da função de transferência foi realizada constatando que as atenuações ocorrem para frequências acima das desejadas em medições de descargas parciais, validando o circuito de medição utilizado.

3.2. Unidade de Aquisição

Essa unidade é responsável pela leitura e conversão analógica-digital dos sinais. Nesse trabalho um osciloscópio foi adotado como unidade de aquisição, conforme mostrado na Figura 42.

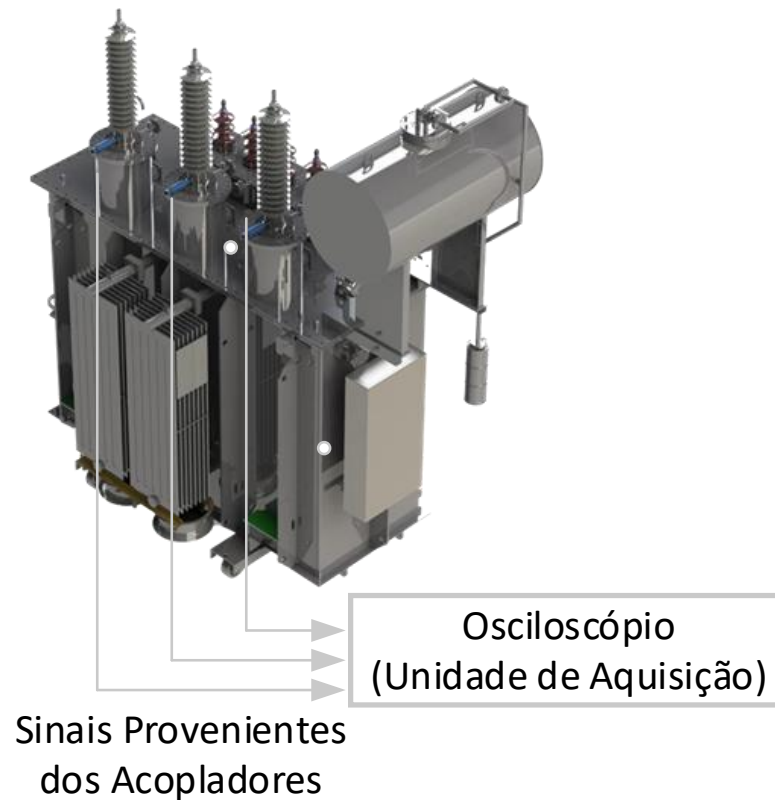


Figura 42 - Unidade de aquisição - Fonte HVEX

Utilizando o osciloscópio os sinais de tensão obtidos nos acopladores são amostrados, a uma taxa devidamente escolhida para frequência dos sinais de descargas parciais, e passam por um conversor analógico-digital.

Devido a amplitude dos sinais provenientes de descargas parciais, a resolução vertical deve ser devidamente dimensionada para correta identificação dos picos das descargas, fato importante para o cálculo da carga aparente.

Além disso, a banda de leitura deve ser superior àquela apresentada pelas descargas para que uma leitura adequada seja possível.

Outro ponto importante é a capacidade de operar nas temperaturas encontradas no painel alocado externo ao tanque do transformador, ou seja, o osciloscópio está sujeito a temperaturas ambientes do pátio da subestação.

A Tabela 8 apresenta as principais especificações do osciloscópio adotado como unidade de aquisição de dados no âmbito desse trabalho.

Tabela 8 - Especificação da unidade de aquisição

Frequência de amostragem	2,5 GSa/s
Resolução vertical	10 bits
Canais de entrada simultâneas	3
Banda de leitura	Até 200 MHz
Temperatura de operação	0°C – 50°C

3.3. Unidade de Processamento e Comunicação

Um computador industrial foi utilizado como unidade de processamento nesse trabalho, conforme apresentado na Figura 43. Essa unidade consiste no conjunto formado pelo software e hardware.

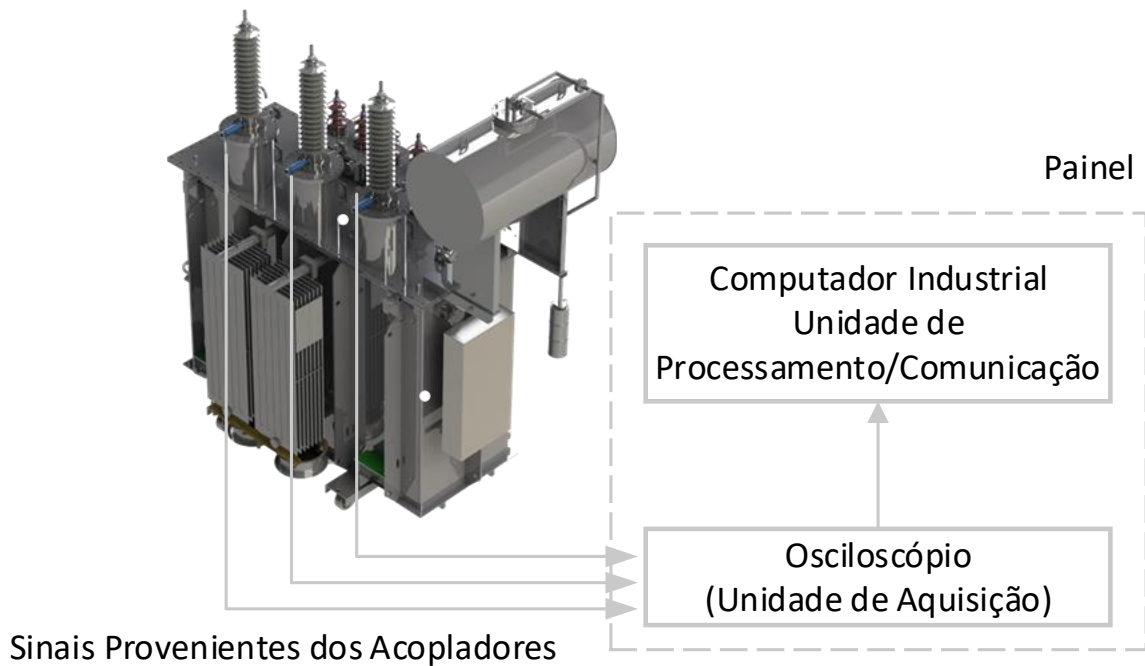


Figura 43 - Unidade de processamento e comunicação - Fonte HVEX

As informações obtidas pela unidade de aquisição são processadas de acordo com os algoritmos utilizados e posteriormente são armazenadas localmente e transmitidas em tempo real para o sistema supervisorio desejado. A Figura 44 apresenta a estrutura utilizada no trabalho para comunicação, onde CMA significa Centro de Manutenção de Ativos.

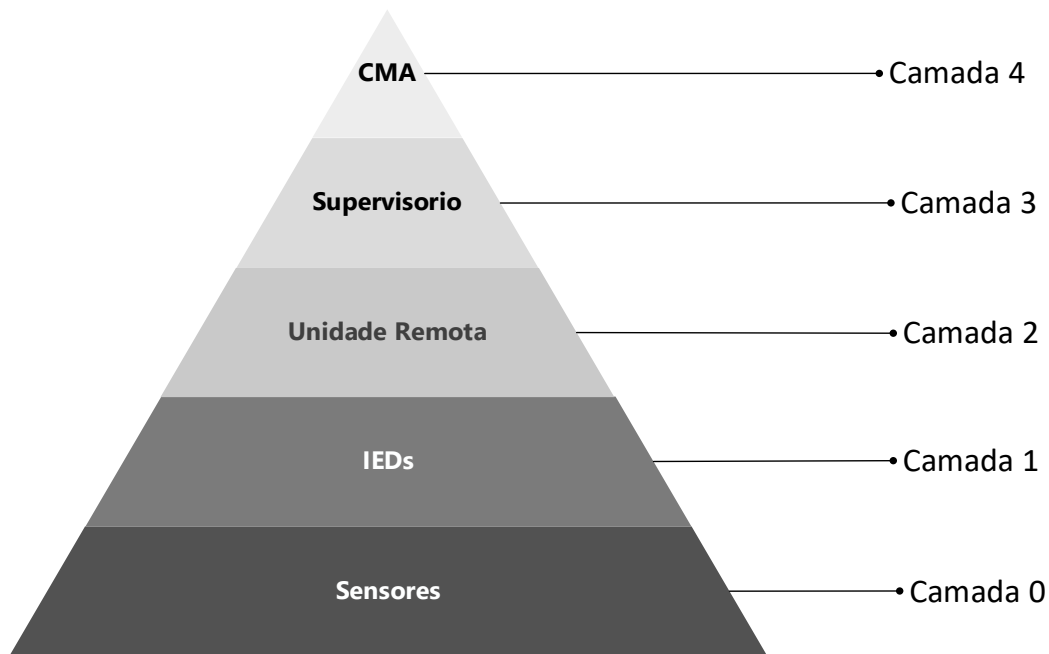


Figura 44 - Estrutura de comunicação

No diagrama apresentado, é utilizado uma rede serial 485 ou RJ45 como melhor alternativa de comunicação nas proximidades do transformador ou dentro do seu painel.

Foi empregado cabeamento em fibra ótica do transformador para a sala de comando de forma a mitigar problemas e ruídos por efeitos eletromagnéticos. Com isso a necessidade de um conversor de mídia para a interface entre IED e switch, uma vez que para esse último se utiliza fibra ótica.

O switch localizado na sala de comando da subestação é responsável por receber os dados de campo e disponibilizá-los na rede da subestação. Por questões de segurança de dados, todas as informações do campo para o supervisorio circulam em uma rede operativa utilizando o protocolo DNP 3.0, totalmente segregada de redes abertas ao público, como a internet.

Na camada 4 o Centro de Manutenção de Ativos recebe dados de forma segura de vários supervisorios de diversas localidades em um sistema centralizado.

3.4. Algoritmo

Foi adotado um algoritmo de baixo custo computacional, fato esse essencial para monitoramento em tempo real de descargas parciais.

A tensão lida no tap capacitivo inclui, além das descargas parciais, a tensão na frequência 60 Hz, harmônicos e ruídos existentes no ambiente de medição ao qual o sensor está inserido. Todos esses são indesejáveis e devem ser eliminados para que somente o sinal de interesse permaneça.

Desenvolvimento – Descargas Parciais

Dessa forma foi adotado um filtro Butterworth passa-banda que se caracteriza pela magnitude da resposta em frequência monotônica nas faixas de passagem e de rejeição [89]. Cabe destacar que os parâmetros frequências de corte inferior, superior e ordem são dados de entrada e são definidos durante comissionamento em campo.

Após filtragem os valores resultantes são constituídos por descargas parciais e ruídos na faixa de frequência de descargas. Para eliminação desse último um gatilho, ou *trigger*, é utilizado, dado que a amplitude das descargas reais e ruídos são diferentes. Assim como os parâmetros do filtro, a calibração do gatilho deve ser realizada durante comissionamento de forma a obter os valores de ruídos típicos para o ambiente ao qual o sistema de monitoramento está inserido. Cabe destacar que a aplicação do gatilho isoladamente não seria eficaz, uma vez que o filtro é o responsável pela remoção da maior parte dos sinais indesejados.

Conforme apresentado na Figura 45 o pico da descarga parcial é definido como o valor entre duas passagens por zero que superam o gatilho. Por fim, a carga aparente da descarga parcial é calculada conforme (1):

$$q = \frac{R}{2\pi f C_K} \sum_{t=1}^T v_t \Delta_t \quad (1)$$

Onde:

- R - Fator de redução da tensão nominal para tensão lida na unidade de aquisição.
- f – Frequência fundamental do sistema.
- C_k – Impedância de medição
- V_t – Valor de tensão lido
- Δ_t – Passo de integração

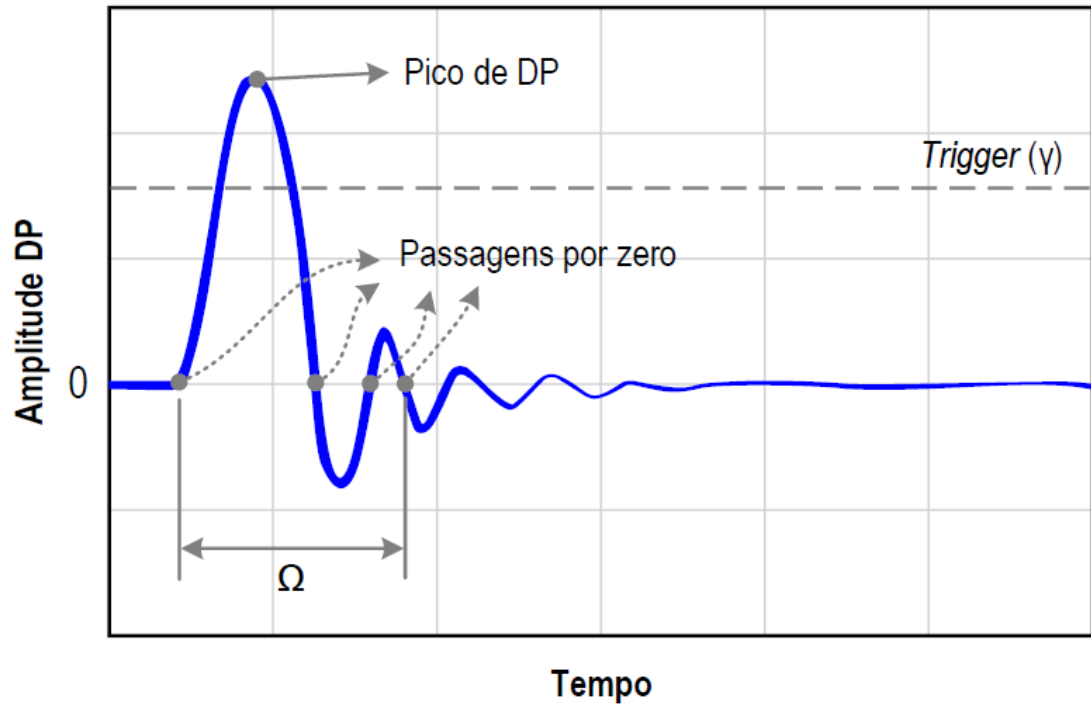


Figura 45 – Identificação do pico de descarga parcial – Fonte [90]

4. Desenvolvimento – Metodologia de Priorização

Para o monitoramento integral do transformador de potência é necessário que uma série de sensores sejam instalados no equipamento, conforme abordado no capítulo 2, e como primeira contribuição esse trabalho apresentou o desenvolvimento de um sensor de descargas parciais pelo método elétrico, acessível ao segmento de distribuição de energia, considerando que as falhas envolvendo o sistema de isolamento são as de maior representatividade.

Porém, o sensor desenvolvido deve ser utilizado em conjunto com outros sensores de mercado para que todos os subsistemas do transformador sejam cobertos. Essa informação é o motivador para a segunda contribuição desse trabalho.

As distribuidoras possuem uma população de transformadores diversificada em termos de idade, potência nominal, nível de tensão, estágio de monitoramento atual, importância sistêmica, entre outros. Essas empresas estão inseridas em um ambiente onde a demanda por melhores indicadores de qualidade é crescente e, para isso, o monitoramento em tempo real de transformadores apresenta uma vantagem estratégica, pois a falha desses equipamentos causa um impacto significativo nos indicadores da empresa devido ao elevado número de consumidores conectados a esses equipamentos.

Assim, uma metodologia de priorização de investimento em sensoriamento foi desenvolvida, considerando que existe uma grande diversidade de transformadores e que esses apresentam diferentes impactos sistêmicos quando da ocorrência de uma falha e, portanto, devem possuir diferentes níveis de sensoriamento.

Considerando esses aspectos, nesse capítulo é apresentada uma metodologia para priorização de investimentos em monitoramento de transformadores de potência, para uma população de transformadores existentes, no âmbito de distribuidoras inseridas no mercado de energia regulado brasileiro, considerando aspectos técnicos, regulatórios e tecnológicos. A Figura 46 exemplifica as dimensões avaliadas.

Desenvolvimento – Metodologia de Priorização

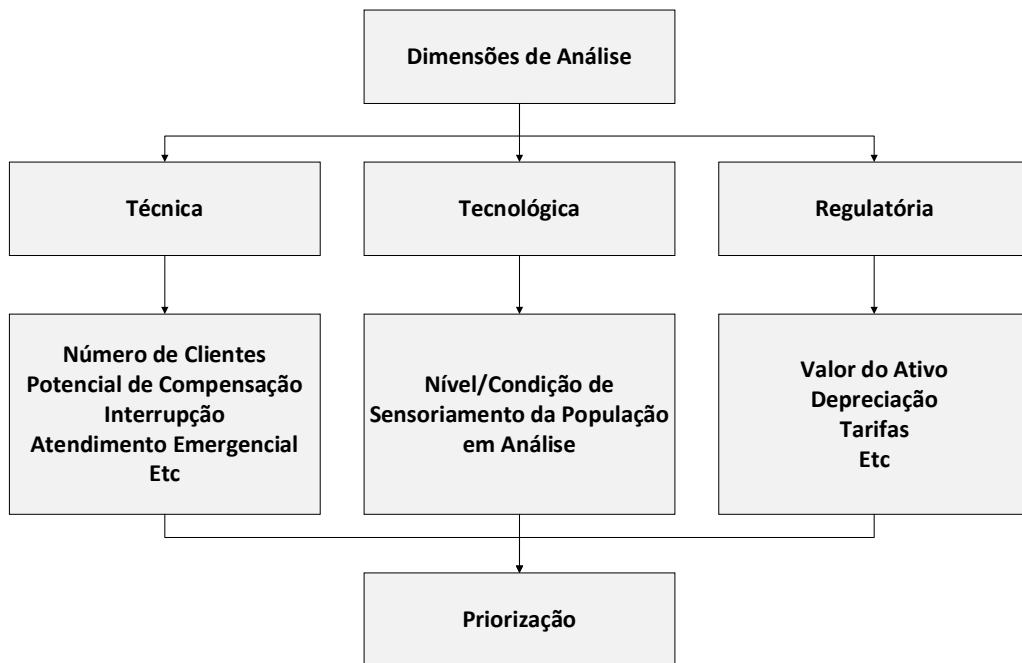


Figura 46 - Dimensões de análise

A Figura 47 apresenta de forma resumida as etapas da metodologia proposta nesse trabalho. Primeiramente os transformadores são representados pelos seus principais atributos representativos como, por exemplo, potência nominal, tensão nominal, carregamento, tipo de comutador, entre outras. Nas seções seguintes as demais etapas são apresentadas de forma detalhada.

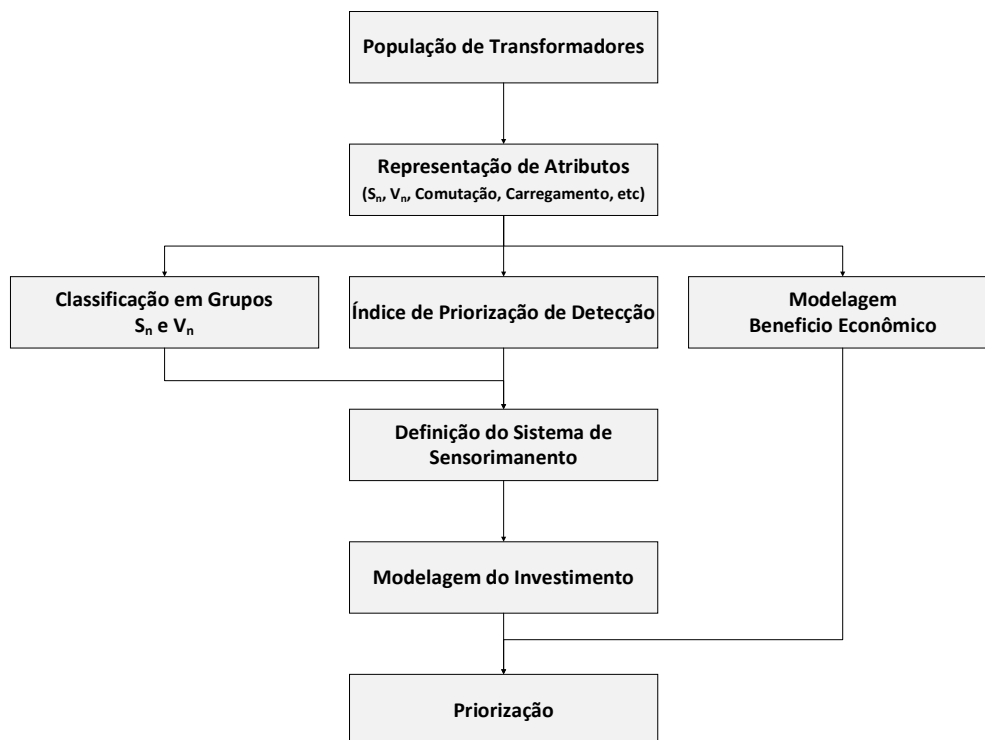


Figura 47 – Fluxograma da metodologia de priorização

4.1. Classificação em Grupos

A primeira etapa consiste na divisão da população de transformadores em grupos, conforme apresentado na Tabela 9. O primeiro critério é dado pela potência nominal, onde se estabelece um limite inferior e superior para cada grupo dado pelo índice i . Em seguida a tensão nominal é utilizada para segmentar o grupo i em diferentes níveis de tensão de acordo com o índice k . Por exemplo, potências entre 10 e 30 MVA definem o grupo A e as tensões 69 e 138 kV os subgrupos A_1 e A_2 , respectivamente. Essa divisão é necessária para que posteriormente sejam definidos os sensores utilizados em cada subgrupo, uma vez que transformadores de potências menores não justificam certos tipos de sensoriamento.

Tabela 9 – Critério de divisão da população de transformadores em grupos

Faixa de Potência Nominal		Tensão Nominal		Grupo
Índice	Limite Inferior $\leq S_i <$ Limite Superior	Índice	V_k	ik

4.2. Índice de Priorização de Detecção

Esse índice busca representar os transformadores por aspectos técnicos e econômicos, o índice t utilizado nas equações representa que o cálculo é realizado individualmente para cada transformador do grupo analisado.

- Valor de Mercado em Uso (VMU): Valor do equipamento subtraído a depreciação de acordo com a vida útil regulatória de 35 anos [4], conforme (2):

$$VMU_t = Valor\ do\ Equipamento_i * \frac{Idade_t}{35\ Anos} \quad (2)$$

- Custo da Energia Não Distribuída (CEND): Valor da energia não distribuída devido a ocorrência de uma falha, não considerando aspectos sociais, imagem da empresa, entre outros, conforme (3):

$$CEND_t = Fator\ de\ Carga_t * Carregamento\ Médio_t * Valor\ da\ Tarifa_t \quad (3)$$

Desenvolvimento – Metodologia de Priorização

- Custo Potencial de Compensação (CPC): Representa o potencial custo de compensação utilizando a média histórica de compensações em R\$/MWh e o carregamento médio do equipamento, conforme (4):

$$CPC_t = \text{Historico de Compensações} * \text{Carregamento Médio}_t \quad (4)$$

- Potencial de Clientes Atingidos (PCA): Representa o impacto de um desligamento frente a meta do indicador de qualidade FEC da empresa, conforme (5):

$$PCA_t = \frac{N^{\circ} \text{ Clientes Conectados}_t}{\text{Total de Clientes}} * \text{Meta FEC} \quad (5)$$

- Análise do modo de falha, efeitos e criticidade (FMECA): Representa o risco apresentado pelo transformador através de uma pontuação, mostrada na Tabela 10, estabelecida para o período médio entre ocorrências (*Mean Time Between Failures* – MTBF) sob aspectos ambientais, segurança ao pessoal, econômicos e qualidade de energia, conforme 6:

$$FMECA_t = \sum \text{Historico de Ocorrências}_t (\text{Tabela de Pontuação}) \quad (6)$$

Tabela 10 – Tabela de pontuação - FMECA

Frequência de Ocorrência	NÍVEL DE SEVERIDADE			
	Sob os Aspectos			
	Ambiental/Segurança/Econômico/Qualidade			
	1	2	3	4
Mais que 7 anos	1	4	6	13
Entre 3 e 7 anos	2	5	11	14
Entre 1 e 3 anos	3	9	12	18
Entre 1 e 2 vezes por ano	7	10	16	19
Mais que 2 vezes por ano	8	15	17	20

Então, as variáveis utilizadas são normalizadas de forma a estabelecer um índice entre 0 e 1, conforme a equação (7):

$$x = \frac{x - x_{\text{mínimo}}}{x_{\text{máximo}} - x_{\text{mínimo}}} \quad (7)$$

Por fim, o Índice de Priorização de Detecção (IPD) é dado pela média ponderada de acordo com (8):

$$IPD_t = VMU_t * A + CEND_t * B + CPC_t * C + PCA_t * D + FMECA_t * E \quad (8)$$

Onde os termos A, B, C, D e E são pesos atribuídos a cada uma das variáveis.

4.3. Definição do Sistema de Sensoriamento

O IPD é utilizado para definir três níveis de prioridade, ou de criticidade, de monitoramento para os subgrupos definidos na Tabela 9, conforme apresentado na Figura 48.

Desenvolvimento – Metodologia de Priorização

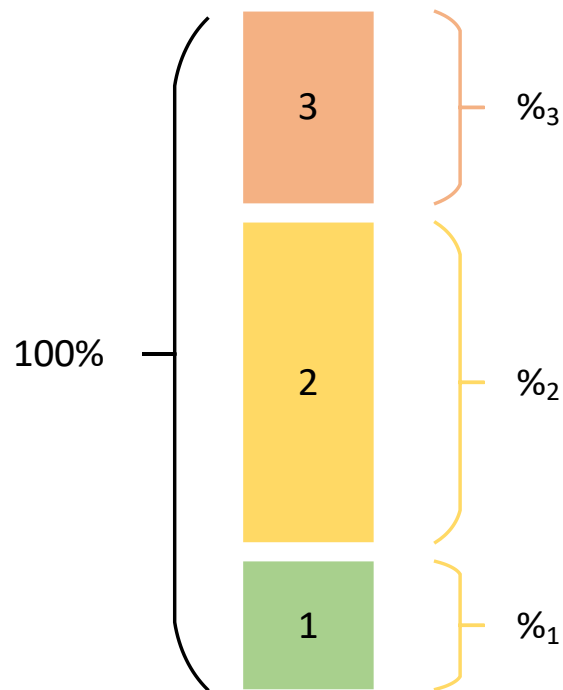


Figura 48 - Divisão dos grupos de acordo com IPD

Dessa forma, os transformadores são representados por três subíndices sendo eles:

- i – Definido de acordo com a potência nominal
- k – Definido de acordo com a tensão nominal
- j – Definido de acordo com o IPD

Para cada grupo de transformador $_{ikj}$ é proposto um conjunto de sensoriamento.

4.4. Modelagem do Investimento em Sensoriamento

Considerando que já existe certo nível de monitoramento no parque de transformadores, são então, definidas variáveis básicas de monitoramento para a determinação do estágio atual de cada transformador, sendo elas: temperatura do óleo e dos enrolamentos, gases dissolvidos no óleo e informações do comutador sob carga, destacando-se a posição do tap.

São considerados três níveis para o estágio atual de acordo com as variáveis disponíveis, esse conceito é resumido na Figura 49.

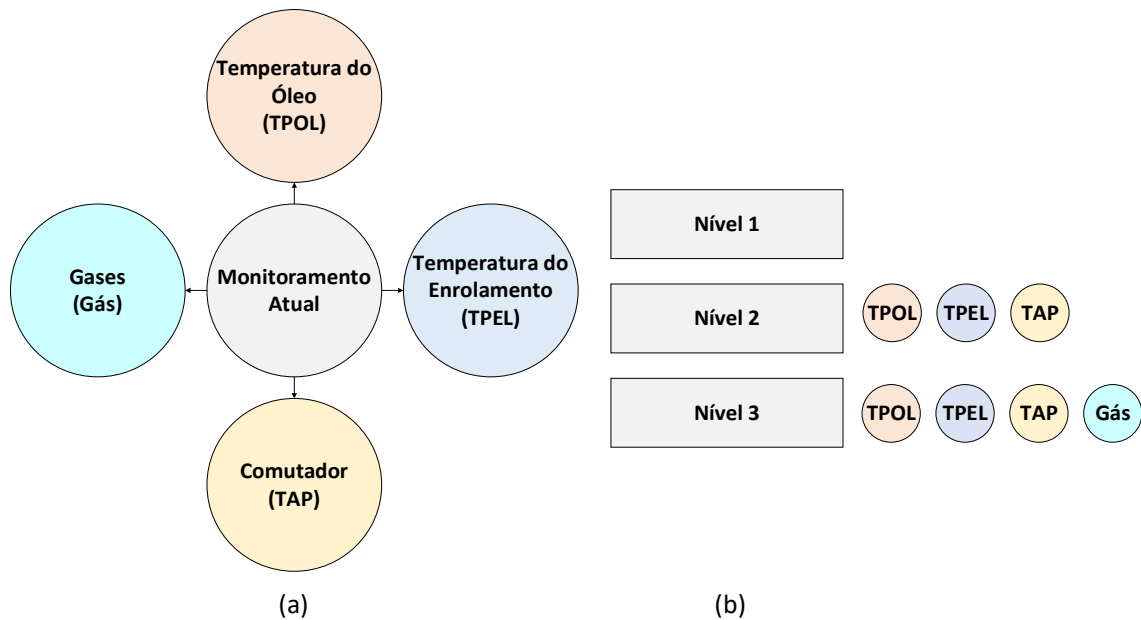


Figura 49 – (A) Variáveis consideradas no monitoramento atual (B) Níveis de automação atual

De acordo com o nível de monitoramento atual atribuído ao transformador é definido o custo incremental, composto de sensores e infraestrutura necessária, para atingir o monitoramento proposto para o transformador_{ikj}.

4.5. Modelagem dos Benefícios

A Figura 50 apresenta os benefícios econômicos esperados ao utilizar o sistema de monitoramento proposto para o transformador_{ikj}. Cabe salientar que existem outros benefícios não considerados devido à dificuldade nas informações para sua mensuração, por exemplo, custo social da falha ou impactos relacionados a imagem da empresa.

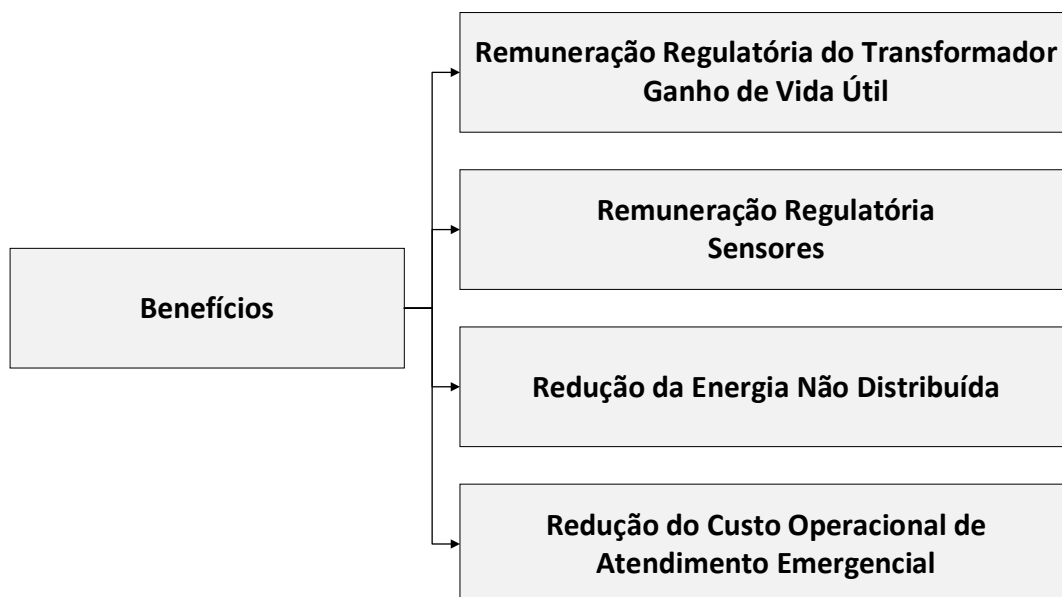


Figura 50 - Benefícios

A Figura 51 apresenta o conceito relacionado ao benefício de remuneração regulatória do transformador. Nesse gráfico é possível observar que ao ocorrer uma falha do equipamento antes de 35 anos, ou seja, o fim da vida útil regulatória, ocorre uma perda de receita associada aos anos perdidos. Ao utilizar o monitoramento contínuo, de forma conservadora, parte dessa perda em anos será evitada e com isso uma receita é obtida em valor presente.

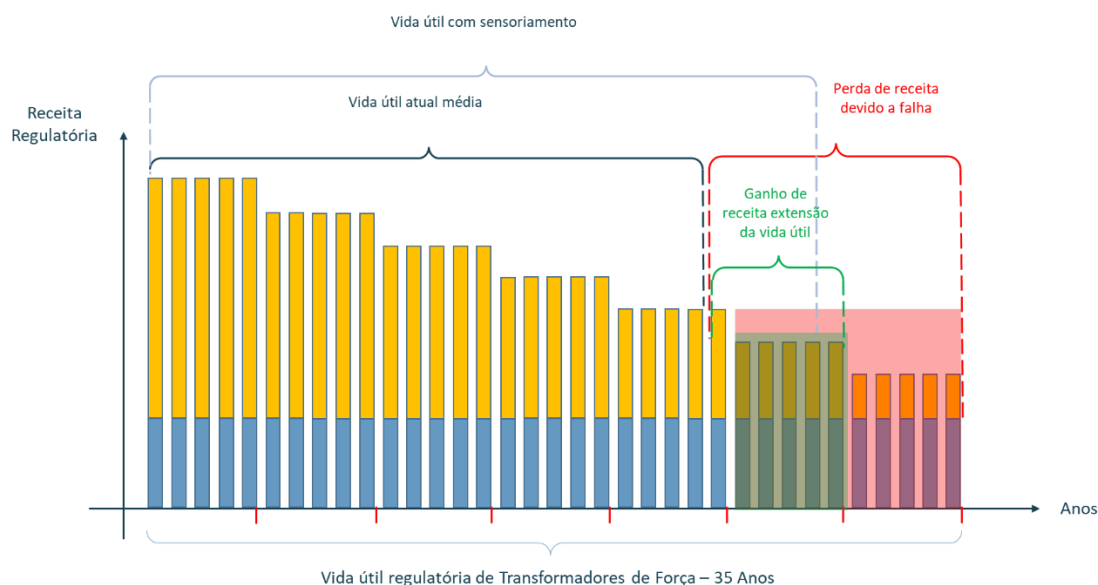


Figura 51 - Benefício remuneração do transformador por meio do ganho de vida útil

Do ponto de vista da remuneração regulatória do investimento em sensores é considerado uma perda percentual devido a taxa de falhas dos sensores e de sua obsolescência no decorrer de sua vida útil. A Figura 52 apresenta a remuneração regulatória dos sensores.

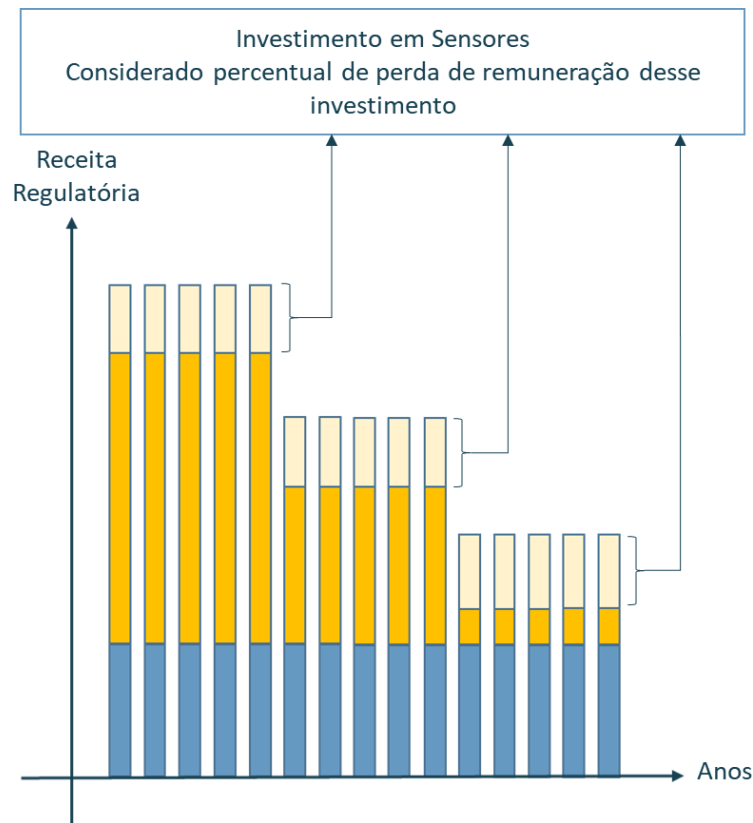


Figura 52 - Benefício remuneração dos sensores

Com a ocorrência de uma falha em um transformador ocorre um prejuízo financeiro devido a energia não distribuída (END) aos consumidores, ao utilizar o monitoramento contínuo é esperado uma redução na taxa de falha e, conseqüentemente, esse custo pode ser reduzido de acordo com a equação (9):

$$END_t = TMA_t * Redução Taxa Falha * Taxa Falha * CEND_t \quad (9)$$

onde TMA_t – Tempo médio de atendimento para o transformador t.

Após a queima de um transformador ocorrem elevados custos referente as equipes de manutenção de equipamentos, automação e operação deslocadas para o atendimento, além disso, muitas vezes são necessários equipamentos especiais como guindastes e outros para remoção e mobilização de um equipamento substituto. Assim como a END o custo operacional de atendimento é reduzido com a redução da taxa de falha ao empregar o monitoramento:

$$COA_t = Redução Taxa Falhas * Taxa Falhas * C. Operacional_t \quad (10)$$

4.6. Priorização

Após concluídas as etapas apresentadas em 4.1 até 4.5 são definidos os custos de implementação do sistema de monitoramento proposto individualmente para o transformadores_{ikj} e os benefícios financeiros esperados ao implementar essa solução. Permite-se assim, estabelecer um valor presente da implementação para cada transformador, sendo esse o critério de priorização adotado nesse trabalho.

5. Resultados

Na primeira seção desse capítulo são apresentados os resultados provenientes do sensor de descargas parciais desenvolvido neste trabalho, os quais foram instalados e encontram-se em operação em 06 transformadores de potência da classe 145 kV localizados em subestações distintas, as figuras 53 a 56 exemplificam essa instalação. Adicionalmente foram realizadas medições pontuais, ou *offline*, em um sétimo transformador apresentando formação de gases combustíveis.

- Transformador 01: 20/25/30 MVA – 138x13,8 kV
- Transformador 02: 20/25/30 MVA – 138x13,8 kV
- Transformador 03: 20/25/30 MVA – 138x11,4 kV
- Transformador 04: 20/25/30 MVA – 138x13,8 kV
- Transformador 05: 20/25/30 MVA – 138x69 kV (Autotransformador)
- Transformador 06: 36/48/60 MVA – 138x88 kV (Autotransformador)
- Transformador 07: 15/20/25 MVA – 69x11,4 kV

Na segunda seção são apresentados os resultados da metodologia desenvolvida para priorização de investimentos em transformadores, sendo essa aplicada para uma população de 848 transformadores distribuídos em 555 subestações.

5.1. Descargar Parciais

O sensor de descargas parciais desenvolvido nesse trabalho foi instalado, inicialmente, em 6 transformadores da classe 138 kV. As informações provenientes desses sensores, e de outros utilizados no transformador, são transmitidas através de uma rede operativa segura para uma plataforma de gerenciamento de transformadores.

Nessa seção é abordado a instalação do sensor nos transformadores selecionados, ensaios laboratoriais e resultados de leitura sob um horizonte de tempo, bem como, uma leitura adicional *offline* realizada em um transformador apresentando formação de gases.

5.1.1. Instalação

Durante o processo de instalação do sensor é necessário acesso ao tap de testes da bucha, fato esse que, entre outros, necessita o transformador isolado por um período de instalação. Para isso foram realizadas avaliações de carregamento pelo operador para determinação do período de disponibilidade para cada transformador selecionado.

Resultados

No caso do transformador 06, sendo de difícil desligamento por representar um elo entre dois sistemas 138 e 88 kV, foi possível o agendamento em conjunto com manutenção preventiva do comutador. Para isso utilizou-se uma subestação móvel como é possível observar na Figura 55.

A Figura 53 apresenta uma instalação finalizada, onde é possível observar a posição adotada para os painéis. Os acopladores nas três fases são visualizados na Figura 54, para Figura 55 uma fase em maior proximidade é apresentada. O painel pode ser visto na Figura 56, onde unidade de processamento encontra-se na parte superior e a unidade de aquisição ao centro da imagem.



Figura 53 - Transformador 1 – Visualização da posição do painel

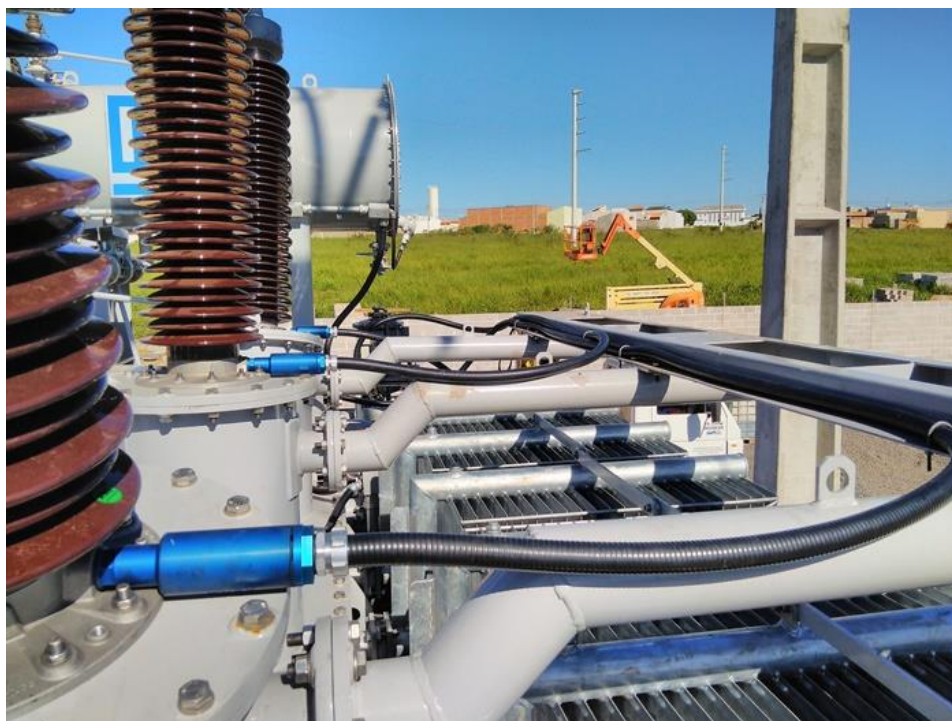


Figura 54 - Transformador 2 - Acopladores



Figura 55 – Transformador 6 – Detalhe do acoplador



Figura 56 - Painel

5.1.2. Ensaio Laboratoriais

De forma a garantir a suportabilidade do acoplador desenvolvido e, principalmente, a segurança operacional para o transformador, os seguintes ensaios laboratoriais foram realizados:

- Tensão aplicada
- Impulso Atmosférico
- Impulso de Corrente
- Descargas Parciais

A Figura 57 exemplifica a montagem laboratorial, com uma bucha tipo GOB montada sobre um tanque de óleo mineral representando o transformador e o sensor conectado ao tap de testes.



Figura 57 - Montagem laboratorial

Os resultados do ensaio de tensão aplicada nominal e de sobretensão são apresentados nas figuras 58 e 59 respectivamente, mostram que o comportamento foi adequado e não ocorreram descargas disruptivas.

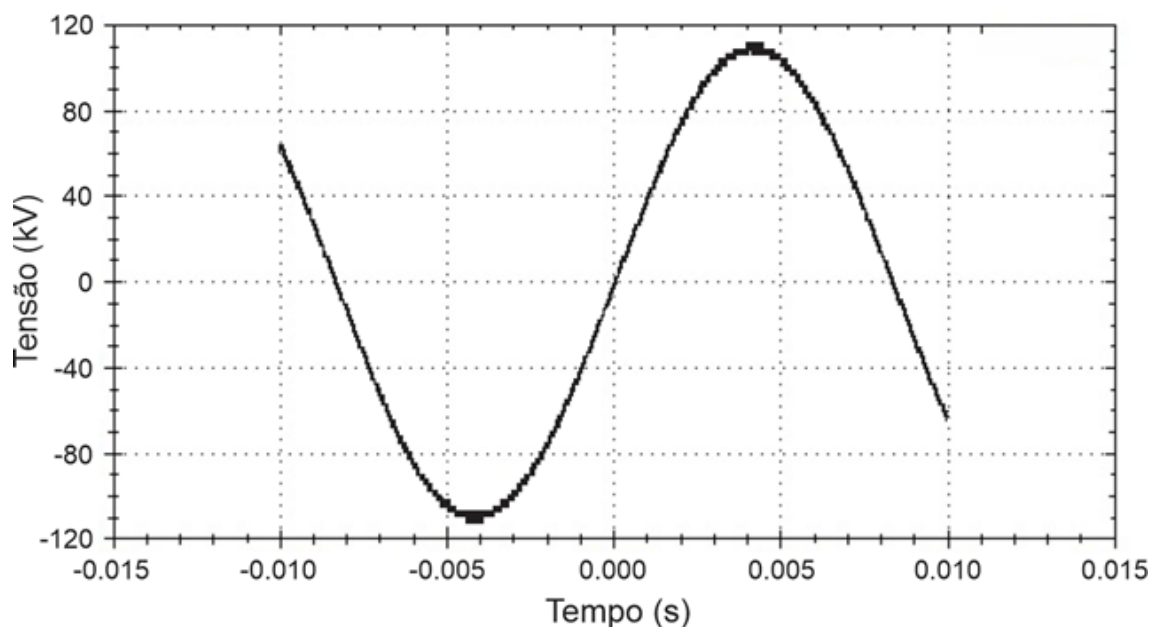


Figura 58 – Leitura tensão aplicada - Nominal

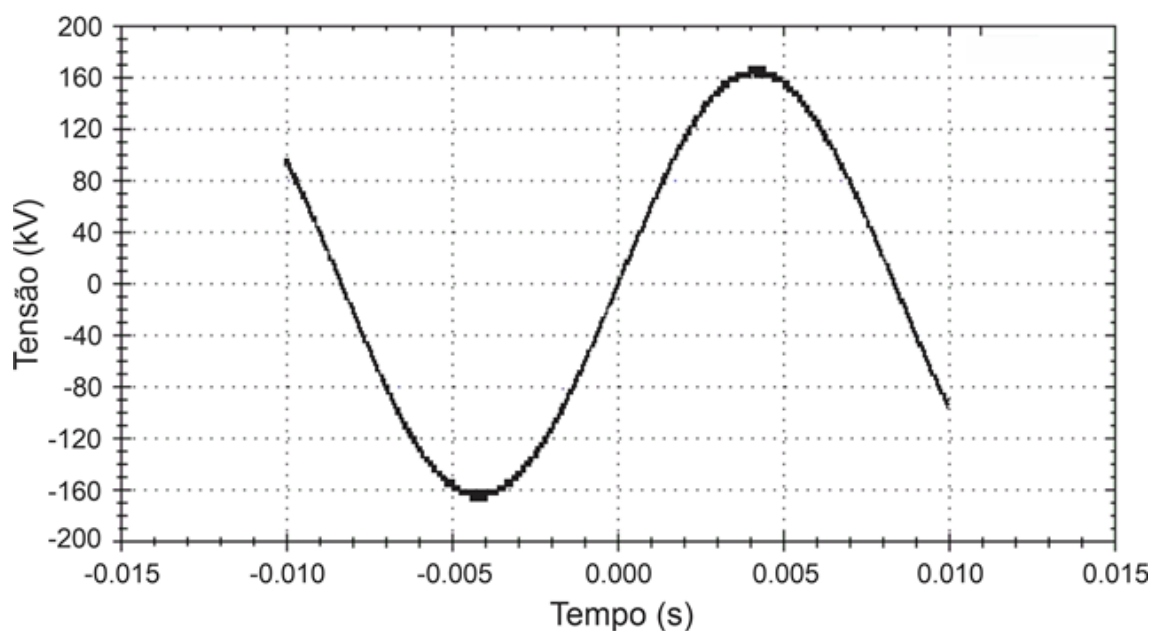


Figura 59 - Leitura tensão aplicada – Sobretensão

As oscilografias da Figura 60 demonstram os impulsos atmosféricos aplicados sob a bucha de testes. Novamente o equipamento não apresentou falha de isolamento, reforçando a segurança operativa do conjunto bucha e acoplador.

Por limitações do laboratório disponível esse ensaio limitou-se a aplicação do impulso atmosférico relativo ao NBI da classe 69 kV.

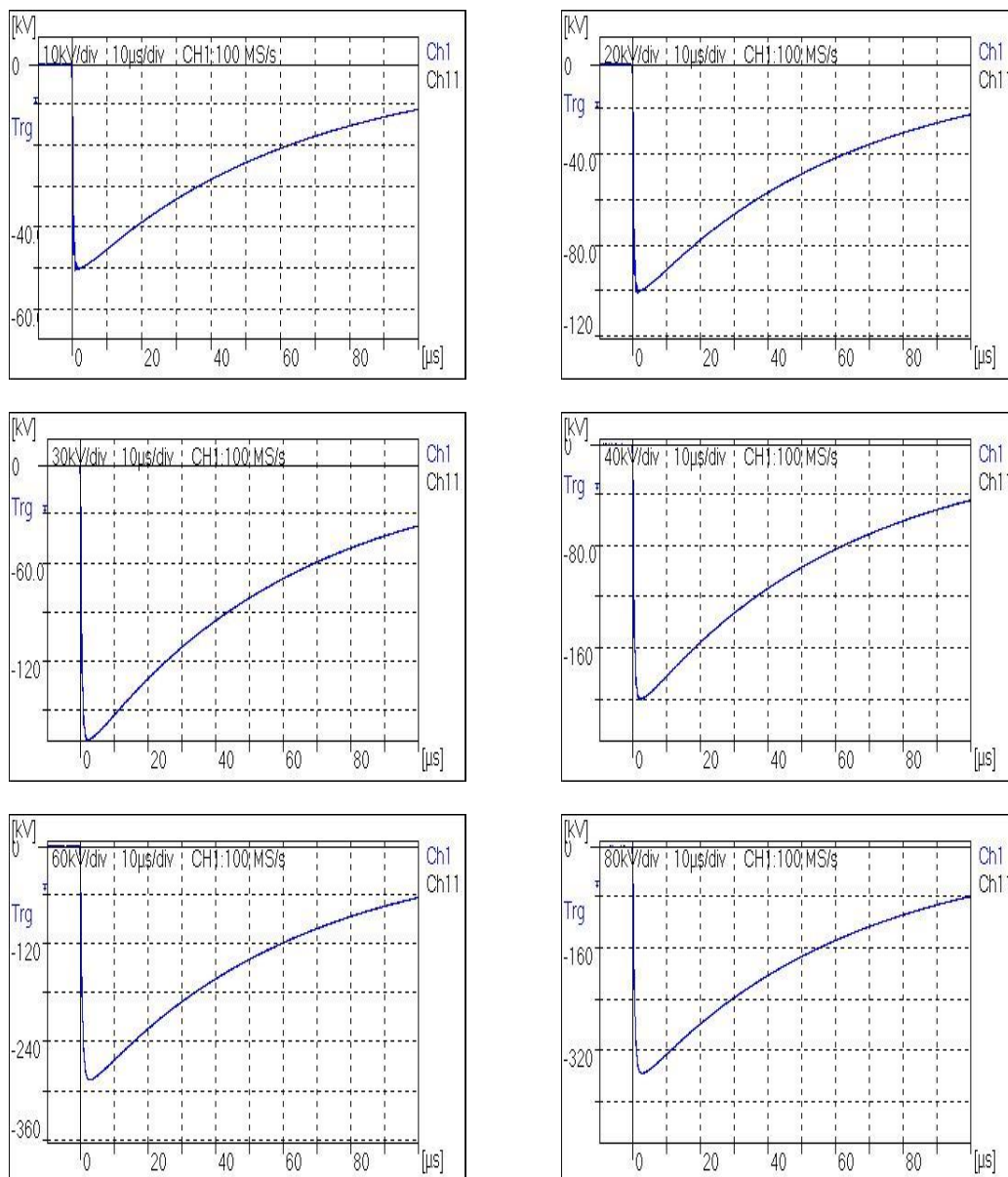


Figura 60 – Impulso de tensão

Para avaliação da suportabilidade do circuito de proteção do acoplador, o mesmo foi submetido ao ensaio de impulso de corrente. Para impulsos superiores a 40 kA, Figura 61, houve dano ao centelhador presente no circuito de proteção, porém mantendo a integridade da placa e componentes de medição. Como resultado verifica-se, mais uma vez, a robustez no funcionamento.

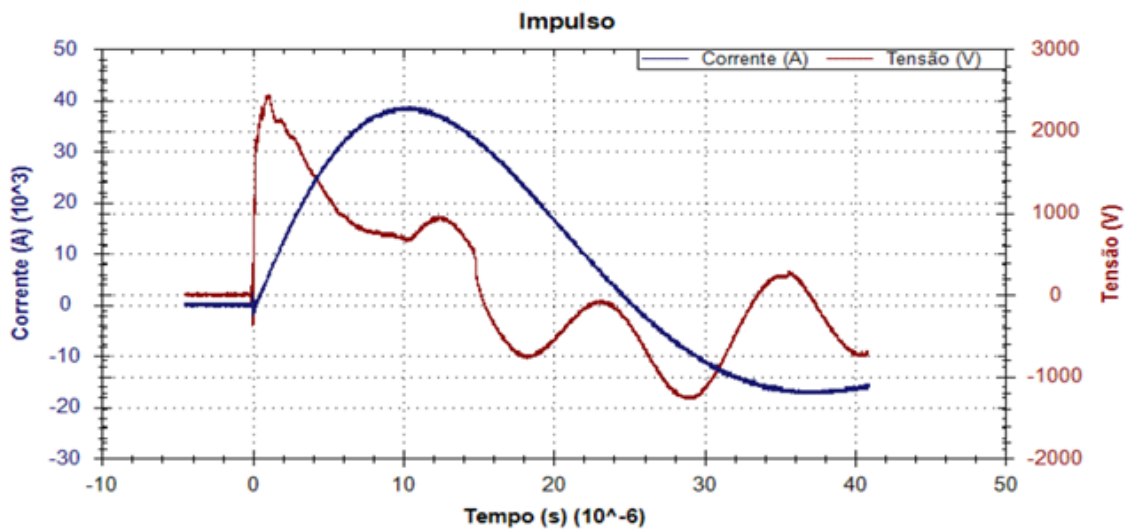


Figura 61 - Impulso de corrente

Para o ensaio de descargas parciais a Figura 62 apresenta a leitura obtida sob tensão nominal. Como era esperado devido a bucha utilizada nos testes ser nova o resultado da leitura demonstra um sinal livre de descargas parciais.

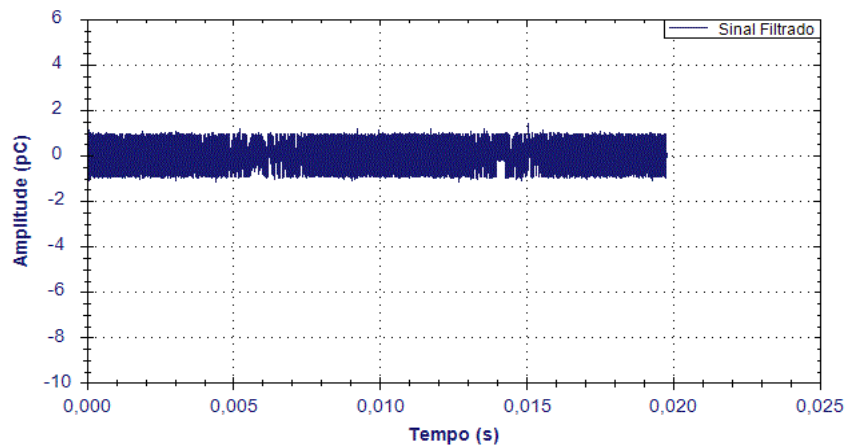


Figura 62 – Sinal filtrado livre de descargas parciais

Em seguida um sinal conhecido de 100 pC é aplicado e o resultado sem a aplicação do filtro é visualizado na Figura 63 e após filtragem na Figura 64, exemplificando a efetividade do algoritmo.

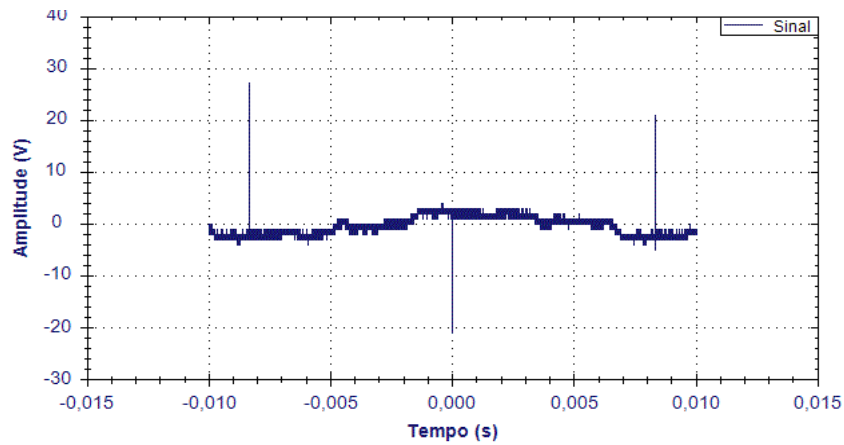


Figura 63 - Sinal com DP sem aplicação do filtro

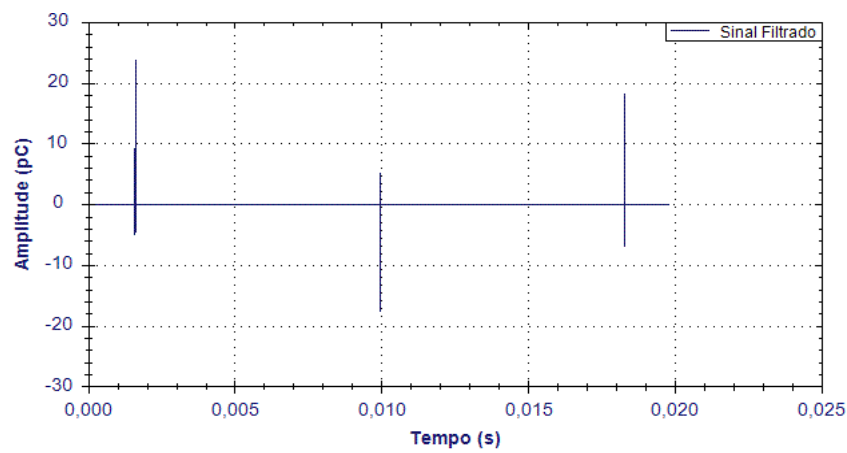


Figura 64 - Sinal com DP filtrado

5.1.3. Monitoramento Contínuo de Descarga Parcial

Para o monitoramento em tempo real é necessário que as informações geradas pelos diversos sensores sejam armazenadas por um longo período, permitindo assim uma análise de tendências e evolução do parâmetro monitorado.

Nesse intuito, o sensor de descargas parciais foi integrado ao sistema supervisor, através da rede operativa a qual as subestações estão inseridas, e armazenadas em um banco de dados.

A Figura 65 apresenta um período de aproximadamente três meses de medições para um transformador 138/88 kV, potência 36/48/60 MVA e ano de fabricação 1998.

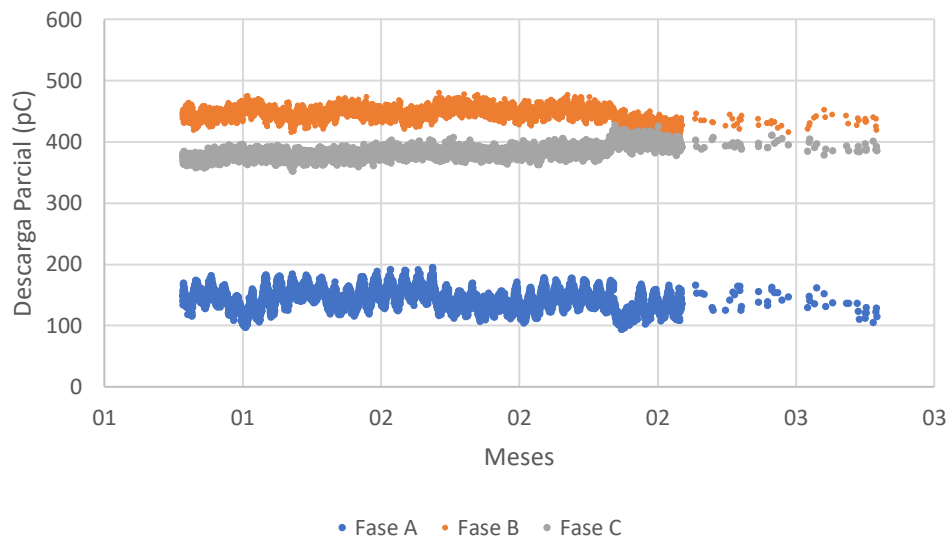


Figura 65 - Monitoramento contínuo de DP

Como esperado é possível observar um comportamento cíclico nos sinais devido a alteração das condições operativas do equipamento como carregamento ao longo do dia, comutação, transitórios de manobra, temperatura, formação de gases, entre outros. A partir do mês três foram iniciados testes no sistema de comunicação, por essa razão é possível observar uma diminuição na quantidade de leituras.

A grandeza dos valores lidos é adequada considerando tratar-se de uma medição em tempo real em um ambiente de uma subestação, bem como a idade do equipamento medido. Outro fator observado é a estabilidade no período medido, sendo um bom indicativo para o equipamento.

5.1.4. Transformador com formação de gases

Durante a etapa de instalação do monitoramento nos 06 transformadores planejados inicialmente, surgiu a oportunidade de uma medição em um transformador apresentando formação de gases combustíveis antes que este fosse retirado de operação e enviado para abertura e inspeção.

Trata-se de um transformador 69x11,4 kV, potência 15/20/25 MVA, comutador sob carga e ano de fabricação 2001. A Tabela 11 apresenta o resultado da análise de gases dissolvidos realizada em laboratório para 03 amostras espaçadas no tempo.

Tabela 11 – Amostragem de gases dissolvidos

Gás	Concentração de gases dissolvidos (ppm)		
	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3
Hidrogênio – H ₂	59	276	327
Oxigênio – O ₂	3980	9230	14700
Nitrogênio – N ₂	15650	60140	52620
Metano – CH ₄	58	296	280
Monóxido de Carbono – CO	100	258	256
Dióxido de Carbono – CO ₂	972	2710	1756
Etileno – C ₂ H ₄	16	389	564
Etano – C ₂ H ₆	19	180	132
Acetileno – C ₂ H ₂	-	4	6

Destaca-se as concentrações de dióxido de carbono, as quais são relacionadas a falta térmica envolvendo celulose. Também, a formação de gases combustíveis de alta temperatura, com principal destaque para o Acetileno (C₂H₂).

As figuras 66 e 67 apresentam o triangulo clássico e pentágono 1 de Duval, respectivamente, evidenciando a evolução de uma falta térmica da classe T1, temperaturas inferiores a 300 °C, para T3, temperaturas superiores a 700 °C, com as diferentes amostragens de óleo.

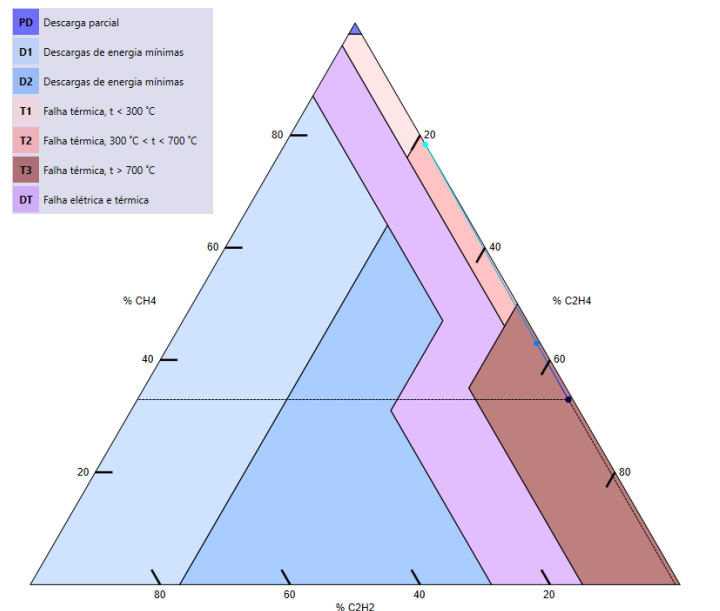


Figura 66 - Triângulo de Duval

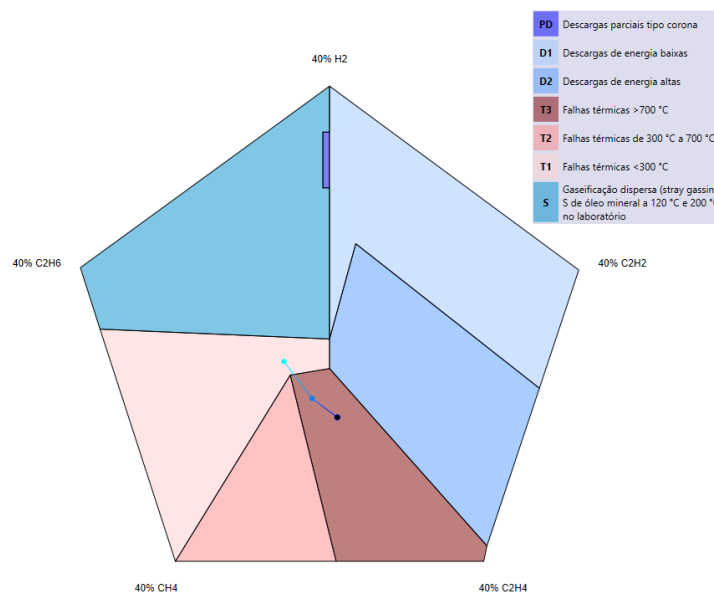


Figura 67 - Pentágono de Duval

Antes da remoção do equipamento foi realizada a medição de descargas parciais, o resultado é apresentado na Tabela 12 e visualizado nos gráficos da Figura 69.

Uma presença acentuada é observada para as fases A e C, especialmente essa última, destacando-se a intensidade das descargas. Fato esse confirmado ao realizar uma avaliação no domínio da frequência, Figura 68, onde é verificado a predominância do sinal acima de 1 MHz, característico de descargas parciais.

Assim, após a medição, é possível afirmar a existência de uma fonte de descargas parciais de intensidade significativa nas fases A e C.

Tabela 12 - Medições de descargas parciais

DP (pC)	Fase A	Fase B	Fase C
Máxima Carga Aparente Positiva (pC)	2164,50	74,25	8664,31
Máxima Carga Aparente Negativa (pC)	2811,39	82,20	8721,35
Carga Aparente Média (pC)	950,89	39,83	4294,83

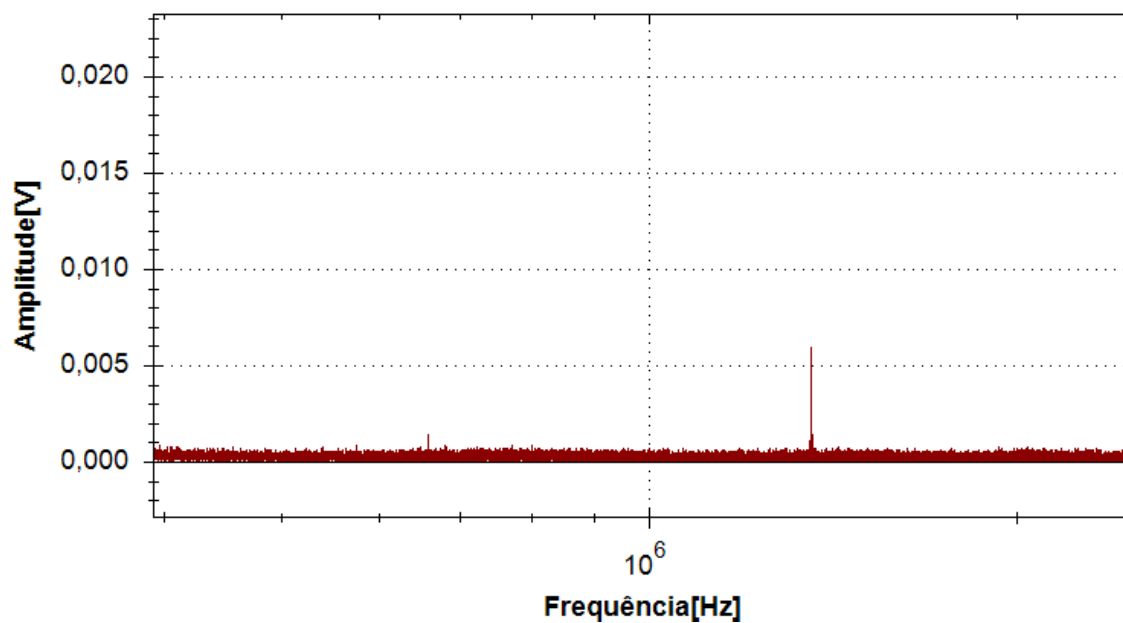
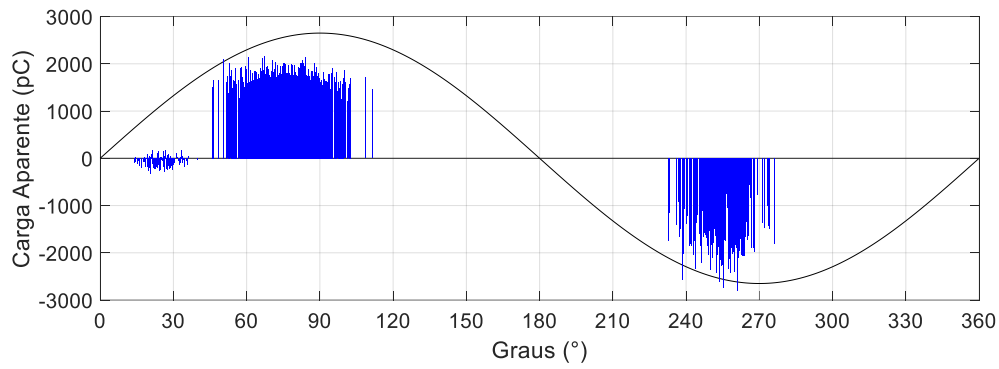
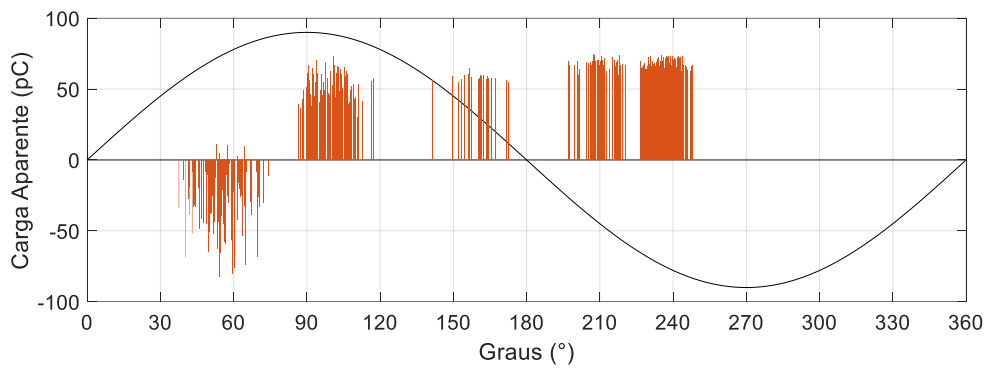


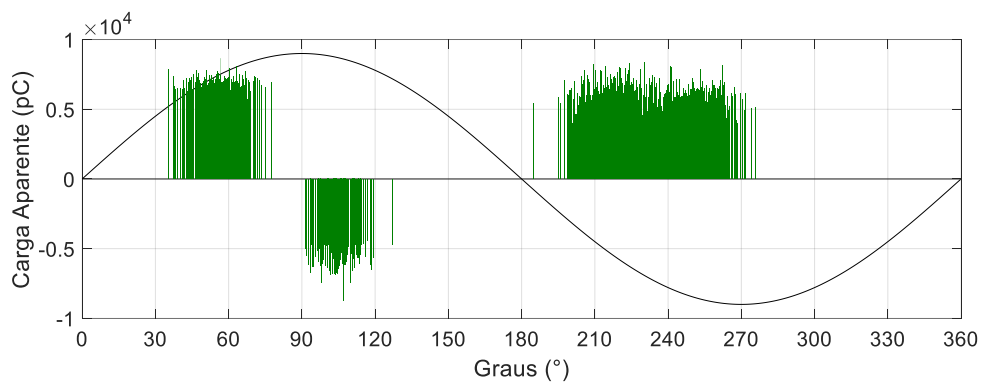
Figura 68 – Domínio da frequência



Fase A



Fase B



Fase C

Figura 69 - Medição de descargas parciais

O equipamento foi direcionado a oficina de manutenção para abertura e inspeção, a Figura 70 ilustra a inspeção realizado no comutador sob carga onde não foram constatados pontos de carbonização ou indicativos de defeitos.



Figura 70 - Inspeção do comutador sob carga

Em seguida a parte ativa foi removida do tanque, Figura 71, e após inspeção minuciosa foi localizado no fechamento da estrela do enrolamento de baixa tensão um ponto de carbonização, observado na Figura 72, como esperado pela análise de gases dissolvidos.

Como observado na figura, o nível de deterioração avançado e a formação de gases levou a um alto nível de descargas parciais e, com o acoplamento capacitivo entre os enrolamentos foi possível a medição da sua manifestação através de descargas parciais utilizando o sensor acoplado ao tap de testes da bucha desenvolvido nesse trabalho. Em concordância com o afirmado anteriormente, onde a medição de descargas parciais foi capaz de detectar uma deterioração avançada de origem térmica.



Figura 71 - Remoção da parte ativa



Figura 72 – Carbonização identificada no ponto de conexão da estrela

5.2. Metodologia de Priorização

Para a população de 848 transformadores abordada nesse trabalho foi adotada a classe de tensão e faixa de potência nominal para divisão da população em grupos, conforme Tabela 9 do capítulo anterior. Os resultados da divisão dos transformadores em grupos são apresentados na Tabela 13:

Tabela 13 - Definição de grupos de transformadores

Índice “i”	Potência Nominal (MVA)	Índice “k”	Tensão Nominal (kV)	Grupo	Quantidade
A	$S_n < 5,0$	1	$V_n \leq 34,5$	A1	147
		2	$V_n \leq 69,0$	A2	12
B	$5,0 \leq S_n < 10,0$	1	$V_n \leq 34,5$	B1	135
		2	$V_n \leq 69,0$	B2	66
		3	$V_n \leq 138,0$	B3	14
C	$10,0 \leq S_n < 30,0$	1	$V_n \leq 34,5$	C1	16
		2	$V_n \leq 69,0$	C2	159
		3	$V_n \leq 138,0$	C3	169
D	$30,0 \leq S_n < 50,0$	1	$V_n \leq 34,5$	D1	0
		2	$V_n \leq 69,0$	D2	10
		3	$V_n \leq 138,0$	D3	114
E	$S_n \geq 50,0$	1	$V_n \leq 34,5$	E1	0
		2	$V_n \leq 69,0$	E2	0
		3	$V_n \leq 138,0$	E3	6

Para os grupos D1, E1 e E2 não foram identificados transformadores na população e serão omitidos dos gráficos e tabelas a seguir. A Figura 73, alternativamente a Tabela 13, apresenta graficamente a distribuição da população em cada grupo definido.

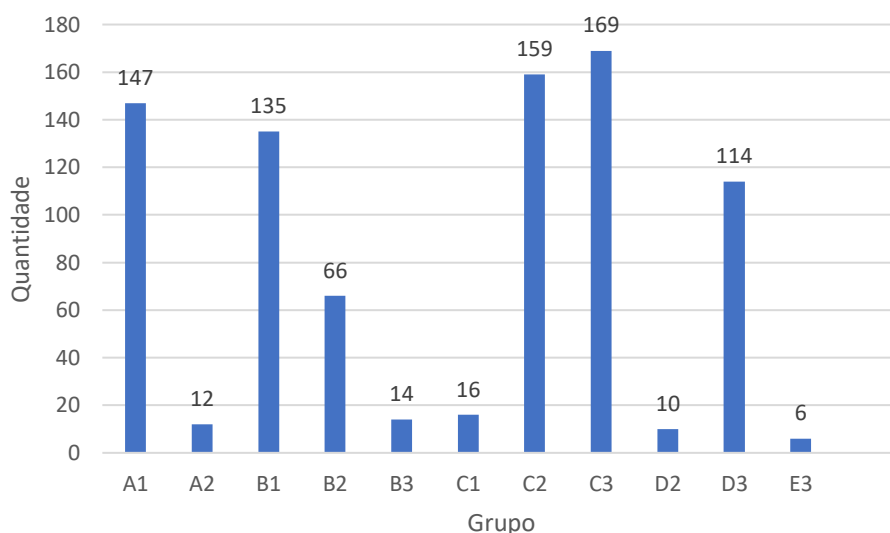


Figura 73 – Quantidade em cada grupo

O histograma da Figura 74 apresenta a distribuição dos transformadores por idade, onde foi obtida uma média e desvio padrão de 21 e 14 anos, respectivamente.

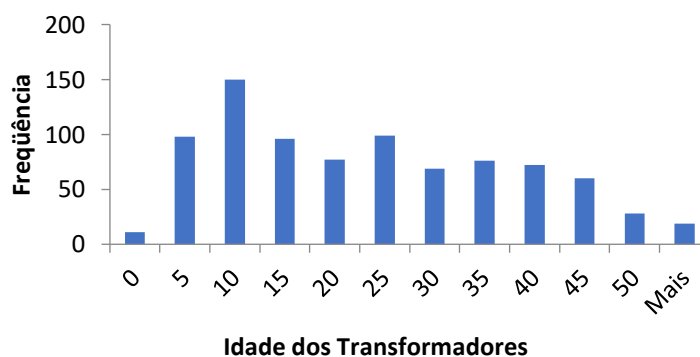


Figura 74 - Histograma idade dos transformadores

Para o cálculo do IPD foram utilizadas as equações (2) a (8), considerando os parâmetros individuais de cada transformador. Para fins de demonstração da grandeza desses parâmetros tem-se que os transformadores possuem carregamento médio de 72%, fator de carga de 60%, média de 7300 unidades consumidoras e, dada a depreciação regulatória, apresentam um Valor de Mercado em Uso (VMU) médio de aproximadamente R\$ 500.000,00.

Para os fatores ambiental, segurança, econômico e qualidade utilizados no cálculo do FMECA, conforme Tabela 10, foi utilizado o potencial de derramamento/vazamento de óleo, possibilidade de causar danos físicos a pessoas e severidade associada, potencial de compensações financeiras e número de clientes afetados, respectivamente.

Resultados

Para os fatores A, B, C, D e E foi realizado um processo iterativo com validação dos operadores dos equipamentos para aferição dos valores a serem adotados, chegando-se em 25%, 30%, 15%, 15% e 15%, respectivamente.

Dado o IPD, obtido individualmente por transformador, foi adotada a divisão entre os níveis 1, 2 e 3 de acordo com as porcentagens apresentadas na Figura 75. A Figura 76 apresenta, por grupo, a quantidade de transformadores classificados de acordo com o IPD.

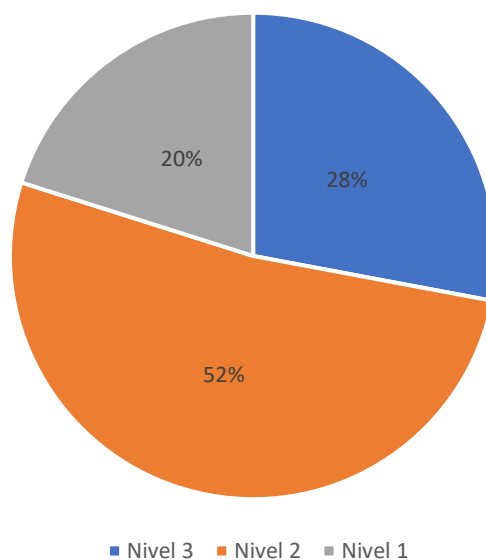


Figura 75 – Divisão IPD

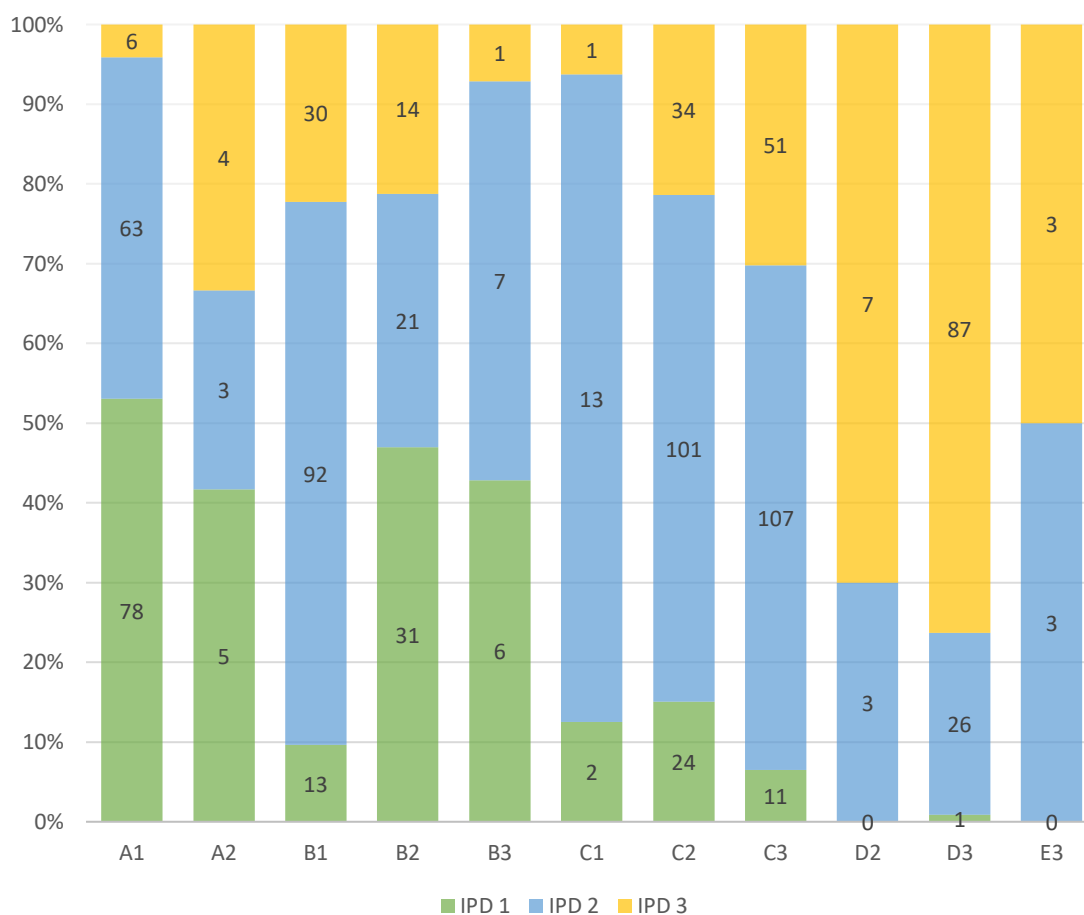


Figura 76 - Classificação IPD por grupo

A próxima etapa consiste na proposição do sensoriamento desejado por transformador, de acordo com seu grupo e criticidade. Para isso foram considerados os principais fornecedores presentes no mercado nacional e o valor de aquisição, bem como valor do equipamento monitorado. Ressalta-se como pontos importantes na escolha a tecnologia utilizada, assistência técnica oferecida, periodicidade de manutenção, meio físico e protocolos de comunicação disponíveis, algoritmo/inteligência embarcados e interface amigável.

Nesse ponto é importante observar que as condições de mercado do momento em que esse trabalho foi realizado podem causar variações nos custos do conjunto de monitoramento proposto como, por exemplo, variações cambiais. Sob o aspecto tecnológico novos produtos chegarão ao mercado com o passar dos anos, substituindo produtos ou agregando ao portfólio existente. Portanto, uma periodicidade deve ser adotada para atualização dos custos e monitoramentos adotados.

As tabelas 14 a 18 apresentam o conjunto de sensores sugeridos nesse trabalho, dado os grupos e níveis de priorização. É possível observar que certos monitoramentos contemplaram todos os grupos, sendo a principal razão a maturidade e consolidação da tecnologia utilizada

Resultados

nestes. Destaca-se nessa situação o monitoramento das temperaturas ambiente, óleo e enrolamento por imagem térmica, bem como, nível de óleo, condição do sistema de resfriamento, indicação de posição do comutador sob carga e regulação de tensão. Informações provenientes de proteções intrínsecas do equipamento, bem como, tensão e corrente não foram apresentadas por serem consideradas essenciais para operação do equipamento.

Cabe destacar para Tabela 18, que o monitor de descargas parciais desenvolvido nesse trabalho possui a capacidade adicional de monitoramento da bucha capacitiva, por essa razão observa-se a igualdade da proposta entre os monitoramentos de buchas e descargas parciais.

Tabela 14 – Monitoramento de temperatura

Grupo	Priorização	Temperatura			
		Ambiente	Óleo	Imagem Térmica	Medição Direta
A1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
A2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabela 15 – Monitoramento de gases e umidade

Grupo	Priorização	Gases Dissolvidos (Quantidade de Gases Monitorados)								Umidade
		01	02	03	04	05	07	08	09	
A1	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
A2	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B1	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B2	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B3	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C1	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C2	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C3	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D1	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D2	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D3	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E1	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E2	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E3	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabela 16 – Monitoramento do comutador sob carga

Grupo	Priorização	Comutador Sob Carga					
		Indicação de Posição	Regulação De Tensão	Torque no Eixo	Temperatura do Óleo	03 Gases	09 Gases
A1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
A2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabela 17 – Sistema de conservação do óleo e sistema de refrigeração

Grupo	Priorização	Sistema de Conservação do Óleo		Sistema de Refrigeração
		Nível de Óleo	Ruptura da Membrana	Status do Sistema
A1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
A2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabela 18 - Buchas e descargas parciais

Grupo	Priorização	Capacitância/Tangente Delta/Corrente de Fuga	Descargas Parciais
A1	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A2	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B1	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
B2	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C1	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
C2	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
C3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D1	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
D2	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
D3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E1	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
E2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
E3	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Resultados

Em seguida foi realizado um levantamento no sistema supervisor, responsável pela operação do sistema elétrico ao qual o transformador está inserido, para determinação do nível de monitoramento existente, sendo o último parâmetro utilizado como classificação dos transformadores, conforme Figura 49.

Os transformadores de nível 1 representam 51% dos transformadores. Porém, isso não significa ausência de monitoramento básico, mas que não estão disponíveis informações de temperatura do óleo, enrolamento e posição do comutador. Foi observado que em grande parte dos casos isso é devido a necessidade de manutenção ou falta de comunicação dos monitores existentes com o sistema supervisor. Para o nível 3 a porcentagem encontrada é justificada pela pequena quantidade de sensores de gases instalados. O resultado é apresentado na Figura 77.

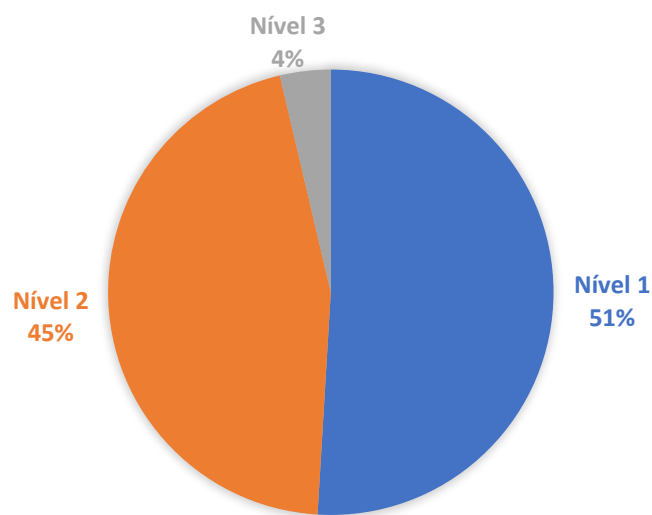


Figura 77 - Níveis de monitoramento existente

Com base nas informações obtidas até esse ponto é possível confrontar o custo médio de reposição do equipamento monitorado, ou seja, o valor de aquisição do transformador com os custos de elevar o monitoramento atual deste para o proposto considerando o custo de aquisição do monitoramento, acréscimo de infraestrutura necessária na subestação, infraestrutura de rede e comunicação. A Figura 78 exemplifica o custo médio de implementação por grupo, onde é possível observar uma variação entre 5 e 17%, aproximadamente.

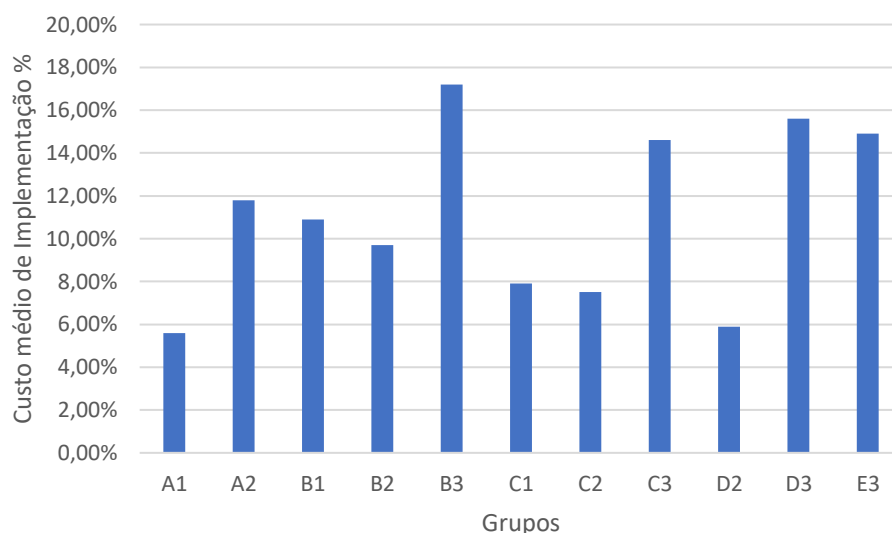


Figura 78 - Custo médio percentual de implementação

Para o cálculo dos benefícios econômicos é utilizado como dado de entrada a redução da taxa de falha esperada para a população de transformadores. A Tabela 19 apresenta as reduções utilizadas nesse trabalho, onde é possível observar uma correlação negativa com o nível de monitoramento atual e positiva com o índice de priorização de detecção. Após a implementação do monitoramento de um grupo de transformadores os valores utilizados podem ser atualizados.

Tabela 19 - Redução da taxa de falha estimada

	Monitoramento Existente	IPD	IPD	IPD
		Nível 1	Nível 2	Nível 3
Redução da Taxa de Falha	1	10%	15%	20%
	2	7%	12%	15%
	3	5%	10%	12%

Para o benefício de remuneração regulatório do transformador foi utilizada a taxa de falha regulatória com comportamento constante. Para população de transformadores, considerando um decaimento exponencial da taxa de falha, resultando em uma vida média de 24 anos. Considerando a redução da taxa de falha estimada se obtém vida útil média superior e, a diferença de anos em valor presente representa o benefício econômico.

Considerando os sensores empregados sendo contabilmente acessórios ao transformador, ou seja, sua depreciação regulatória ocorrerá também em 35 anos. Porém estes não atingem essa idade devido a obsolescência tecnológica, taxa de falhas e vida útil estimado pelo fabricante. Assim, o

Resultados

benefício econômico do investimento em sensores em valor presente é negativo. Para os conjuntos de sensores sugeridos para os diversos grupos de transformadores foi considerado uma vida média de 10 anos e em valor presente representa -6%, em média, do valor de aquisição.

Para o cálculo do benefício econômico devido a redução da energia não distribuída (END) foi utilizada a equação (9), considerando a redução de taxa de falha estimada de acordo com a Tabela 19. Para o tempo médio de atendimento (TMA) foram considerados os planos de contingência de cada subestação, os quais baseiam-se no tempo de deslocamento das equipes, disponibilidade de equipamentos reserva, tempo de deslocamento de equipamentos móveis, entre outros.

Para a redução do custo operacional de atendimento (COA), que pode ser interpretado como o custo relacionado ao TMA, são considerados os recursos necessários para o atendimento indicados no plano de contingência da subestação.

Com base nos dados disponíveis a Figura 79 apresenta a quantidade de transformadores por grupo, seus níveis de priorização e o percentual de viabilidade encontrada onde é possível observar no comportamento da curva de viabilidade uma convergência entre o nível de priorização e a viabilidade considerando o monitoramento proposto.



Figura 79 - Percentual de viabilidade por grupo

Ao confrontar os custos de implementação com o benefício econômico esperado de acordo com a metodologia proposta obtêm-se gráfico da Figura 80, onde ambos são abordados de forma cumulativa e normalizados de acordo com a equação (7).

Para o benefício econômico é possível observar que o grupo de transformadores que apresentam viabilidade de implementação causam uma inclinação positiva na curva, até que o

Resultados

ponto máximo do gráfico é atingido para o equipamento de número 347. A partir desse ponto, os equipamentos a serem monitorados não apresentam viabilidade e representam 501 unidades.

Sob o aspecto de custo de implementação, como esperado, é possível observar um comportamento cumulativo aproximadamente linear. O ponto de cruzamento das curvas é interpretado como o qual onde os benefícios e custos se igualam, esse ponto acontece para o transformador de número 633.

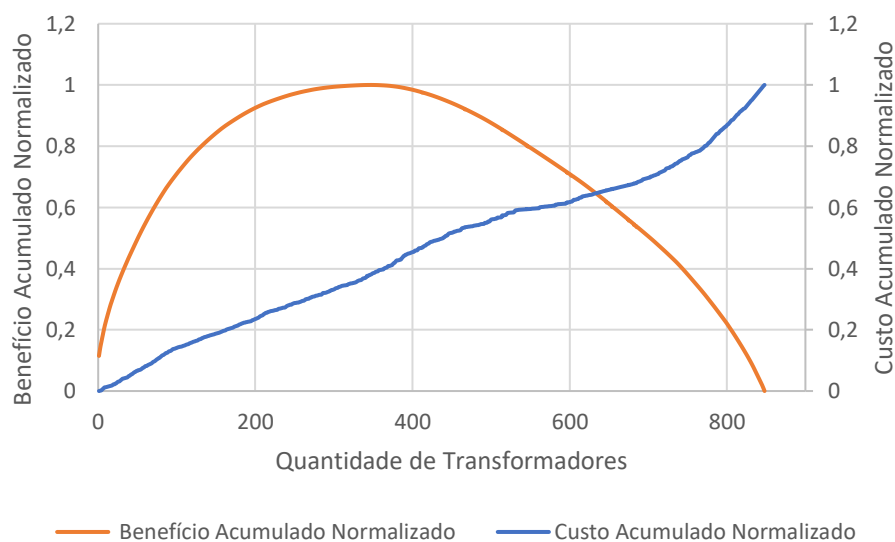


Figura 80 – Benefícios e custos acumulados

A Figura 81 exemplifica a proporção de transformadores que apresentam viabilidade de implementação utilizando a metodologia proposta nesse trabalho.

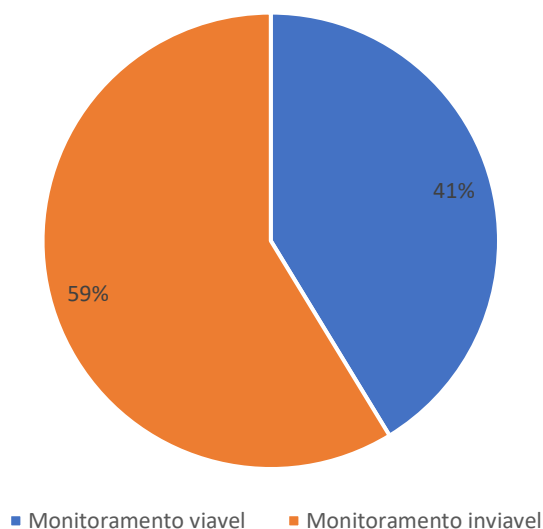


Figura 81 – Percentual de viabilidade

6. Conclusões

Nesse capítulo são apresentadas as conclusões dos resultados obtidos com o desenvolvimento do sensor de descargas parciais e para metodologia de priorização de investimento em sensoriamento para transformadores de potência no âmbito de distribuidoras.

Como resultados para o sensor desenvolvido foram apresentados os ensaios laboratoriais de tensão aplicada, impulso atmosférico e corrente, bem como, descargas parciais. Para isso foi utilizado uma bucha da classe 145 kV montada sobre um tanque de óleo mineral, representando o transformador, e o sensor conectado ao tap de testes. Os resultados obtidos foram conforme esperados, não ocorrendo descargas disruptivas, atestando a segurança operacional da aplicação.

O sensor de descargas parciais foi instalado em 06 transformadores para monitoramento contínuo, o resultado da medição para um período de 03 meses de um equipamento 138/88 kV 36/48/60 MVA foi apresentado. Como previsto um comportamento cíclico nos sinais foi obtido, devido a alteração das condições operativas do equipamento como carregamento ao longo do dia, comutação, transitórios de manobra, temperatura, formação de gases, entre outros. A grandeza dos valores lidos é adequada considerando tratar-se de uma medição em tempo real em um ambiente de uma subestação, bem como a idade do equipamento medido. Outro fator observado é a estabilidade no período medido, sendo um bom indicativo para o equipamento.

Uma medição pontual, ou *offline*, foi realizada em um transformador 69x11,4 kV 15/20/25 MVA com formação de gases foi realizada. A análise de gases dissolvidos para três amostras foi realizada utilizando o triângulo e pentágono de Duval, com indicativos de falhas térmicas. A medição apresentou uma presença acentuada de descargas parciais. Após abertura para inspeção do equipamento foi localizado um ponto de carbonização no fechamento da estrela no secundário do equipamento, conforme indicado pela análise de gases dissolvidos. Com o nível de deterioração avançado e a formação de gases associada resultou um alto nível de descargas parciais e, com o acoplamento capacitivo entre os enrolamentos foi possível a medição da sua manifestação através de descargas parciais utilizando o sensor acoplado ao tap de testes da bucha desenvolvido nesse trabalho.

Outro aspecto importante é a demonstração que a evolução de situações envolvendo os outros modos de falha, como o térmico do caso apresentado, podem causar uma degradação do sistema de isolamento e, eventualmente, levam a uma detecção através de descargas parciais, reforçando a sua importância.

Resultados

Com base nos casos apresentados e considerando o comportamento do sensor e qualidade das leituras obtidas foi constatado o funcionamento seguro e correto, contribuindo com avanços no monitoramento contínuo de transformadores.

Como trabalhos futuros propõe-se a integração das leituras armazenadas com um software de inteligência artificial receptor da informação proveniente de múltiplos sensores. Assim, será possível observar correlações entre diferentes grandezas e uma maior assertividade no diagnóstico da condição de transformadores.

Para metodologia de priorização de investimento foram apresentados os resultados obtidos com seu uso em uma população de 848 transformadores de diferentes distribuidoras em todas as regiões do país. Onde um conjunto de sensores foi proposto para os diferentes grupos de transformadores estabelecidos, e sua viabilidade de implementação confrontando o custo de implementação com o benefício econômico estimado. Foi obtida uma viabilidade de implementação para 41% dos transformadores, sendo observado uma uniformidade da viabilidade entre os grupos e índices de priorização.

A próxima etapa de desenvolvimento, como trabalho futuro para essa metodologia, consiste na sua integração com o software de inteligência citado acima. Dessa forma permite-se que o índice de priorização seja calculado continuamente por meio de um índice de saúde. Também, que os dados de entrada da metodologia, como por exemplo redução da taxa de falha, seja aferida com os resultados obtidos para um horizonte de tempo.

7. Referências

- [1] S. de O. Frontin et al., Equipamentos De Alta Tensão Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas, 1st ed. Brasília: Goya, 2013.
- [2] S. Tenbohlen et al., Transformer reliability survey. CIGRE A2.37, 2015.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Regulação Tarifária Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória,” Brasília, 2015.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “MCPSE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico,” 2015.
- [5] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Procedimentos de Rede Submódulo 15.12 - Apuração Mensal das Parcelas Variáveis Referentes à Disponibilidade de Instalações da Rede Básica e das Interligações Internacionais,” 2019. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [6] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Regras de Comercialização: Módulo 7 - Consolidação dos Resultados. Câmara de Comercialização de Energia, 2009.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Procedimentos de Rede Submódulo 2.3 - Requisitos Mínimos para Subestações e seus Equipamentos,” 2020. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Relatório de Análise: Desligamentos Forçados do Sistema de Transmissão,” 2018.
- [9] S. Chakravorti, D. Dey, and B. Chatterjee, Recent Trends in the Condition Monitoring of Transformers. London: Springer London, 2013. doi: 10.1007/978-1-4471-5550-8.
- [10] J. Foros and M. Istad, “Health Index, Risk and Remaining Lifetime Estimation of Power Transformers,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 35, no. 6, pp. 2612–2620, Dec. 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2972976.
- [11] G. Bastos et al., Avaliação de Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro. CIGRE A2.02, 2013.
- [12] IEEE C57.143, “Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components,” 2012. doi: 10.1109.6387561.

Referências

- [13] C. Antoun, “High Voltage Circuit Breaker and Power Transformer Failure Modes and Their Detection,” in 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Sep. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/CMD.2018.8535655.
- [14] J. Suñé et al., Guia de Manutenção para Transformadores de Potência. CIGRE A2.05, 2013.
- [15] C. Dupont et al., Guide on transformer intelligent condition monitoring (TICM) systems. CIGRE A2.44, 2015.
- [16] T. A. Prevost and T. V. Oommen, “Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part I - history and development,” IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 22, no. 1, pp. 28–35, Jan. 2006, doi: 10.1109/MEI.2006.1618969.
- [17] T. K. Saha, P. Purkait, and J. Wiley, Transformer Ageing. Singapore: John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd, 2017. doi: 10.1002/9781119239970.
- [18] IEEE Std C57.91-2011, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators,” 2012. doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6166928.
- [19] L. E. Lundgaard et al., Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers. CIGRE D1.01.10, 2007.
- [20] NBR 5356-2:2007, Transformadores de potência Parte 2: Aquecimento. ABNT, 2007.
- [21] J. W. Coltman, “The transformer [historical overview],” IEEE Industry Applications Magazine, vol. 8, no. 1, pp. 8–15, Jan. 2002, doi: 10.1109/2943.974352.
- [22] ASTM D3487, Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus. West Conshohocken, PA: ASTM, 2016.
- [23] ASTM D923:15, Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids. West Conshohocken, PA: ASTM, 2015.
- [24] IEC 60567, Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases - Guidance. IEC - International Electrotechnical Commission, 2011.
- [25] J. H. Harlow, Electric Power Transformer Engineering, no. 5. CRC Press, 2012. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6581963/>
- [26] IEEE C37.241, “Guide for Application of Optical Instrument Transformers for Protective Relaying,” 2017.

- [27] Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2020 IEEE the 4th International Conference on Frontiers of Sensors Technologies: ICFST 2020: November 6-9, 2020, Shanghai, China.
- [28] I. Atanasova-Hohlein et al., Moisture measurement and assessment in transformer insulation - Evaluation of chemical methods and moisture capacitive sensors. CIGRE D1.52, 2018.
- [29] I. Atanasova-Höhlein et al., “Experience and Added Value from Capacitive Online Moisture Sensors,” Cigre D1.52, Paris, 2018. [Online]. Available: <http://www.cigre.org>
- [30] J. M. Guerrero, A. E. Castilla, J. A. S. Fernandez, and C. A. Platero, “Transformer Oil Diagnosis Based on a Capacitive Sensor Frequency Response Analysis,” IEEE Access, vol. 9, pp. 7576–7585, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3049192.
- [31] M. H. Samimi and H. D. Ilkhechi, “Survey of different sensors employed for the power transformer monitoring,” IET Science, Measurement and Technology, vol. 14, no. 1, pp. 1–8, Jan. 2020, doi: 10.1049/iet-smt.2019.0103.
- [32] M. Koch, H. Magdeburg, S. Tenbohlen, and T. Stirl, “Advanced Online Moisture Measurements in Power Transformers,” 2006. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/237714638>
- [33] M. A. Ansari, D. Martin, and T. K. Saha, “Investigation of Distributed Moisture and Temperature Measurements in Transformers Using Fiber Optics Sensors,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 34, no. 4, pp. 1776–1784, Aug. 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2924271.
- [34] S. Bustamante, M. Manana, A. Arroyo, P. Castro, A. Laso, and R. Martinez, “Dissolved Gas Analysis Equipment for Online Monitoring of Transformer Oil: A Review,” Sensors, vol. 19, no. 19, p. 4057, Sep. 2019, doi: 10.3390/s19194057.
- [35] M. Duval et al., Advances in DGA interpretation. CIGRE D1/A2.47, 2019.
- [36] A. Abu-Siada, Power Transformer Condition Monitoring and Diagnosis. Institution of Engineering and Technology, 2018. doi: 10.1049/PBPO104E.
- [37] M. Duval and L. Lamarre, “The new Duval Pentagons available for DGA diagnosis in transformers filled with mineral and ester oils,” in 2017 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), Jun. 2017, pp. 279–281. doi: 10.1109/EIC.2017.8004683.

- [38] M. Duval and L. Lamarre, “The Duval Pentagon-A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers.” [Online]. Available: <http://paulbourke.net/geometry/polyarea>.
- [39] IEEE C57.104-2019, “IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers,” IEEE, 2019. doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8890040.
- [40] IEC 60599, Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. IEC - International Electrotechnical Commission, 2015.
- [41] M. Duval et al., DGA Monitoring Systems. CIGRE D1/A2.47, 2019.
- [42] N. Abeywickrama et al., “Application of novel algorithms for continuous bushing and OLTC monitoring for increasing network reliability,” Cigre A2.113, Paris, 2014. [Online]. Available: www.cigre.org
- [43] Cigre A2.43, Transformer bushing reliability. CIGRE, 2019.
- [44] ABNT NBR IEC 60270, “Técnicas de ensaios elétricos de alta-tensão - Medição de descargas parciais,” 2017. [Online]. Available: www.abnt.org.br
- [45] E. Kuffel, W. S. Zaengl, and J. Kuffel, High voltage engineering: fundamentals. Butterworth-Heinemann/Newnes, 2000.
- [46] N. I. Ignatev, N. v. Silin, and D. v. Konfederatov, “In Reference to the Simulation of Partial Discharges in Solid Dielectrics,” Oct. 2020. doi: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271620.
- [47] R. Samarasinghe et al., “A Matlab Simulink Model for a Partial Discharge Measuring System,” 2018. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/326675067>
- [48] B. Vahidi, B. Vahidi, and S. J. Hosseini, “Partial discharge simulation in solid insulation at AC voltage on MATLAB-SIMULINK for educational purposes,” 2011. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/259576372>
- [49] H. V. P. Nguyen, B. T. Phung, and S. Morsalin, “Modelling partial discharges in an insulation material at very low frequency,” in 2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS), Oct. 2017, pp. 451–454. doi: 10.1109/ICHVEPS.2017.8225888.
- [50] K. Yue, J. Chen, H. Ruan, and C. Qian, “Study on partial discharge model of solid insulator,” Dec. 2016. doi: 10.1109/ICHVE.2016.7800736.

- [51] Suwarno, “A model and computer simulation of partial discharges in high voltage liquid insulation,” in AMS2010: Asia Modelling Symposium 2010 - 4th International Conference on Mathematical Modelling and Computer Simulation, 2010, pp. 444–449. doi: 10.1109/AMS.2010.92.
- [52] S. K. Girish and B. v Sumangala, “Analysis of Partial Discharge Activity in Pressboards Using MATLAB SIMULINK,” International Journal of Advance Engineering and Research Development, vol. 4, no. 8, 2017.
- [53] M. G. Danikas -Grigorios and E. Vassiliadis, “MODELS OF PARTIAL DISCHARGES (PD) IN ENCLOSED CAVITIES IN SOLID DIELECTRICS: A STUDY OF THE RELATIONSHIP OF PD MAGNITUDES TO THE SENSITIVITY OF PD DETECTORS AND SOME FURTHER COMMENTS ON INSULATION LIFETIME,” 2003.
- [54] S. S. Refaat, M. Sayed, M. A. Shams, and A. Mohamed, “A Review of Partial Discharge Detection Techniques in Power Transformers,” in 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Dec. 2018, pp. 1020–1025. doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635126.
- [55] Cigre D1.29, Partial discharges in transformers. CIGRÉ, 2017.
- [56] S. S. Refaat, M. Sayed, M. A. Shams, and A. Mohamed, “A Review of Partial Discharge Detection Techniques in Power Transformers,” in 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Dec. 2018, pp. 1020–1025. doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635126.
- [57] M. R. Hussain, S. S. Refaat, and H. Abu-Rub, “Overview and Partial Discharge Analysis of Power Transformers: A Literature Review,” IEEE Access, vol. 9. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 64587–64605, 2021. doi: 10.1109/ACCESS.2021.3075288.
- [58] M. Wu, H. Cao, J. Cao, H. L. Nguyen, J. B. Gomes, and S. P. Krishnaswamy, “An overview of state-of-the-art partial discharge analysis techniques for condition monitoring,” IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 31, no. 6, pp. 22–35, Nov. 2015, doi: 10.1109/MEI.2015.7303259.
- [59] M. M. Yaacob, M. A. Alsaedi, J. R. Rashed, A. M. Dakhil, and S. F. Atyah, “Review on partial discharge detection techniques related to high voltage power equipment using different sensors,” Photonic Sensors, vol. 4, no. 4. Springer Verlag, pp. 325–337, Oct. 08, 2014. doi: 10.1007/s13320-014-0146-7.

- [60] K. Thakor and P. Shah, “Partial Discharge Detection Techniques: A Review,” *International Research Journal of Engineering and Technology*, 2020, [Online]. Available: www.irjet.net
- [61] A. Mukhtaruddin, M. Isa, M. R. Adzman, S. I. S. Hasan, M. N. K. H. Rohani, and C. C. Yii, “Techniques on partial discharge detection and location determination in power transformer,” in *2016 3rd International Conference on Electronic Design (ICED)*, Aug. 2016, pp. 537–542. doi: 10.1109/ICED.2016.7804703.
- [62] IEEE C57.127, *Guide for the Detection, Location and Interpretation of Sources of Acoustic Emissions from Electrical Discharges in Power Transformers and Power Reactors*. IEEE, 2018.
- [63] V. B. Rathod, G. B. Kumbhar, and B. R. Bhalja, “Simulation of partial discharge acoustic wave propagation using CoMSol multiphysics and its localization in a model transformer tank,” Dec. 2020. doi: 10.1109/NPSC49263.2020.9331915.
- [64] K. Liu, L. Guo, B. Chen, Y. Bao, J. Ma, and T. Feng, “Analysis of Ultrasonic Propagation Characteristics of Partial Discharge in Oil Immersed Power Transformer,” in *Proceedings - 2020 7th International Forum on Electrical Engineering and Automation, IFEEA 2020*, Sep. 2020, pp. 66–70. doi: 10.1109/IFEEA51475.2020.00022.
- [65] Y. B. Wang et al., “Acoustic localization of partial discharge sources in power transformers using a particle-swarm-optimization-route-searching algorithm,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 24, no. 6, pp. 3647–3656, Dec. 2017, doi: 10.1109/TDEI.2017.006857.
- [66] P. Pongsri and C. Meesomphong, “An Analysis and Location of Partial Discharges in Power Transformers by Acoustic Emission Sensor,” in *2019 16th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, Jul. 2019, pp. 293–296. doi: 10.1109/ECTI-CON47248.2019.8955212.
- [67] H. Karami, F. Rachidi, M. Azadifar, and M. Rubinstein, “An Acoustic Time Reversal Technique to Locate a Partial Discharge Source: Two-Dimensional Numerical Validation,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 27, no. 6, pp. 2203–2205, Dec. 2020, doi: 10.1109/TDEI.2020.008837.
- [68] N. Xue et al., “The Location of Partial Discharge Sources Inside Power Transformers Based on TDOA Database with UHF Sensors,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 146732–146744, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2945893.

- [69] Z. Yang and Z. Zeng, "Transformer's UHF partial discharge signal detection based on converted Duffing oscillator model," in 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Nov. 2015, pp. 1809–1812. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432537.
- [70] X. Zhang, S. Sun, Y. Yang, C. Gao, and J. Li, "Study on a Partial Discharge Detection Method for Transformers Adopting the End Shield as UHF Sensor," in 2019 2nd International Conference on Electrical Materials and Power Equipment (ICEMPE), Apr. 2019, pp. 573–576. doi: 10.1109/ICEMPE.2019.8727344.
- [71] C. P. Beura, M. Beltle, and S. Tenbohlen, "Positioning of UHF PD Sensors on Power Transformers Based on the Attenuation of UHF Signals," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 4, pp. 1520–1529, Aug. 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2909588.
- [72] M. A. Azirani, P. Werle, and A. Akbari, "Effect of Surroundings of UHF Partial Discharge Probes on the Captured Pulses in Power Transformers," in 2018 IEEE 2nd International Conference on Dielectrics (ICD), Jul. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICD.2018.8514737.
- [73] S. D. Mitchell, M. Siegel, M. Beltle, and S. Tenbohlen, "Discrimination of partial discharge sources in the UHF domain," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, no. 2, pp. 1068–1075, Apr. 2016, doi: 10.1109/TDEI.2015.005015.
- [74] F. Predl, W. Guo, S. Hoek, and M. Krger, "Combining acoustic and electrical methods to locate partial discharge in a power transformer," in 2015 IEEE 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), Jul. 2015, pp. 424–427. doi: 10.1109/ICPADM.2015.7295299.
- [75] W. Si, C. Fu, and P. Yuan, "An Integrated Sensor with AE and UHF Methods for Partial Discharges Detection in Transformers Based on Oil Valve," *IEEE Sensors Letters*, vol. 3, no. 10, Oct. 2019, doi: 10.1109/LSENS.2019.2944261.
- [76] S. N. Meitei, K. Borah, and S. Chatterjee, "Partial Discharge Detection in an Oil-Filled Power Transformer Using Fiber Bragg Grating Sensors: A Review," *IEEE Sensors Journal*, vol. 21, no. 9. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 10304–10316, May 01, 2021. doi: 10.1109/JSEN.2021.3059931.
- [77] G. M. Ma et al., "Distributed Partial Discharge Detection in a Power Transformer Based on Phase-Shifted FBG," *IEEE Sensors Journal*, vol. 18, no. 7, pp. 2788–2795, Apr. 2018, doi: 10.1109/JSEN.2018.2803056.

- [78] C. Gao, W. Wang, S. Song, S. Wang, L. Yu, and Y. Wang, “Localization of partial discharge in transformer oil using Fabry-Pérot optical fiber sensor array,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 25, no. 6, pp. 2279–2286, Dec. 2018, doi: 10.1109/TDEI.2018.007065.
- [79] IEEE C57.113-2010, “Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors,” 2010.
- [80] L. Damião et al., “Online monitoring of partial discharges in power transformers using capacitive coupling in the tap of condenser bushings,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 17, Sep. 2020, doi: 10.3390/en13174351.
- [81] S. Li, G. Wu, H. Dong, L. Yang, and X. Zhen, “Probabilistic health index-based apparent age estimation for power transformers,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 9692–9701, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2963963.
- [82] W. R. Tamma, R. A. Prasajo, and S. Suwarno, “Assessment of High Voltage Power Transformer Aging Condition Based on Health Index Value Considering Its Apparent and Actual Age,” in *ICITEE 2020 - Proceedings of the 12th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering*, Oct. 2020, pp. 292–296. doi: 10.1109/ICITEE49829.2020.9271778.
- [83] A. Y. Alqudsi and A. H. ElHag, “A cost effective artificial intelligence based transformer insulation health index,” in *2017 3rd International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)*, Nov. 2017, pp. 108–111. doi: 10.1109/CATCON.2017.8280194.
- [84] K. Benhmed, A. Mooman, A. Younes, K. Shaban, and A. El-Hag, “Feature selection for effective health index diagnoses of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 6, pp. 3223–3226, Dec. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2762920.
- [85] F. Scatiggio, M. Pompili, and L. Calacara, “Transformers Fleet Management Through the use of an Advanced Health Index,” in *2018 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, Jun. 2018, pp. 395–397. doi: 10.1109/EIC.2018.8481030.
- [86] F. Ortiz, I. Fernandez, A. Ortiz, C. J. Renedo, F. Delgado, and C. Fernandez, “Health indexes for power transformers: A case study,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 32, no. 5, pp. 7–17, Sep. 2016, doi: 10.1109/MEI.2016.7552372.
- [87] D. Martin, J. Marks, T. Saha, O. Krause, G. Russell, and A. Alibegovic-Memisevic, “On the development of power transformer failure models: An Australian case study,” in *2017*

Referências

- IEEE Power & Energy Society General Meeting, Jul. 2017, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8274571.
- [88] M. A. Martins, “Condition and risk assessment of power transformers: A general approach to calculate a Health Index,” *Ciência e Tecnologia dos Materiais*, vol. 26, no. 1, pp. 9–16, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.ctmat.2014.09.002.
- [89] A. v. Oppenheim and R. W. Schaffer, *Processamento em Tempo Discreto de Sinais*, 3rd ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2013.
- [90] L. J. D. S. Damião, “Desenvolvimento de um Sistema de Monitoramento Online de Descargas Parciais para Transformadores De Potência,” Itajubá, 2021.