



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Pós-graduação em Engenharia Elétrica

LEANDRO JOSÉ DUARTE

METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO DE OPERAÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DE ANÁLISE DA
DEGRADAÇÃO TÉRMICA, INTEGRIDADE OPERACIONAL E
CONFIABILIDADE EM AMBIENTE DE IOT.

Uberlândia
2021

LEANDRO JOSÉ DUARTE

METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO DE OPERAÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO POR MEIO DE ANÁLISE DA
DEGRADAÇÃO TÉRMICA, INTEGRIDADE OPERACIONAL E
CONFIABILIDADE EM AMBIENTE DE IOT.

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como exigência parcial para a obtenção do título de mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Alan Petrônio Pinheiro

Banca Examinadora:

Alan Petrônio Pinheiro (orientador), Dr. – UFU

Carlos Eduardo Tavares, Dr. – UFU

Paulo Henrique Oliveira Rezende, Dr. – UFU

Arnaldo José Pereira Rosentino, Dr. – UFTM

Uberlândia, 29 de abril de 2021

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

D812 2021	<p>Duarte, Leandro José, 1993- Metodologia de avaliação da condição de operação de transformadores de distribuição por meio de análise da degradação térmica, integridade operacional e confiabilidade em ambiente de IOT. [recurso eletrônico] / Leandro José Duarte. - 2021.</p> <p>Orientador: Alan Petrônio Pinheiro. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.di.2021.239 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Pinheiro, Alan Petrônio, 1982-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 755, PPGEELT				
Data:	Vinte e nove de abril de dois mil e vinte e um	Hora de início:	14:10	Hora de encerramento:	16:50
Matrícula do Discente:	11912EEL004				
Nome do Discente:	Leandro José Duarte				
Título do Trabalho:	Metodologia de avaliação da condição de operação de transformadores de distribuição por meio de análise da degradação térmica, integridade operacional e confiabilidade em ambiente de IOT.				
Área de concentração:	Processamento da informação				
Linha de pesquisa:	Redes de computadores				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Proposta de estudo e desenvolvimento piloto de novos modelos de serviços e infraestrutura de TIC voltados ao uso de antenas de telecomunicações da rede de distribuição da CEB alinhados ao cenário de smart grids e IoT". Agência Financiadora: ANEEL. Início 23/11/18 . Término 22/5/21. No. do Projeto na agência: PD-05160-1805/2018 . Professor Coordenador: ALAN PETRÔNIO PINHEIRO				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Paulo Henrique Oliveira Rezende - FEELT/UFU; Carlos Eduardo Tavares - FEELT/UFU, Arnaldo José Pereira Rosentino Junior - UFTM; Alan Petrônio Pinheiro - FEELT/UFU, orientador do candidato.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Alan Petrônio Pinheiro, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Alan Petronio Pinheiro, Professor(a) do Magistério Superior**, em 29/04/2021, às 16:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Eduardo Tavares, Professor(a) do Magistério Superior**, em 29/04/2021, às 17:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Arnaldo José Pereira Rosentino Junior, Usuário Externo**, em 29/04/2021, às 17:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Henrique Oliveira Rezende, Professor(a) do Magistério Superior**, em 29/04/2021, às 17:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2719795** e o código CRC **17B00562**.

Agradecimentos

Agradeço aos professores que contribuíram para a construção do meu conhecimento. Em especial, ao Professor Alan Petrônio Pinheiro, pela oportunidade de desenvolver e compartilhar um projeto de pesquisa na pós-graduação e pelos anos de orientação.

Estendo meus agradecimentos a toda a equipe do LRI, pelo incentivo e apoio durante o desenvolvimento desse trabalho. Singularmente, aos colegas Willian Douglas Caixeta Nunes, Daniel Oliveira Ferreira, Caio Thomás Oliveira e Ubaldo Elias Ferreira Neto.

Agradeço, por fim, à Universidade Federal de Uberlândia, pela oportunidade de participar do Programa de Pós-graduação e pela estrutura disponibilizada.

Pesquisa realizada na:



Universidade Federal de Uberlândia
Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica



LRI - Laboratório de Redes Inteligentes
www.lri.ufu.br

Financiamento e apoio:



Agência Nacional de Energia Elétrica
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento



Conselho Nacional de Desenvolvimento
Científico e Tecnológico

Esta pesquisa foi financiada pela Companhia Energética de Brasília por meio do projeto de P&D ANEEL nº 05160-1805/2018, e com suporte parcial do CNPq, processo número 132205/2019-0.

“Tenho a impressão de ter sido uma criança brincando à beira-mar, divertindo-me em descobrir uma pedrinha mais lisa ou uma concha mais bonita que as outras, enquanto o imenso oceano da verdade continua misterioso diante de meus olhos.”

Sir Isaac Newton

Resumo

A emergente disponibilidade de dados proveniente das *Smart Grids*, em especial no âmbito desse trabalho, relacionado ao monitoramento remoto de transformadores de distribuição, carece de metodologias capazes de transformar esses dados em informações úteis às concessionárias de energia. Neste sentido, esta pesquisa propõe o uso de três metodologias de avaliação da condição de transformadores de distribuição. A primeira explora a alta correlação entre as correntes, tensões e temperaturas, através da Análise Recursiva das Componentes Principais (RPCA), de forma que essas grandezas sejam sintetizadas como um ponto de operação em um mapa bidimensional segmentado em zonas de estresse. O resultado é uma ferramenta visual para a compreensão da dinâmica de operação individual dos transformadores. A segunda metodologia proposta emprega variados parâmetros para quantificar os resultados obtidos de medidas elétricas, observações operacionais e histórico de carregamento, em um índice objetivo e quantitativo, capaz de fornecer em certa medida um indicativo da condição geral de operação do transformador. Este índice possibilita que milhares de transformadores de uma concessionária sejam tabelados e ranqueados de acordo com este índice de integridade proposto. Na terceira metodologia é realizada uma análise do envelhecimento adicional a que o transformador está sendo submetido, com base nas condições de operação destes equipamentos, tais como, carregamento, temperatura do tanque e ambiente, e características físicas da unidade transformadora. Com base nos resultados produzidos, este trabalho contribui com metodologias que representam a base de avaliação de transformadores de distribuição dentro de um contexto de sistema de IoT apto a não só trabalhar com o monitoramento dos parâmetros elétricos destes ativos (*i.e.*, transformadores) mas como também converter estes dados em informações úteis que agreguem valor a experiência de IoT.

Palavras-chave: análise de dados, fator de envelhecimento equivalente, índice de integridade, redes elétricas inteligentes, RPCA, transformadores de distribuição.

Abstract

The emerging availability of data from Smart Grids, especially in the context of this work, related to the remote monitoring of distribution transformers, lacks methodologies capable of transforming this data into useful information for energy utilities. In this sense, this research proposes the use of three methodologies for assessing the condition of distribution transformers. The first explores the high correlation between currents, voltages, and temperatures, through Recursive Principal Component Analysis (RPCA), so that these quantities are synthesized as a point of operation in a two-dimensional map segmented in stress zones. A result is a visual tool for understanding the individual operating dynamics of transformers. The second proposed methodology uses several parameters to quantify the results obtained from electrical measurements, operational observations, and loading history, in an objective and quantitative index, capable of providing to some extent an indication of the general operating condition of the transformer. This index allows thousands of transformers from an electricity distribution company to be tabulated and ranked according to this proposed integrity index. In the third methodology, an analysis of the additional aging to which the transformer is being subjected is carried out, based on the operating conditions of this equipment, such as loading, tank temperature and environment, and physical characteristics of the transforming unit. Based on the results produced, this work contributes with methodologies that represent the basis for the evaluation of distribution transformers within an IoT system context capable of not only working with the monitoring of the electrical parameters of these assets but also convert this data into useful information that adds value to the IoT experience.

Keywords: Data Analytics, distribution transformers, equivalent aging factor, health index, RPCA, Smart Grids.

Lista de figuras

Figura 1 – Causa das falhas em transformadores de distribuição segundo [8].....	27
Figura 2 – Causa das falhas em transformadores de distribuição segundo [9].....	27
Figura 3 – Causa das falhas em transformadores de distribuição segundo [11].....	28
Figura 4 – Transformador de distribuição aéreo típico.....	36
Figura 5 – Quantidade de informação explicada por componente principal.....	39
Figura 6 – Gráfico de dispersão de duas variáveis e a direção das suas duas componentes principais.....	40
Figura 7 – Gráfico de dispersão de duas variáveis e o resultado da redução de dimensionalidade para uma variável.	42
Figura 8 – Fator de aceleração do envelhecimento.....	46
Figura 9 – Visão geral das metodologias propostas.	48
Figura 10 – Dispositivos IoT de monitoramento de transformadores de distribuição. ...	51
Figura 11 – Fonte de PONOVO W460 usada na calibração.	51
Figura 12 – Estrutura da metodologia do “Mapa de Operação”.	52
Figura 13 – Diagrama simplificado do RPCA.....	55
Figura 14 – Exemplos da não uniformidade nas posições de instalação dos sensores de temperatura no tanque.....	63
Figura 15 – Estrutura do processo para determinar a constante de ajuste da temperatura do topo do óleo.	64
Figura 16 – Curva de temperatura do tanque (roxo) e curva de temperatura estimada do topo do óleo (laranja).....	65
Figura 17 – Curvas de temperatura do topo do óleo estimada e ajustada.	66

Figura 18 – Estrutura do processo de determinação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e do fator de envelhecimento equivalente.	66
Figura 19 – Curva da temperatura estimada do ponto mais quente dos enrolamentos.	69
Figura 20 – Imagens dos transformadores sendo monitorados. (a) UTD1 (b) UTD2. ..	72
Figura 21 – Curvas de carregamento, temperatura ambiente e temperatura do tanque. (a) UTD1 e (b) UTD2.....	74
Figura 22 – Curva estimada da temperatura do topo do óleo pelo modelo térmico e curva da temperatura medida no tanque do transformador. (a)UTD1 e (b)UTD2.....	74
Figura 23 – Curvas da temperatura estimada e ajustada do topo do óleo. (a) UTD1 e (b) UTD2.....	76
Figura 24 – Fator de envelhecimento equivalente (FEQA). (a) UTD1 e (b) UTD2.....	77
Figura 25 – Distribuição da variância entre as componentes principais. (a) UTD1 e (b) UTD2.....	79
Figura 26 – Mapas de operação. (a) UTD1 e (b) UTD2.	80
Figura 27 – Erro quadrático médio devido à redução de dimensionalidade usando RPCA.....	81
Figura 28 – Pontos de operação a cada duas horas durante um dia de monitoramento de UTD1.....	82
Figura 29 – Pontos de operação a cada duas horas durante um dia de monitoramento de UTD2.....	82
Figura 30 – Pontos de operação a cada uma hora durante uma semana de monitoramento de UTD1.	83
Figura 31 – Pontos de operação a cada uma hora durante uma semana de monitoramento de UTD2.	83
Figura 32 – Carregamento médio de (a)UTD1 e (b) UTD2.....	84

Figura 33 – “Índice de integridade” (HI). (a) UTD1 e (b)UTD2.....	85
Figura 34 – Grandezas monitoradas durante as anomalias indicadas pelos pontos de análise. (a) UTD1 e (b) UTD2.....	86

Lista de tabelas

Tabela 1 – Principais causas de falhas em transformadores de distribuição.....	26
Tabela 2 – Lista de peças do transformador.....	36
Tabela 3 – Intervalos de classificação do nível de estresse do transformador no “Mapa de Operação”.....	57
Tabela 4 – Pesos e pontuações dos parâmetros <i>offline</i>	59
Tabela 5 – Pesos e pontuações dos parâmetros <i>online</i>	62
Tabela 6 – Temperatura estimada do ponto mais quente dos enrolamentos e fator de aceleração do envelhecimento.....	68
Tabela 7 – Características construtivas dos transformadores avaliados.	72
Tabela 8 – Constantes de ajuste da temperatura do topo do óleo.....	75
Tabela 9 – Fator de envelhecimento equivalente ao fim do estudo de caso.....	77
Tabela 10 – Matriz de covariância amostral das grandezas de UTD1.....	79
Tabela 11 – Matriz de covariância amostral das grandezas de UTD2.....	79
Tabela 12 – Medidas reais em pu dos pontos de operação nos mapas de estresse.....	80
Tabela 13 – Medidas provenientes da transformada inversa de CP1 e CP2.....	81
Tabela 14 – Parâmetros <i>offline</i>	84
Tabela 15 – “Índice de integridade” ao fim do estudo de caso.....	86
Tabela 16 – Resumo da avaliação da condição de UTD1 e UTD2.....	87

Lista de abreviaturas e siglas

BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
CEB	Companhia Energética de Brasília
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DGA	<i>Dissolved Gas Analysis</i> - Análise de Gases Dissolvidos
F_{AA}	Fator de Aceleração de Envelhecimento
FDA	Função Distribuição Acumulada
F_{EQA}	Fator de Envelhecimento Equivalente
HI	<i>Health Index</i>
IoT	<i>Internet of Things</i> – Internet das Coisas
MSEDCL	<i>Maharashtra State Electrical Distribution Company Limited</i>
MTTF	<i>Mean Time To Fail</i> – Tempo Médio para Falhar
ONAF	Óleo Natural, Ar Forçado
ONAN	Óleo Natural, Ar Natural
PCA	<i>Principal Component Analysis</i>
PU	Por Unidade
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RPCA	<i>Recursive Principal Components Analysis</i>
SIG-R	Sistema de Informação Geográfica Regulatório
UTD	Unidade Transformadora de Distribuição
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
EQTRD	Equipamento Transformador de Distribuição

UNTRD

Unidade Transformadora de Distribuição

Sumário

Lista de figuras.....	27
Lista de tabelas.....	30
Lista de abreviaturas e siglas	31
1 Introdução.....	19
1.1 Apresentação.....	19
1.2 Justificativa.....	21
1.3 Objetivos da pesquisa.....	21
1.4 Contribuição	22
1.5 Limitações e convenções.....	23
1.6 Organização do texto	24
2 Revisão bibliográfica	26
2.1 Causas de falhas em transformadores de distribuição.....	26
2.2 Uso de índices na avaliação da condição de transformadores.....	28
2.3 Modelo térmico e envelhecimento equivalente	32
2.3.1 Outras pesquisas em modelos térmicos.....	33
3 Fundamentação teórica	35
3.1 Transformadores de distribuição	35
3.2 Redução de dimensionalidade usando análise de componentes principais (PCA).....	37
3.2.1 Normalização.....	37
3.2.2 Cálculo da Matriz de Covariância	38
3.2.3 Cálculo dos autovetores e autovalores da matriz de covariância para identificar as componentes principais.....	39
3.2.4 Determinação da Matriz de Transformação.....	40

3.2.5	Projetar os Dados Sobre os Eixos das Componentes Principais	41
3.3	Modelo térmico e envelhecimento equivalente	42
3.3.1	Temperatura do topo do óleo	42
3.3.2	Temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos.....	44
3.3.3	Vida do isolamento do transformador.....	45
4	Metodologias propostas.....	48
4.1	Sistema de monitoramento e aquisição de dados	50
4.2	Mapa de Operação	52
4.2.1	Pré-processamento.....	53
4.2.2	Redução de dimensionalidade usando RPCA.....	53
4.2.3	Segmentação.....	56
4.3	Índice de Integridade.....	57
4.3.1	Parâmetros <i>offline</i>	57
4.3.2	Parâmetros <i>online</i>	59
4.3.3	Cálculo do Índice de Integridade (HI)	62
4.4	Degradação Térmica.....	62
4.4.1	Temperatura do topo do óleo	63
4.4.1.1	Exemplo de aplicação.....	65
4.4.2	Envelhecimento equivalente.....	66
4.4.2.1	Exemplo de aplicação.....	67
4.5	Considerações do capítulo	69
5	Estudo de caso e análise de resultados.....	71
5.1	Amostra de transformadores monitorados	71
5.2	Degradação Térmica.....	73
5.2.1	Temperatura do topo do óleo	73

5.2.2	Envelhecimento Equivalente.....	76
5.3	Mapa de Operação	78
5.4	Índice de Integridade.....	84
5.5	Considerações do capítulo	87
6	Considerações finais	88
6.1	Conclusões.....	88
6.2	Trabalhos futuros.....	89
	Referências.....	90
	Apêndice A: Análise Recursiva das Componentes Principais (RPCA).....	100
A.1	Fórmulas Recursivas do Módulo RPCA	101
A.2	Constante de Esquecimento.....	103

1 Introdução

1.1 Apresentação

A energia elétrica tem grande importância em diversas atividades humanas modernas. O aumento no consumo de energia elétrica reflete esta importância, alcançando cerca de 25542 TWh em 2018, o que equivale a 500% do que se consumia em 1973 [1]. Esta expressiva demanda deve aumentar ainda mais em razão de novas tecnologias, como os carros elétricos, além da substituição dos combustíveis fósseis em diversos cenários. Além disso, devido aos problemas ambientais e a outros fatores, a adoção de fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, vem crescendo. Isto representa um grande desafio ao setor elétrico, em virtude da intermitência de tais fontes e, em alguns casos, da complexidade da geração distribuída, que aumenta o desafio de operação das redes de distribuição [2].

Falhas ou anomalias no fornecimento de energia podem implicar em graves consequências, como prejuízos econômicos, problemas de segurança e relacionados à saúde. Por isso, há requisitos específicos previstos nas legislações para qualidade de energia, continuidade de fornecimento e disponibilidade de equipamentos para atendimento das necessidades do sistema elétrico [3]. Dessa maneira, evitar tais falhas e minimizar suas consequências também representa um grande desafio para o setor elétrico.

Diante do exposto, tecnologias como Internet das Coisas (*Internet of Things* - IoT) e as *Smart Grids* têm papel fundamental neste cenário, provendo mais confiabilidade e conhecimento sobre as redes elétricas. A infraestrutura de comunicação implementada em *Smart Grids* contribui para o monitoramento e controle sobre seus ativos. Nisto, possibilita a atuação à distância para, por exemplo, realocar cargas, realizar o corte ou reestabelecimento do fornecimento de energia, levantar estimadores de estado dentre outras importantes manobras de rede.

Considerando que as falhas de componentes nos sistemas de energia podem causar mais de 80% das interrupções do fornecimento de energia elétrica [4], é importante que pesquisas e esforços relacionados à condição de operação de equipamentos da rede elétrica sejam realizadas. Além disso, a implantação de *Smart Grids* está vinculada a um aumento expressivo na quantidade de dados disponíveis sobre as redes elétricas.

Assim, para que estas redes inteligentes possam de fato trazer os benefícios esperados, é vital dispor-se de meios para transformar estes dados (brutos) coletados em rede, em informações úteis e elaboradas aos diversos envolvidos na operação e utilização da rede elétrica a fim de prover ganhos de produtividade. Esta iniciativa é um dos alicerces básicos desta dissertação: transformar dados em informações úteis dentro do escopo aqui definido.

Neste contexto, o presente trabalho sugere três metodologias de avaliação da condição de transformadores de distribuição, a saber: (i) “Degradação Térmica”, (ii) “Índice de Integridade” (*Health Index*) e (iii) “Mapa de Operação”. Todas estas metodologias são descritas para o contexto de IoT e, por isto, utilizando os dados de telemonitoramento de um *hardware* baseado em tecnologia IoT. Também são usados dados cadastrais presentes na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). Desta forma, esta pesquisa se insere em um contexto de outra pesquisa maior¹ que tenta viabilizar o desenvolvimento de um sistema inteligente de monitoramento em tempo real de transformadores de distribuição. Ao trabalho aqui apresentado coube propor técnicas (ou metodologias) de processamento dos sinais coletados destes transformadores e, em tempo real, processá-los para gerar informações (numéricas e gráficas) ao seu operador de modo a prover a este último, melhores condições de avaliação do estado de operação daquele ativo (*i.e.*, o transformador).

¹ Projeto de P&D firmado entre a empresa CEB (Companhia Energética de Brasília) e Universidade Federal de Uberlândia no contexto de projeto de P&D regulados pela ANEEL. Projeto nº 05160-1805/2018.

1.2 Justificativa

A maioria das metodologias existentes na literatura de avaliação da condição de transformadores são extensivamente baseadas em análises químicas de amostras de óleo e medição da temperatura interna. Contudo, estes métodos são muitas das vezes inviáveis à realidade de transformadores de distribuição, uma vez que são caros e logisticamente complexos nesse contexto de aplicação [5 – 7].

Diante disso, e somado ao fato de que as *Smart Grids* estão se tornando cada vez mais presentes, com diversas empresas já produzindo sistemas de monitoramento de transformadores de distribuição em larga escala [8 – 10], torna-se indispensável o estudo de novas metodologias que possam aproveitar os dados gerados (provenientes dos sistemas de monitoramento) para extrair informações relevantes.

1.3 Objetivos da pesquisa

Como objetivo geral deste trabalho, tem-se o desenvolvimento de metodologias matemáticas-computacionais, que possibilitam a criação de indicadores gráficos e numéricos, frutos da análise de dados brutos coletados por um sistema IoT dedicado ao monitoramento de transformadores de distribuição em ambientes reais. Tais metodologias devem gerar informações que permitam ao usuário final ter uma visão mais completa sobre as condições de operação daquele dispositivo monitorado e outras informações que possam decorrer dos dados coletados. Em função deste objetivo principal, decorrem outros específicos:

1. Propor um “Mapa de Operação” bidimensional segmentado em zonas de estresse, por meio de redução de dimensionalidade, onde as correntes, tensões e temperaturas do transformador são sintetizadas visualmente como um ponto de operação neste mapa;

2. propor um “Índice de Integridade” numérico que quantifique uma estimativa da integridade do transformador, de maneira análoga ao que o *Health Index* (HI) faz para os grandes transformadores de potência. Contudo, a contraparte aqui proposta, leva em consideração o cenário de disponibilidade de IoT (e os tipos de dados disponíveis do monitoramento) para transformadores de distribuição.
3. Estimar a degradação térmica de transformadores de distribuição, a partir das medidas de temperaturas da superfície do tanque e internas (essas últimas, matematicamente inferidas) destes equipamentos.

1.4 Contribuição

A inexpressiva quantidade de metodologias para a avaliação da condição de transformadores de distribuição na literatura, decorre principalmente do início recente do advento de tecnologias ligadas à IoT e *Smart Grids*, que vêm tornando viáveis o monitoramento remoto desse ativo. Diante disso, a principal contribuição desse trabalho está na proposta de metodologias para avaliação da condição de transformadores de distribuição, usando para isto a base tecnológica de uma plataforma de IoT para monitoramento de transformadores. Para isto, são empregados uma série de transformações e modelagem de dados tele monitorados e de registros cadastrais do BDGD². O objetivo é criar condições para criação de informações úteis, aptas a gerar novos conhecimentos e apoiar a tomada de decisões.

É importante destacar que não é o objetivo deste trabalho definir metodologias ou indicadores finais, plenamente capazes de responder de forma segura aos anseios postos como objetivos. Ao contrário, sua contribuição reside na capacidade, ainda que

² O BDGD representa o conjunto de dados fornecido pela distribuidora, ordinariamente ou extraordinariamente, de acordo com estrutura padronizada definida pela ANEEL, para compor o Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R).

embrionária, de associar os importantes recursos de IoT às metodologias aqui propostas, de forma a permitir que informações sejam produzidas e possam de fato ajudar o sistema elétrico de distribuição.

1.5 Limitações e convenções

Pelo fato desta pesquisa estar inserida dentro de um contexto de projeto maior, pelas dificuldades logísticas e operacionais que o problema de monitorar um transformador apresenta e pela necessidade de se construir métodos que possam ser embarcados em uma estrutura computacional de IoT, foram delimitadas várias condições e convenções, a saber:

1. Fatores, ainda que relevantes, como análises químicas do óleo, gases dissolvidos, umidade e descargas parciais não foram considerados porque não fazem parte da realidade vigente dos sistemas de monitoramento de transformadores de distribuição.
2. A quantidade de transformadores analisados foi restrita a duas unidades transformadoras de distribuição, devido às limitações logísticas.
3. Não existe registro da operação dos transformadores antes do início da instalação do sistema de monitoramento.
4. Nesse trabalho estão os resultados das análises feitas entre os meses de novembro de 2020 a março de 2021. Diante disso, análises de longo prazo não puderam ser feitas.
5. A aderência (e validação) das metodologias, suas precisões e exatidões, não foram avaliadas na totalidade, por se entender que a quantidade de dados ainda não é suficiente e esta validação deve envolver um estudo de longa duração temporal (*i.e.*, anos). Em virtude disto, a aderência das metodologias (aqui propostas) ao

real estado do dispositivo monitorado, deve ser objeto de maiores detalhamentos e comprovações em estudos posteriores que se alicerçam nesta pesquisa.

1.6 Organização do texto

O presente trabalho se divide em seis capítulos (incluindo esse introdutório) e um apêndice.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre as principais causas de falhas em transformadores de distribuição e sobre a temática de avaliação da condição de transformadores, através de metodologias de índices de integridade (*Health Index*). A revisão abrange também modelos térmicos para a determinação das temperaturas internas de operação de unidades transformadoras e avaliação do envelhecimento equivalente desses equipamentos.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica no que se refere aos modelos térmicos e envelhecimento equivalente presentes em normativas. Esse capítulo também contempla a fundamentação teórica no que tange ao uso da Análise das Componentes Principais (PCA).

O Capítulo 4 apresenta separadamente cada uma das três metodologias de avaliação da condição de transformadores de distribuição, a saber: “Mapa de Operação”, “Índice de Integridade” e “Degradação Térmica”. Além disso, apresenta o sistema IoT de monitoramento, as grandezas medidas e suas precisões.

O Capítulo 5 apresenta um estudo de caso para a contextualização das metodologias propostas. Neste estudo de caso, são consideradas duas unidades transformadoras de distribuição remotamente monitoradas da área de concessão da Companhia Energética de Brasília (CEB).

O Capítulo 6 apresenta as considerações finais do trabalho, sintetizando as contribuições das metodologias propostas bem como sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, o Apêndice A apresenta o equacionamento completo da Análise Recursiva de Componentes Principais (*Recursive Principal Components Analysis* - RPCA), incluindo fórmulas recursivas de atualização da matriz de transformação, média, variância e constante de esquecimento.

2 Revisão bibliográfica

2.1 Causas de falhas em transformadores de distribuição

Tradicionalmente, as falhas de um transformador de distribuição podem ser categorizadas como elétricas, mecânicas ou térmicas, assim como a causa da falha pode ser interna ou externa. A Tabela 1 lista as principais causas de falhas em transformadores de distribuição [11 – 13]. Conforme os transformadores envelhecem, sua condição interna se degrada, o que aumenta o risco de falha. As falhas geralmente são desencadeadas por condições adversas, como descargas atmosféricas, curtos-circuitos e outros tipos de surtos. Quando o transformador é novo, ele tem robustez elétrica e mecânica suficiente para suportar condições incomuns do sistema. Conforme os transformadores envelhecem, a resistência do isolamento se degrada a ponto de não conseguirem suportar eventos da rede, como curto-circuito ou sobretensões transitórias.

Tabela 1 – Principais causas de falhas em transformadores de distribuição.

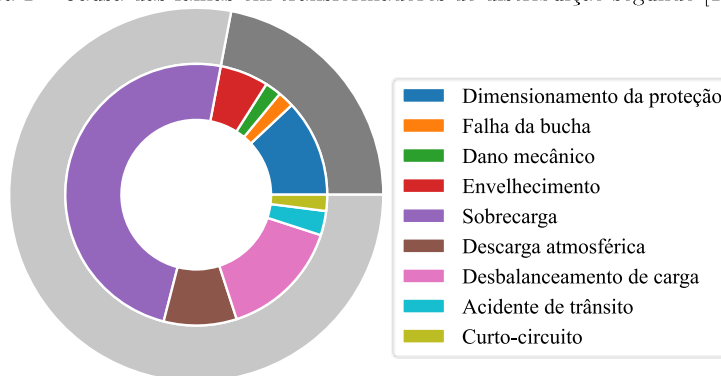
Interna	Externa
Deterioração do isolamento	Descargas atmosféricas
Superaquecimento	Surtos externos e curtos-circuitos
Umidade	Sobrecarga
Contaminação do óleo	Desbalanceamento de carga
Defeitos de projeto e fabricação	

Fonte: o autor.

Uma pesquisa feita por Ayalsew e Bekele [11] sobre a causa das falhas em transformadores de distribuição na Etiópia (entre julho de 2018 e junho de 2019) constatou que cerca de 49% das falhas foram ocasionadas em razão de sobrecarga, 15% devido ao desbalanceamento de carga, 12% devido ao dispositivo de proteção mal dimensionados 9% em razão de descarga atmosférica, 2% em virtude de curto-circuito, 3% em razão de acidente de trânsito, 2% por causa de falha da bucha, 2% em virtude de

dano mecânico e 6% foram devido ao envelhecimento. Dessa forma, pode-se dizer que 22% das falhas foram em razão de fatores internos e 78% em virtude de fatores externos, conforme mostrado na Figura 1.

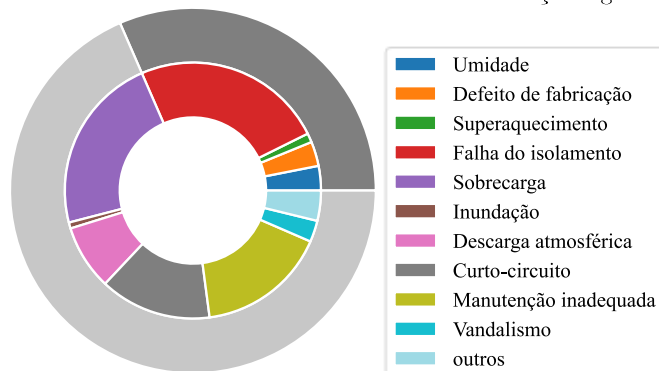
Figura 1 – Causa das falhas em transformadores de distribuição segundo [11].



Fonte: adaptado de [11].

Outra pesquisa feita por Amadi e Izuegbunam [12], entre os anos de 2011 e 2015, estudaram a causa das falhas de 525 unidades transformadoras de distribuição na cidade Onitsha na Nigéria. Os resultados apontam que: 22,5% das falhas foram em razão de sobrecargas, 24,2% em virtude de falha do isolamento, 16,4% devido à manutenção inadequada, 14,1% por causa de curto-circuito, 8,2% em razão de descarga atmosférica, 3,09% por causa de defeito de fabricação, 3,1% devido à umidade, 0,76% devido à inundação, 1,14% devido a superaquecimento, 2,7% em razão de vandalismo e 3,81% por causa de outras causas. Dessa forma, pode-se dizer que 31,56% das falhas foram devido aos fatores internos e 68,47% aos fatores externos, conforme mostrado na Figura 2.

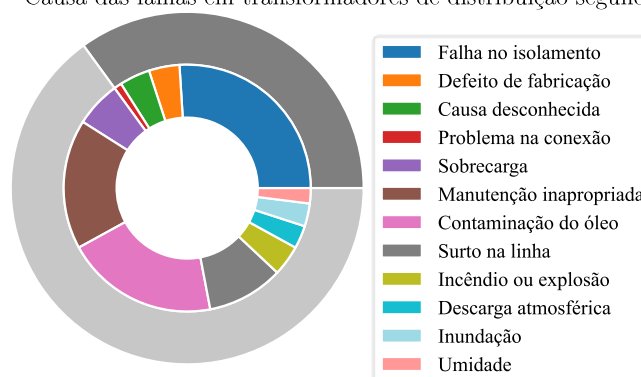
Figura 2 – Causa das falhas em transformadores de distribuição segundo [12].



Fonte: adaptado de [12].

Adicionalmente, um levantamento feito por Jaiswal, Ballal e Tutakne [14] na área rural de Nagpur, Índia, constatou que as causas das falhas dos transformadores de distribuição da *Maharashtra State Eletrical Distribution Company Limited* (MSEDCL) são: 26% em razão de falha no isolamento, 20% em virtude de sobrecarga, 4% por causa de defeito de fabricação, 17% em razão de problema de conexão, 10% devido à manutenção inadequada, 4% por causa de contaminação do óleo, 4% em razão de surto na linha, 3% por causa de incêndio ou explosão, 3% em virtude de descarga atmosférica, 2% devido à inundação, 1% devido à umidade e 6% com causa desconhecida. Dessa forma, pode-se dizer que 35% das falhas foram devido aos fatores internos e 65% aos fatores externos, conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Causa das falhas em transformadores de distribuição segundo [14].



Fonte: adaptado de [14].

2.2 Uso de índices na avaliação da condição de transformadores

As abordagens para avaliação da condição de transformadores usando índices, que são frequentemente designados como índices de integridade (*health index* - HI), tem produzido ricas metodologias para caracterizar as condições de transformadores. A premissa dessas abordagens é que é possível quantificar os resultados obtidos de testes químicos, elétricos, inspeções de campo, observações operacionais e histórico de carregamento, em um índice objetivo e quantitativo, capaz de fornecer a condição geral de operação de transformadores [15 – 21].

Adicionalmente, segundo alguns autores [17 – 21], o HI é uma ferramenta para o gerenciamento de ativos, ajudando o operador a diferenciar as degradações que necessitam de manutenção, e aquelas que indicam fim de vida útil do equipamento. Dessa forma, é possível identificar e direcionar as necessidades de investimentos de capital e programas de manutenção em ativos.

Neste sentido, Hjartarson e Otal [22] descrevem uma técnica para mensurar o impacto da manutenção preventiva e prever a condição futura de um ativo, baseada no HI. O método proposto considera um total de nove fatores de entrada para o cálculo do HI. Além disso, Hjartarson e Otal [22] apresentam uma relação entre o HI, a condição de operação do equipamento, a probabilidade de falha e a expectativa de vida útil do transformador.

Um método, para o cálculo do HI para transformadores de potência usando dados reais disponíveis, é proposto por Naderian *et al.* [20]. O método, além de considerar o resultado de testes típicos como análise de gases dissolvidos (*Dissolved Gas Analysis - DGA*), qualidade do óleo, compostos furânicos e fator de potência, considera também outros parâmetros como comutador e condições do mancal, observações físicas, histórico de carga, ordens de serviço de manutenção e idade do equipamento. Neste método é considerado um total de vinte fatores para o cálculo do HI. O modelo matemático, para o cálculo do HI do transformador, considera que 40% são devido aos parâmetros referentes ao comutador e 60% são atribuídos aos parâmetros referentes ao restante do equipamento. Assim, como em Hjartarson e Otal [22], os autores Naderian *et al.* [20] também apresentam uma relação entre o HI, a condição do equipamento, a probabilidade de falha e a expectativa de vida útil remanescente do transformador.

Utilizando a mesma formulação proposta em Naderian *et al.* [20], Jahromi *et al.* [18] acrescentam quatro fatores de entrada para o cálculo do HI (relação de transformação, reatância de dispersão, resistência núcleo-terra, resistência dos enrolamentos), totalizando vinte e quatro fatores. Da mesma forma, Gorgan *et al.* [16]

propõem a adição de três fatores de diagnóstico (fator de perda para baixíssima frequência, fator de condutividade e índice de polarização) ao modelo apresentado em Jahromi *et al.* [18], totalizando vinte e sete fatores. Neste mesmo âmbito, Haema e Phadunghthin [23] apresentam um método para a avaliação da condição de manutenção de transformadores de potência, onde considera vinte e um fatores de entrada para o cálculo da condição do equipamento. Martins [24] utiliza o mesmo modelo descrito em Naderian *et al.* [20], porém considera um total de dezenove fatores para o cálculo do HI.

O método proposto em Jahromi *et al.* [18] e Naderian *et al.* [20] apresenta, de forma clara, os passos para o cálculo do HI de um transformador de potência. No entanto, este método ignora a quantidade de sólidos totais no óleo do transformador. Diante disso, Abu-Elanien, Salama e Ibrahim [25] apresentam o uso de redes neurais artificiais para determinar o HI de um transformador, baseado em medições reais de equipamentos em operação, considerando a quantidade de sólidos totais no óleo. O HI calculado é utilizado na determinação da condição de vida útil do transformador.

Nesse mesmo contexto, em Jahromi *et al.* [18] e Naderian *et al.* [20], os pesos atribuídos para as medidas baseadas em compostos furânicos são menores do que para outros fatores menos importantes, como a resistência dos enrolamentos. Nesse sentido, o uso da lógica fuzzy para o cálculo do HI para transformadores imersos em óleo, com tensão menor ou igual a 69 kV, usando medidas reais, é apresentado em Abu-Elanien, Salama e Ibrahim [25]. Dados reais de noventa transformadores em operação são utilizados para a validação do método proposto. Neste mesmo contexto de utilização de lógica fuzzy, Ranga, Chandel e Chandel [26] propõem um novo modelo de lógica fuzzy baseado em multicritérios para determinar o HI. O método baseia-se nas concentrações de gases dissolvidos individuais, resultados significativos dos testes de óleo e papel isolantes de transformadores.

Os métodos propostos na literatura para o cálculo do HI, em geral, necessitam de uma grande quantidade de parâmetros, obtidos a partir de dados periodicamente

coletados. A tarefa de coleta e análise de tais dados pode representar uma difícil realidade prática para concessionárias de energia. Para contornar este problema, Wattakapaiboon e Pattanadech [19] apresentam um novo método para avaliar a condição de operação de transformadores, através do HI. Neste método, o número de fatores é reduzido de vinte e quatro, conforme Jahromi *et al.* [18], para quinze fatores de entrada para cálculo do HI.

Devido à falta de estudos que englobem aspectos econômicos nas metodologias de HI, um novo modelo para o cálculo do HI de transformadores de potência, usando parâmetros técnicos e econômicos é proposto em Zeinoddini- Meymand e Vahidi [21]. Os parâmetros técnicos são extraídos das características do óleo e das análises de gases dissolvidos, principalmente. Já os parâmetros econômicos são obtidos de funções custo e variáveis de envelhecimento do transformador.

Ibhahim *et al.* [27] propõem critérios de seleção para as medidas do óleo de transformadores para o cálculo do HI. Nessa metodologia, os autores utilizam uma nova abordagem para os critérios de seleção das melhores medidas para a determinação do HI, através da utilização de um método automatizado. A nova abordagem baseia-se na seleção do melhor grupo de medição que calcula o HI mais informativo.

Na última década, o HI tornou-se uma ferramenta de gestão de ativos cada vez mais popular nas concessionárias de energia. O HI, como indicador de condição de operação de transformadores de potência, pode melhorar o processo de tomada de decisão. No entanto, também apresenta desafios que precisam ser considerados durante o desenvolvimento e a implementação. Neste sentido, Jürgensen, Godin e Hilber [28] apresentam as vantagens e desvantagens do HI como indicador de condição em uma discussão crítica. Além disso, um estudo de caso é apresentado onde o HI é calculado para três transformadores de potência.

Diante disso, destaca-se que a grande maioria dos modelos e métodos de cálculo do HI existentes na literatura não podem ser aplicados diretamente aos transformadores

de distribuição, uma vez que os parâmetros viáveis de serem monitorados em transformadores de distribuição (para os quais o processo de medição preserve a hermeticidade do tanque e em que não seja necessário retirar o transformador de operação) são diferentes dos parâmetros requeridos na maioria dos métodos existentes na literatura. Além disso, numa análise estritamente econômica, fazer ensaios DGA e de compostos furânicos não condiz com o valor do ativo.

2.3 Modelo térmico e envelhecimento equivalente

O critério básico que limita a capacidade de carregamento do transformador e seu tempo de vida útil é parcialmente determinado pela capacidade do equipamento em dissipar o calor gerado internamente para as redondezas [29]. Segundo Ahn, Lee e Hahn [30], Ben-Gang *et al.* [31], Cui *et al.* [32], Elmoudi, Lehtonen e Nordman [33], Hell, Costa e Gomide [34], Radakovic e Sorgip [35] e Susa e Lehtonen [36], a temperatura do ponto mais quente do transformador é considerada um dos parâmetros mais significativos na determinação de sua capacidade de carregamento.

O IEEE e a IEC propõem modelos térmicos para a determinação das temperaturas internas de transformadores, bem como metodologias para a determinação da perda de vida útil desses equipamentos.

A IEC 60076-7 [37] apresenta duas alternativas para a determinação das temperaturas internas do transformador em função do tempo, da corrente de carga e temperatura: método para variação em degrau e método para variação contínua. O método para variação em degrau utiliza equações exponenciais adequadas e uma variação de carga em forma de degrau para o cálculo das temperaturas internas do transformador. Já o método para variação contínua determina as temperaturas internas do transformador por meio de equações diferenciais, diante a variações aleatórias no carregamento e na temperatura ambiente.

Assim como a IEC 60076-7 [37], a IEEE Std C57.91 [38] também apresenta dois métodos de cálculo das temperaturas internas de transformadores: método clássico, como consta em sua Cláusula 7; e o método alternativo, contido em seu anexo G. O modelo térmico clássico utiliza um conceito de elevação (e queda) exponencial de temperatura, através de uma equação exponencial de primeira ordem, e alguns poucos parâmetros. O modelo térmico alternativo utiliza conceitos da termodinâmica e os princípios da transferência de calor.

No que se refere ao envelhecimento equivalente (envelhecimento do isolamento), a IEEE Std C57.91 [38] cita que a relação entre a deterioração do isolamento com o tempo e a temperatura segue uma adaptação da teoria de Arrhenius. A partir disso, pode-se calcular o envelhecimento equivalente do transformador, a uma determinada temperatura de referência, num determinado período de tempo, para um determinado ciclo de temperatura.

2.3.1 Outras pesquisas em modelos térmicos

A grande importância dos modelos térmicos e modelos de perda de vida útil, motivaram muitos trabalhos, entre os quais a grande maioria são de modelos com alguma melhoria ou adições aos modelos do IEEE e da IEC. No entanto, alguns trabalhos propõem circuitos térmicos equivalentes e outros usam inteligência computacional.

Diante disso, Swift, Molinski e Lehn [39] propõem um circuito equivalente simples para representar a teoria fundamental da transferência de calor em transformadores de potência. Nesse mesmo contexto, Tang *et al.* [40] apresenta um circuito térmico equivalente para a modelagem da dinâmica térmica de transformadores de potência imersos em óleo, baseado nos princípios de troca de calor e leis de circuitos elétricos. O modelo proposto determina, em tempo real, as temperaturas nas principais partes de transformadores do tipo óleo natural, ar natural/óleo natural, ar forçado (ONAN/ONAF), sob diferentes condições ambientais e de carga, utilizando um algoritmo

genético para a identificação dos parâmetros térmicos. Utilizando a mesma abordagem de Swift, Molinski e Lehn [39], Tang *et al.* [40] e Elmoudi, Lehtonen e Nordman [33] utilizam uma análise eletromagnética, usando o método de elementos finitos, para obter os parâmetros para o modelo térmico. Anos mais tarde, Ahn, Lee e Hahn [30] também utilizam o método de elementos finitos para determinar o valor das perdas de transformadores de potência, para a previsão do aumento de temperatura desses equipamentos, através de um modelo eletromagnético-térmico acoplado.

Baseado na abordagem de Swift, Molinski e Lehn [39], Susa, Lehtonen e Nordman [36] propõem um novo método de cálculo das temperaturas de transformadores de potência, através da definição da resistência térmica não linear, além de considerar a mudança da viscosidade do óleo e a variação das perdas com a temperatura. Neste cenário, Susa e Lehtonen [36], realizam um refinamento na definição da resistência térmica não linear, através da análise do fluxo do fluido isolante em torno dos enrolamentos.

3 Fundamentação teórica

3.1 Transformadores de distribuição

Tradicionalmente, um transformador é um dispositivo estático composto de dois ou mais enrolamentos acoplados, com ou sem núcleo magnético, para induzir o acoplamento mútuo entre os circuitos. Os transformadores são utilizados em sistemas de energia elétrica para transferência de energia por indução eletromagnética entre circuitos, geralmente, com valores diferentes de tensão. Há vários tipos de transformadores usados em diversas aplicações, incluído áudio, instrumentação, sistemas de potência, dentre outros. Transformadores de potência são utilizados extensivamente pelas concessionárias de energia elétrica, usinas de energia e plantas industriais. São utilizados desde as usinas de produção, onde a tensão é elevada para a transmissão econômica de energia, até grandes centros de consumo, onde a tensão é reduzida a nível de subtransmissão e de distribuição. Esta dissertação trata exclusivamente de transformadores conectados às redes de distribuição de energia elétrica.

Como a maior parte dos equipamentos, os transformadores estão sujeitos a perdas e o conjunto destas geram calor, o principal agente de deterioração da vida útil de transformadores. Os três principais mecanismos que geram perdas são: histerese, provocada pela propriedade dos materiais ferromagnéticos de apresentarem um atraso entre a indução magnética e o campo magnético; correntes de Foucault, geradas quando uma corrente alternada está fluindo pelo enrolamento e um campo magnético variável surge no núcleo induzindo correntes; e o efeito Joule, aquecimento do material condutor quando submetido a uma corrente elétrica.

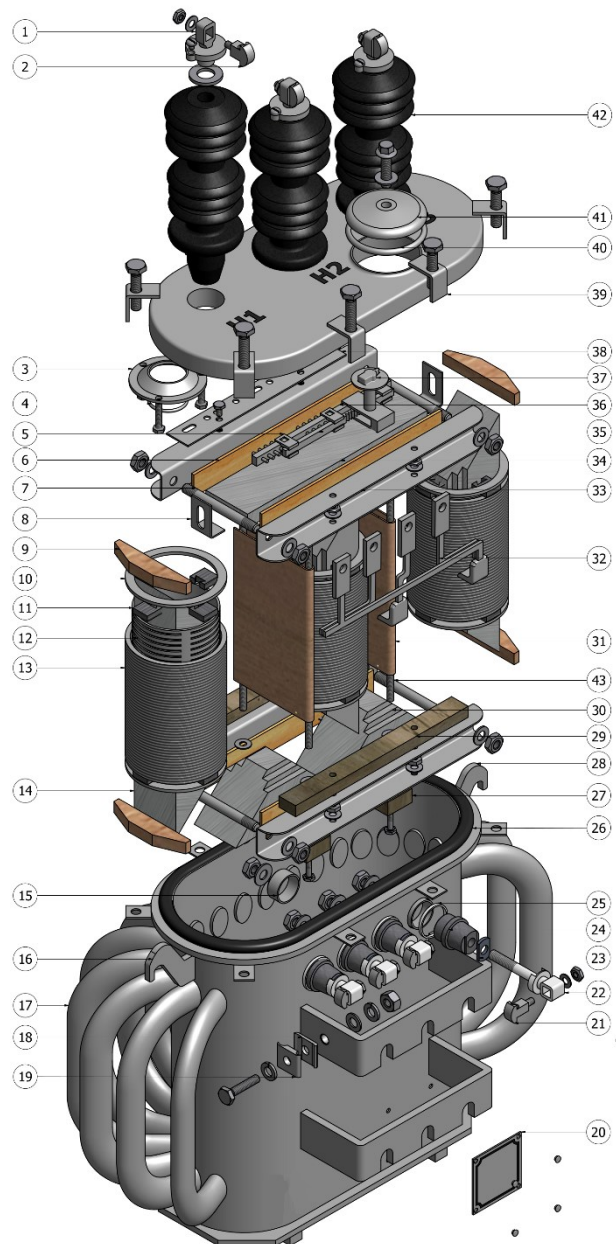
Na Figura 4, bem como na Tabela 2, são mostrados os principais componentes de um transformador de distribuição tipicamente usado nas redes de distribuição aérea.

Tabela 2 – Lista de peças do transformador.

Item	Nome
1	Terminal de AT 1
2	Terminal de AT 1
3	Suporte da bucha
4	Vedação do suporte
5	Grampo comutador
6	Isolamento de madeira comutador
7	Eixo do comutador
8	Suporte do eixo
9	Isolamento madeira bobina
10	Anel bobina
11	Isolamento anel bobina
12	Bobina de BT
13	Bobina de AT
14	Núcleo da Bobina
15	Isolamento interna bucha
16	Olhal de suspensão
17	Radiador
18	Dispositivo de aterramento inf.
19	Dispositivo de aterramento sup.
20	Placa de identificação
21	Terminal bucha de BT 1
22	Terminal bucha de BT 2
23	Isolador bucha de BT
24	Bucha de BT
25	Vedação Bucha de BT
26	Guarnição
27	Isolador da armadura
28	Tanque
29	Madeira armadura superior
30	Núcleo inferior
31	Isolamento madeira boninas
32	Condutor bobinas
33	Armadura
34	Núcleo superior
35	Pinhão comutador
36	Cremalheira comutador
37	Ajuste comutador
38	Chapa nível comutador
39	Presilha tampa
40	Vedação guarnição
41	Tampa de inspeção
42	Bucha de AT

Fonte: adaptado de [41].

Figura 4 – Transformador de distribuição aéreo típico.



Fonte: adaptado de [41].

3.2 Redução de dimensionalidade usando análise de componentes principais (PCA)

A Análise das Componentes Principais (*Principal Component Analysis* - PCA), é um método matemático que pode ser usado para reduzir a dimensionalidade de grandes quantidades de dados, transformando um extenso conjunto de variáveis em um menor, preservando significativa parte das informações do conjunto original.

Reduzir o número de variáveis de um conjunto de dados naturalmente vem às custas da precisão. O artifício na redução da dimensionalidade trata-se da troca de precisão por “simplicidade”. Isto porque conjuntos de dados menores são, em tese, mais fáceis de explorar, visualizar e tornam a análise dos dados mais fácil e rápida. De forma sintética, a ideia do PCA é simples: reduzir o número de variáveis de um conjunto de dados, preservando o máximo de informações possíveis.

As seções 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3, 3.2.4 e 3.2.5, mostram de maneira simplificada as etapas do processo de redução de dimensionalidade usando o PCA. Elas também representam a sequência lógica de operações que devem ser aplicadas aos dados de entrada para produzir uma saída com dimensão menor. A literatura sobre PCA é extensa e para um estudo mais amplo sobre o assunto, sugere-se os trabalhos [42, pp. 430-465] e [43].

3.2.1 Normalização

Esta etapa não é obrigatória, mas tem como objetivo uniformizar o intervalo das variáveis iniciais para que cada uma delas contribua igualmente para a análise. Mais especificamente, o motivo pelo qual é fundamental realizar a normalização antes do PCA, é que este é bastante sensível em relação às variâncias das variáveis iniciais. Ou seja, se houver grandes diferenças entre os intervalos das variáveis iniciais, aquelas com intervalos maiores dominarão as com intervalos pequenos (por exemplo, uma variável que varia

entre 0 e 100 dominará sobre uma variável que varia entre 0 e 1), o que levará a resultados eventualmente tendenciosos. Portanto, é importante que os dados tenham escalas minimamente comparáveis a fim de evitar esse problema.

Matematicamente, isso pode ser feito subtraindo a média e dividindo pelo desvio padrão para cada valor de cada variável, conforme Equação (3.1).

$$z = \frac{\text{valor} - \text{média}}{\text{desvio padrão}} \quad (3.1)$$

3.2.2 Cálculo da Matriz de Covariância

O objetivo desta etapa é entender como as variáveis do conjunto de dados de entrada estão variando entre si, ou seja, verificar se existe alguma relação entre elas. Isto porque às vezes as variáveis são altamente correlacionadas de tal forma que contêm informações redundantes. Portanto, para identificar essas correlações, calcula-se a matriz de covariâncias.

A matriz de covariância é uma matriz simétrica $p \times p$ (em que p é o número de dimensões) que tem como entradas as covariâncias associadas com todos os possíveis pares de variáveis iniciais. Por exemplo, para um conjunto de dados tridimensionais com 3 variáveis x , y e z , a matriz de covariância é uma matriz 3×3 como segue:

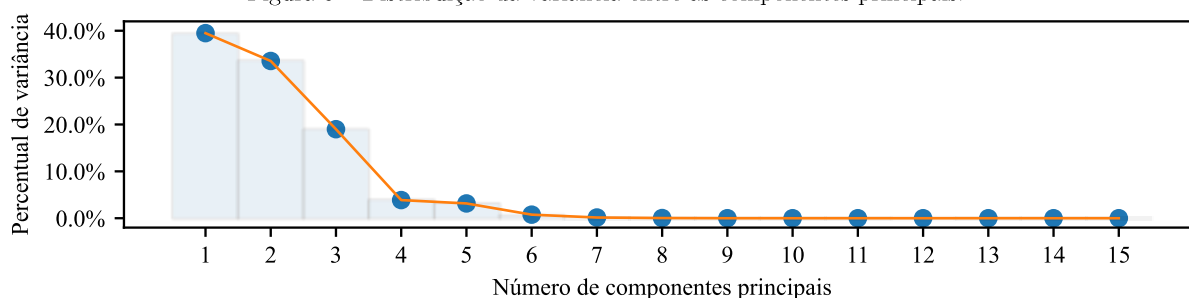
$$\begin{bmatrix} \text{Cov}(x,x) & \text{Cov}(x,y) & \text{Cov}(x,z) \\ \text{Cov}(y,x) & \text{Cov}(y,y) & \text{Cov}(y,z) \\ \text{Cov}(z,x) & \text{Cov}(z,y) & \text{Cov}(z,z) \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Como a covariância de uma variável consigo mesma é sua variância ($\text{Cov}(a,a) = \text{Var}(a)$), na diagonal principal (canto superior esquerdo para canto inferior direito) tem-se, na verdade, as variações de cada variável inicial. E como a covariância é comutativa ($\text{Cov}(a,b) = \text{Cov}(b,a)$), as entradas da matriz de covariância são simétricas em relação à diagonal principal, o que significa que as porções triangulares superior e inferior são iguais. Portanto a matriz de covariância é uma matriz que resume as combinações de correlações entre todos os pares de variáveis possíveis que estão sendo analisadas.

3.2.3 Cálculo dos autovetores e autovalores da matriz de covariância para identificar as componentes principais

As componentes principais são novas variáveis construídas como combinações lineares ou misturas das variáveis iniciais. Essas combinações são feitas de forma que as novas variáveis (isto é, componentes principais) não estejam correlacionadas (ou seja, são ortogonais) e a maioria da informação esteja dentro das “componentes” iniciais. Logo, a ideia é que dados como, por exemplo, com k dimensões forneçam k componentes principais. Como o PCA tenta colocar o máximo de informação possível no primeiro componente e o máximo de informação restante no segundo componente (e assim por diante), até obter algo como mostrado no gráfico da Figura 5.

Figura 5 – Distribuição da variância entre as componentes principais.



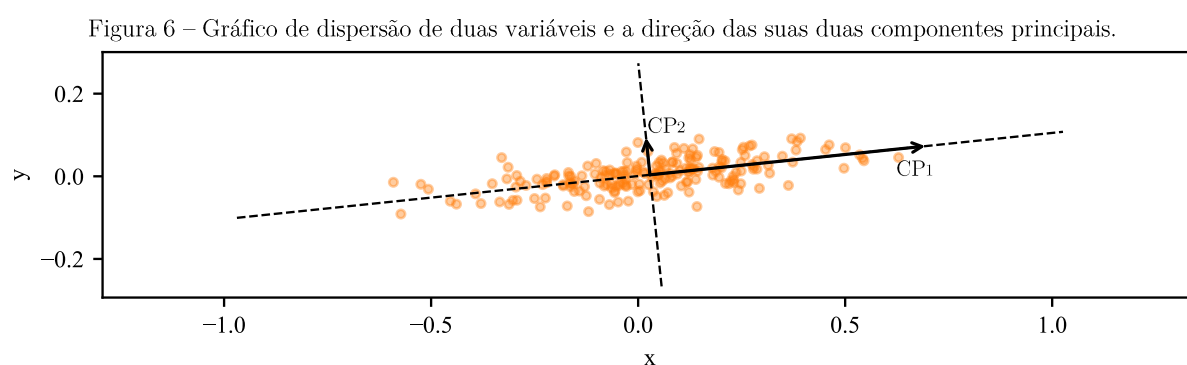
Fonte: o autor.

Organizar a informação em componentes principais desta forma, permite que se reduza a dimensionalidade de forma eficiente, descartando os componentes com pouca informação e considerando os componentes restantes como as novas variáveis. Se por exemplo, a variância se distribuir entre as componentes principais como mostrado na Figura 5, seria razoável considerar apenas as três primeiras componentes, uma vez que estas contêm mais de 90% da variância. Dessa forma, reduzindo a dimensão das amostras desse sistema hipotético de quinze para três.

Como há tantos componentes principais quanto variáveis nos dados, os componentes principais são construídos de forma que o primeiro componente principal seja responsável pela maior variação possível no conjunto de dados, o segundo componente principal é análogo, mas com a condição de que não esteja correlacionado

com (isto é, perpendicular a) o primeiro componente principal e que seja responsável pela próxima variância mais alta. Isso continua até que todos os componentes principais tenham sido calculados.

A Figura 6 exemplifica os conceitos de componentes principais para o caso de duas variáveis, ou seja, $p = 2$. Pode-se observar que a primeira componente principal CP1 aponta para a direção de maior variação desse conjunto de pontos, enquanto, CP2 é perpendicular a CP1 e está na única direção possível, mas que é flagrantemente a segunda direção com a maior variação.



Para que se possa determinar as componentes principais e, portanto, as direções dos eixos onde há mais variância (mais informação), é realizado a decomposição da matriz de covariância em autovalores e autovetores, onde os autovetores dão estas direções com as maiores variações e os autovalores são simplesmente os coeficientes anexados aos autovetores, que fornecem a quantidade de variância carregada em cada componente principal. Classificando os autovetores em ordem de seus autovalores, do mais alto para o mais baixo, obtém-se os componentes principais em ordem de significância.

3.2.4 Determinação da Matriz de Transformação

Como visto na etapa anterior, calcular os autovetores e ordená-los por seus autovalores em ordem decrescente permite encontrar os componentes principais em ordem de significância. Nesta etapa, faz-se a escolha entre manter todos esses

componentes ou descartar aqueles de menor importância (de autovalores baixos), e formar com os restantes uma matriz de vetores chamada matriz de transformação.

Portanto, a matriz de transformação é simplesmente uma matriz que tem como colunas os autovetores dos componentes mantidos. Isso torna-o o primeiro passo para a redução da dimensionalidade, porque escolher manter apenas p autovetores (componentes), implique que o conjunto de dados final terá apenas p dimensões.

3.2.5 Projetar os Dados Sobre os Eixos das Componentes Principais

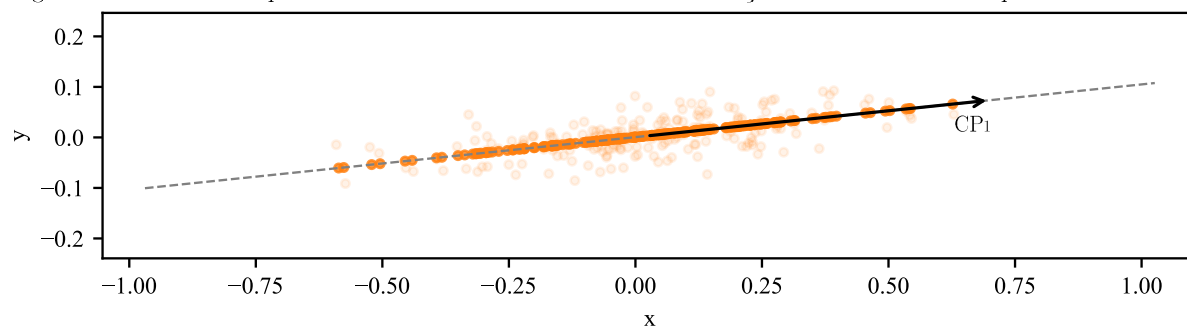
Nas etapas anteriores, além da normalização, não se faz nenhuma alteração nos dados. Apenas seleciona-se as componentes principais e forma-se a matriz de transformação. Ainda assim, o conjunto de dados de entrada permanece sempre em termos dos eixos originais (ou seja, em termos das variáveis iniciais).

Nesta etapa, que é a última, o objetivo é usar a matriz de transformação formada a partir dos autovetores da matriz de covariância, para reorientar os dados dos eixos originais para aqueles representados pelos componentes principais (daí o nome “Análise de Componentes Principais”). Isso pode ser feito multiplicando a transposição do conjunto de dados original pela transposição do vetor de características, conforme Equação (3.3).

$$\text{Conjunto Final de Dados} = (\text{Matriz de Transformação})^T \times (\text{Conjunto Original Normalizado})^T \quad (3.3)$$

Na Figura 7, apresenta-se o mesmo conjunto de dados de duas variáveis da Figura 6, ademais, o efeito de se retirar o segundo autovetor da matriz de transformação e, portanto, reduzir a dimensionalidade desse conjunto de dados, através da Equação (3.3).

Figura 7 – Gráfico de dispersão de duas variáveis e o resultado da redução de dimensionalidade para uma variável.



Fonte: o autor.

3.3 Modelo térmico e envelhecimento equivalente

Diante do panorama de modelos térmicos para a determinação das temperaturas internas de transformadores existentes na literatura, a metodologia adotada nesse trabalho segue o modelo apresentado na IEEE Std C57.91-2011 [38, p. 14–22] proposto em sua Cláusula 7. De forma análoga, ao que se refere ao cálculo do envelhecimento equivalente (envelhecimento do isolamento) do transformador, a metodologia utilizada é a apresentada também na IEEE Std C57.91-2011 [38, p. 5–10]. A escolha da metodologia presente na IEEE Std C57.91-2011, tanto para o modelo térmico como para o cálculo do envelhecimento equivalente, se deve pela simplicidade de implementação, bem como pela normativa atender os requisitos necessários junto as demais análises.

3.3.1 Temperatura do topo do óleo

Segundo a recomendação IEEE Std C57.91-2011, a elevação da temperatura do topo do óleo acima da temperatura ambiente captura a ideia básica de que um aumento na carga (corrente) do transformador resultará em um aumento nas perdas dentro do dispositivo e, portanto, um aumento na temperatura. Esta variação de temperatura depende da constante térmica do óleo do transformador, que por sua vez depende da capacidade térmica do transformador (isto é, a massa do núcleo, bobinas e óleo) e a taxa

de transferência de calor para fora do transformador. Em função do tempo, a mudança de temperatura é modelada como uma resposta exponencial de primeira ordem do estado de temperatura inicial ao estado de temperatura final:

$$\Delta\theta_{TO}(t) = (\Delta\theta_{TO,u}(t) - \Delta\theta_{TO,i}(t)) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i}(t) \quad (3.4)$$

Na Equação (3.4), os aumentos de temperatura inicial e final em relação a temperatura ambiente são denotados por $\Delta\theta_{TO,i}$ e $\Delta\theta_{TO,u}$ respectivamente, τ_{TO} é a constante de tempo térmica do óleo, t é o tempo referente a variação de carga e $\Delta\theta_{TO}$ é a elevação da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente. A Equação (3.4) é a solução da seguinte equação diferencial de primeira ordem:

$$\begin{aligned} \tau_{TO} \frac{d}{dt} \Delta\theta_{TO}(t) &= -\Delta\theta_{TO}(t) + \Delta\theta_{TO,u}(t) \\ \Delta\theta_{TO}(0) &= \Delta\theta_{TO,i}(0) \end{aligned} \quad (3.5)$$

No modelo IEEE, a elevação da temperatura final depende do carregamento e é aproximada por:

$$\Delta\theta_{TO,u}(t) = \Delta\theta_{TO,fl} \left(\frac{K(t)^2 R + 1}{R + 1} \right)^n \quad (3.6)$$

onde $\Delta\theta_{TO,fl}$ é o aumento da temperatura do topo do óleo em plena carga (*full load*) em relação à temperatura ambiente e R é a razão entre as perdas com carga nominal e as perdas sem carga. A variável K é a relação entre a carga especificada e a carga nominal:

$$K(t) = \frac{I(t)}{I_{nominal}} \quad (3.7)$$

onde o expoente n depende do método de resfriamento. O guia de carregamento recomenda o uso de $n = 0,8$ para convecção natural (ONAN) e $n = 0,9 - 1,0$ para resfriamento forçado (ONAF) [38, p. 20]. Como uma verificação rápida, pode-se verificar que quando $I_{nominal} = I(t)$ então, $\Delta\theta_{TO,u}(t) = \Delta\theta_{fl}$.

As equações (3.4) e (3.6) formam o modelo térmico do IEEE para a elevação da temperatura do topo do óleo em relação a temperatura ambiente.

Para fins de inferência usando pontos de dados discretos, uma forma discreta das equações (3.5) e (3.6) é necessária. Usando a aproximação de Euler para a derivada no tempo $\frac{d}{dt} \Delta\Theta_{TO}(t) \approx \frac{\Delta\Theta_{TO}[t] - \Delta\Theta_{TO}[t-1]}{\Delta t}$, onde Δt é o período de amostragem, uma equação de diferenças correspondente é derivada:

$$\Delta\Theta_{TO}[t] = \frac{\tau_{TO}}{\tau_{TO} + \Delta t} \Delta\Theta_{TO}[t-1] + \frac{\Delta t}{\tau_{TO} + \Delta t} \Delta\Theta_{TOfl} \left(\frac{I[t]}{I_{nominal}} \frac{R+1}{R+1} \right)^n \quad (3.8)$$

Uma vez que $\Delta\Theta_{TO}[t]$, é a elevação da temperatura do topo do óleo em relação a temperatura ambiente, então a temperatura do todo do óleo ($\Theta_{TO}[t]$) é dada simplesmente por:

$$\Theta_{TO}[t] = \Delta\Theta_{TO}[t] + \Theta_{AMB}[t] \quad (3.9)$$

onde Θ_{AMB} é a temperatura ambiente no tempo especificado.

3.3.2 Temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos

A maneira pela qual a normativa IEEE Std C57.91-2011 trata a elevação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em relação a temperatura do topo do óleo é semelhante ao que foi feito para a elevação da temperatura do topo do óleo em relação a temperatura ambiente. Ou seja: a mudança de temperatura é modelada como uma resposta exponencial de primeira ordem do estado de temperatura inicial ao estado de temperatura final:

$$\Delta\Theta_H(t) = \left(\Delta\Theta_{H,u}(t) - \Delta\Theta_{H,i}(t) \right) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_H}} \right) + \Delta\Theta_{H,i}(t) \quad (3.10)$$

A Equação (3.10) é a solução da equação diferencial de primeira ordem:

$$\begin{aligned} \tau_H \frac{d}{dt} \Delta\Theta_H(t) &= -\Delta\Theta_H(t) + \Delta\Theta_{H,u}(t) \\ \Delta\Theta_H(0) &= \Delta\Theta_{H,i}(0) \end{aligned} \quad (3.11)$$

No modelo do IEEE, o aumento de temperatura final depende do carregamento e é aproximado por:

$$\Delta\Theta_{H,u}(t) = \Delta\Theta_{Hfl}K(t)^{2m} \quad (3.12)$$

onde $\Delta\Theta_{Hfl}$ é o aumento da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em plena carga em relação à temperatura do topo do óleo; K é a relação entre a carga especificada e a carga nominal; e o expoente m depende do método de resfriamento. A IEEE Std C57.91 [38, p. 20] recomenda o uso de $m = 0,8$ para convecção natural (ONAN) e $m = 0,9 - 1,0$ para resfriamento forçado (ONAF).

De forma análoga ao que foi feito anteriormente para a temperatura do topo do óleo em relação a temperatura ambiente, pode ser usado a aproximação de Euler para a derivada no tempo, a fim de determinar a equação de diferenças:

$$\Delta\Theta_H[t] = \frac{\tau_H}{\tau_H + \Delta t} \Delta\Theta_H[t - 1] + \frac{\Delta t}{\tau_H + \Delta t} \Delta\Theta_{Hfl} \left(\frac{I[t]}{I_{nominal}} \right)^{2m} \quad (3.13)$$

A temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos é dada por:

$$\Theta_H[t] = \Delta\Theta_H[t] + \Delta\Theta_{TO}[t] + \Theta_{AMB}[t] \quad (3.14)$$

onde as elevações de temperatura $\Delta\Theta_{TO}[t]$ e $\Delta\Theta_H[t]$ são calculados pelas equações (3.8) e (3.13) respectivamente e Θ_{AMB} é a temperatura ambiente.

3.3.3 Vida do isolamento do transformador

No que se refere ao envelhecimento equivalente, segundo a IEEE Std C57.91 [38, p. 5–10], o papel isolante de um transformador é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. O envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador, sob efeito da temperatura de operação da isolação ao longo do tempo.

De acordo com a IEEE Std C57.91-2011, a deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura segue uma adaptação da teoria de Arrhenius, conforme Equação (3.15)

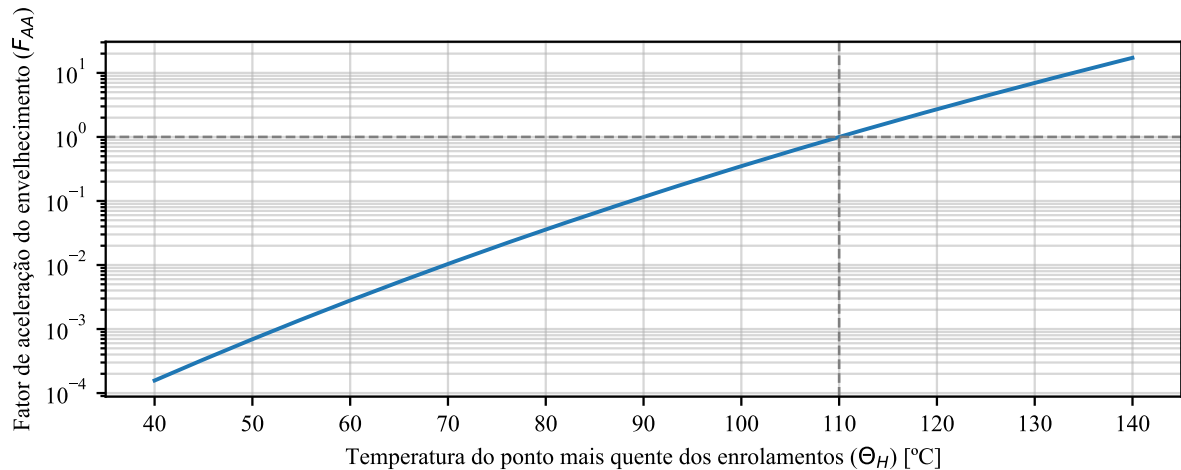
$$Vida_{pu} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\Theta_H + 273}\right)} \quad (3.15)$$

A avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o transformador pode ser realizada a partir de um fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}), conforme a Equação (3.16), para uma dada carga e temperatura, tendo como referência a temperatura igual a 110 °C [38, p. 6].

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right)} \quad (3.16)$$

A curva do F_{AA} em função da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, para um sistema de isolamento classe 65 °C, é ilustrada na Figura 8.

Figura 8 – Fator de aceleração do envelhecimento.



Fonte: o autor.

Como pode ser observado na Figura 8, o fator de aceleração de envelhecimento possui valores maiores que um para temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos maiores que a temperatura de referência de 110 °C. Da mesma forma, o F_{AA} apresenta valores menores que um para temperaturas inferiores a 110 °C.

Conforme a IEEE Std C57.91-2011, o envelhecimento equivalente do transformador a uma determinada temperatura de referência, consumida num determinado período de tempo, para um determinado ciclo de temperatura, é calculado através da Equação (3.17).

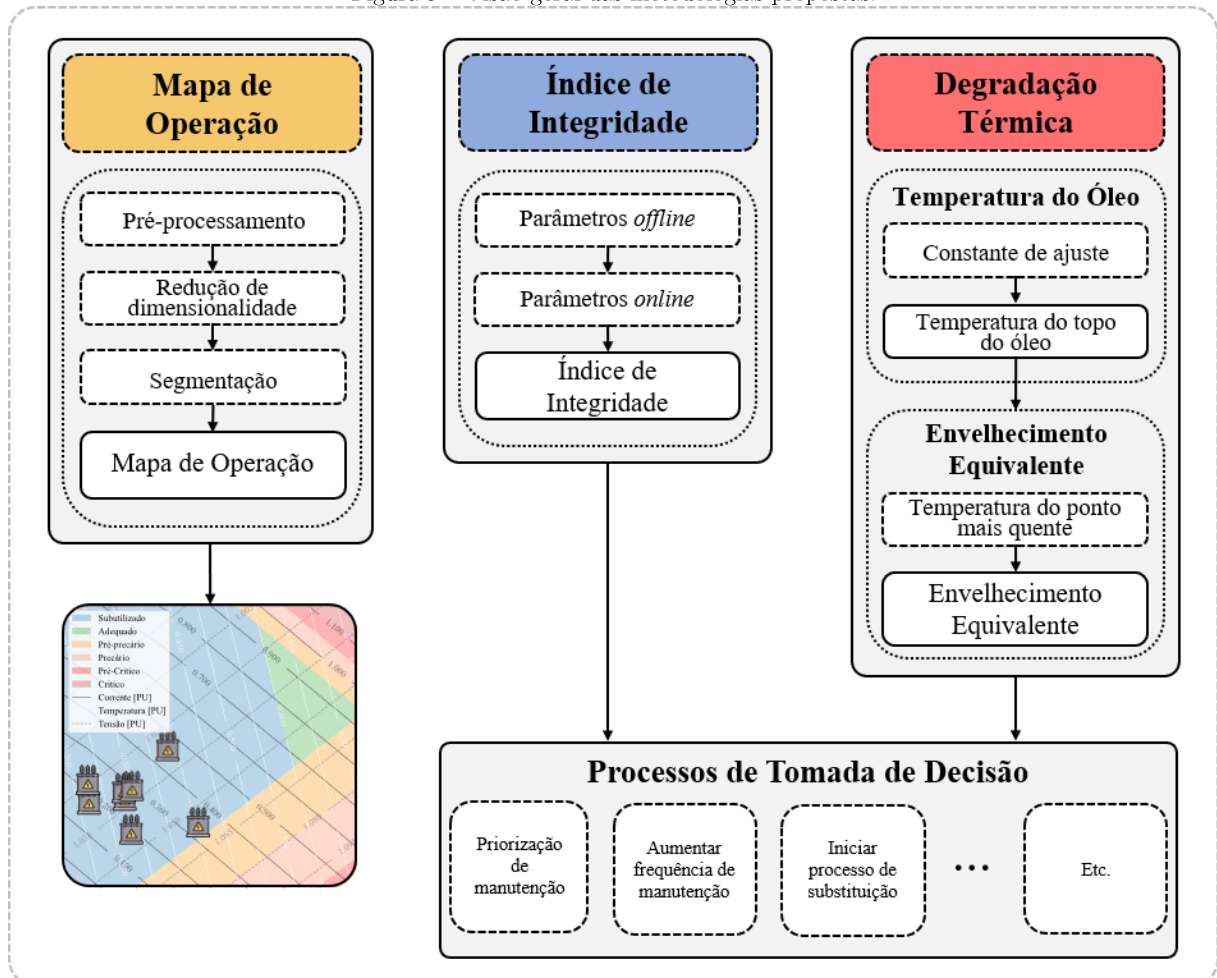
$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3.17)$$

Na equação anterior, F_{EQA} é o fator de envelhecimento equivalente para o período de tempo total, n é o índice de intervalo de tempo, N é o número total de intervalos de tempo, Δt_n é o intervalo de tempo e F_{AA_n} é o fator de aceleração do envelhecimento para a temperatura em que se encontra o enrolamento em cada intervalo de tempo Δt_n .

4 Metodologias propostas

Neste capítulo são apresentadas três metodologias de avaliação da condição de transformadores de distribuição em ambiente de monitoramento remoto baseado em tecnologia IoT, sendo estas: “Mapa de Operação”, “Índice de Integridade” (*Health Index*) e “Degradação Térmica”. A Figura 9 traça um panorama geral destas metodologias. Cada metodologia é descrita separadamente, mostrando os dados, procedimentos, aplicações, limitações e exemplos necessários para a reprodutibilidade destas.

Figura 9 – Visão geral das metodologias propostas.



Fonte: o autor.

A primeira metodologia propõe a criação do “Mapa de Operação”, onde é explorada a correlação entre as correntes, tensões e temperaturas para criar um mapa bidimensional segmentado por níveis de estresse³. Isso permite a análise gráfica da dinâmica do transformador através de pontos de operação e uma classificação (personalizável) do seu regime de operação com base nestas medidas.

Na segunda metodologia é proposto um “Índice de Integridade” (*Health Index*) numérico, que quantifica, ainda que preliminarmente, a integridade do transformador, levando em consideração o cenário de dados disponíveis do monitoramento de transformadores de distribuição deste trabalho.

A “Degradação Térmica” compreende a terceira metodologia proposta, onde inicialmente é estimada a temperatura do topo do óleo, através do ajuste feito na temperatura medida no tanque. A partir da temperatura do topo do óleo ajustada, estima-se a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e por conseguinte o envelhecimento equivalente do transformador.

Essas três metodologias foram propostas por se entender que as informações que elas derivam são importantes às concessionárias e podem trazer reais ganhos operativos, especialmente no cenário prático onde o monitoramento de transformadores de distribuição é muito escasso. Ainda que fosse uma tecnologia já consolidada para este nicho, a vasta quantidade de dados produzida poderia desencorajar os usuários deste sistema. Nisto, o “Mapa de Operação” tenta fornecer uma forma fácil e visual de compreensão da operação individual do transformador. Já o “Índice de Integridade” é capaz de quantificar a condição geral de todos os transformadores monitorados de uma concessionária. Por sua vez, a “Degradação Térmica” é uma metodologia bem-sucedida no que tange ao prognóstico (expectativa de vida) de transformadores [38, 37, 44].

³ Níveis de estresse no contexto desse trabalho se referem a quantização das exigências térmicas e dielétricas, em condições normais ou não, que o transformador está submetido.

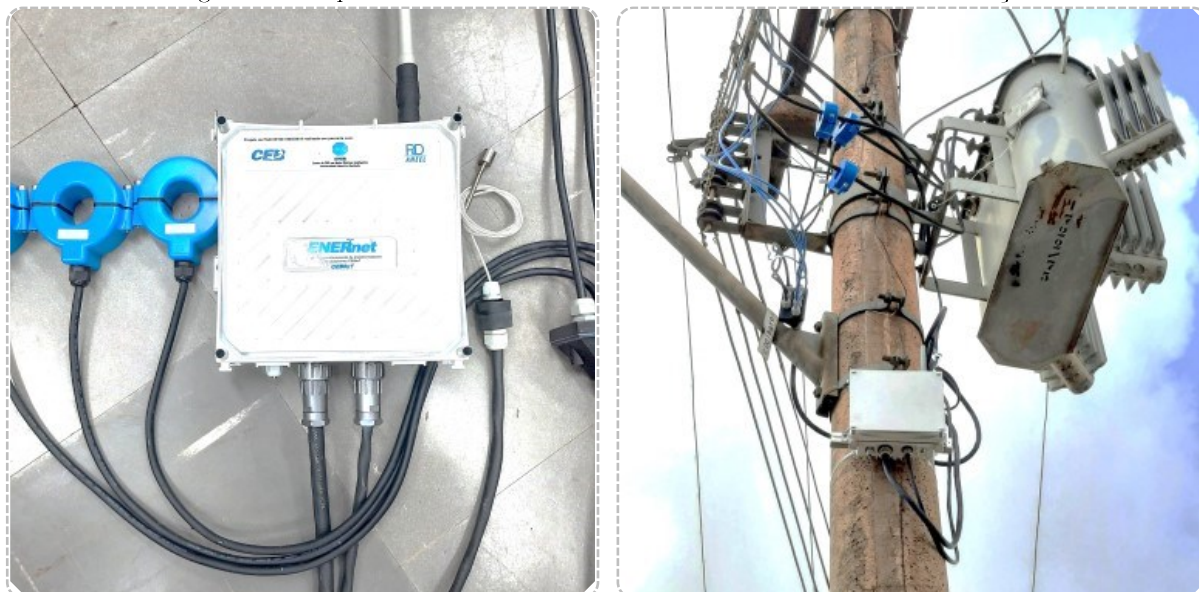
Na Figura 9 são mostrados alguns exemplos de processos de tomada de decisão. Este trabalho não tem o objetivo de abordar esses processos, mas sim a geração de informações que podem eventualmente serem usadas nesses processos. Naturalmente, algumas das informações geradas pelas metodologias propostas podem ser usadas diretamente na tomada de decisão, como é o exemplo do “Índice de Integridade” que pode ser usado para a priorização de manutenção, reparo etc. Ou ainda, o envelhecimento equivalente que pode eventualmente ser usado como parâmetro para a substituição do transformador.

4.1 Sistema de monitoramento e aquisição de dados

Esta dissertação está inserida em um trabalho de P&D celebrado entre a UFU e a empresa CEB a fim de construir uma plataforma de IoT capaz de monitorar transformadores de distribuição e outros elementos da rede elétrica. Para isto, foi desenvolvido (em outros trabalhos dentro deste mesmo P&D) um sistema de *hardware* de medição e comunicação que permite medir corrente, tensão, fator de potência, potência aparente, potência ativa e distorção harmônica total. A Figura 10 ilustra o *hardware* desenvolvido nesta pesquisa e empregado para fornecer os dados usados nas metodologias aqui propostas.

O sistema de medição foi calibrado (Figura 11) usando como referência um gerador de sinais PONOVO W460 e apresentou erros médios na ordem de 0,05% nas medidas elétricas. No entanto, por razões de projeto, todas as medidas são transmitidas sem casas decimais. Logo, a perda de exatidão é de $\pm 0,5$ unidades de medida. A taxa de medição do sistema é de 1 amostra/segundo e as medidas são estatisticamente agregadas a cada 3 minutos (parametrizável).

Figura 10 – Dispositivos IoT de monitoramento de transformadores de distribuição.



Fonte: o autor.

Figura 11 – Fonte de PONOVO W460 usada na calibração.



Fonte: o autor.

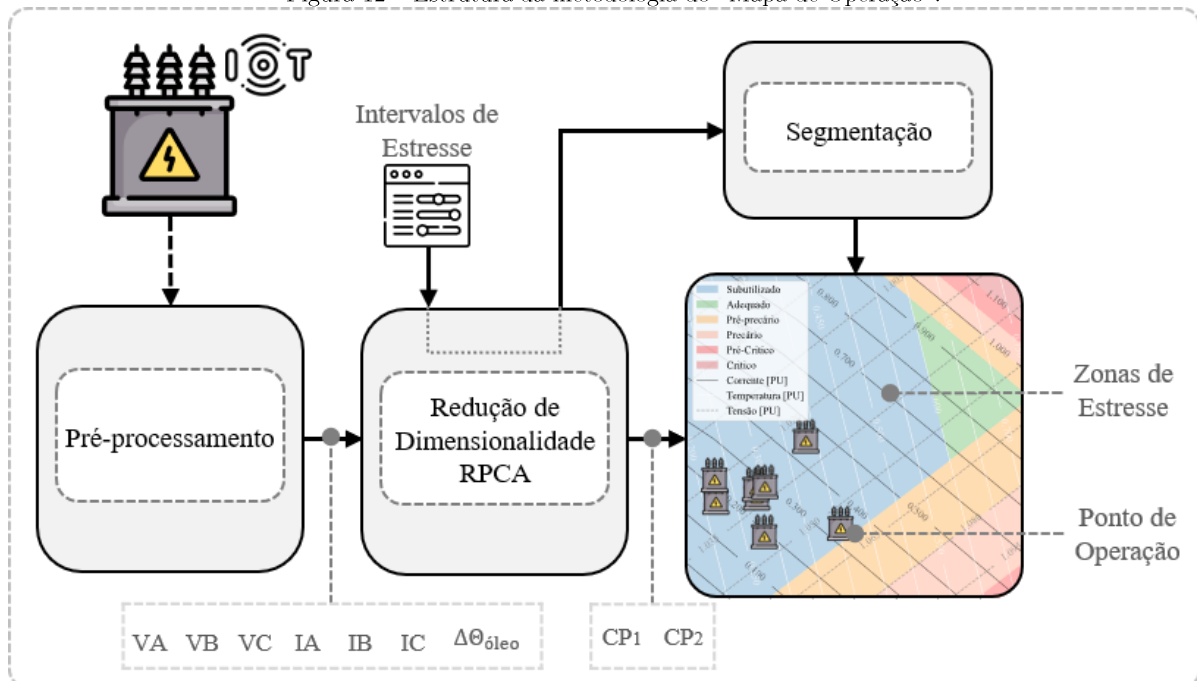
Além dos dados remotamente medidos, também são usados os dados cadastrais contidos na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). O BDGD representa o conjunto de dados fornecido pela distribuidora, ordinariamente ou extraordinariamente, de acordo com estrutura padronizada definida pela ANEEL, para compor o Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R) [46]. Em específico, foi usada a tabela EQTRD (Equipamento Transformador de Distribuição) do BDGD da CEB. A tabela EQTRD contém os registros de todos os transformadores da CEB (cerca de 28.500 unidades em 2019), discriminando a idade, perdas, níveis de tensão, potência, resistência, reatância entre outras informações.

4.2 Mapa de Operação

O “Mapa de Operação” é uma metodologia de análise gráfica, que permite que as correntes, tensões e temperaturas provenientes do sistema de monitoramento sejam averiguadas em um espaço bidimensional, por meio de pontos de operação. Além disso, este espaço é segmentado em zonas de estresse (Subutilizado, Adequado, Pré-precário, Precário, Pré-crítico e Crítico) a partir de regras previamente definidas, o que torna fácil e visual definir a condição de operação do transformador.

A estrutura da metodologia para criação do “Mapa de Operação” é ilustrada na Figura 12. A ideia central é explorar a alta correlação entre as correntes, tensões e temperaturas do transformador, através da Análise Recursiva das Componentes Principais (RPCA), que permitirá que estas grandezas sejam sintetizadas em apenas duas variáveis (ou seja, as duas primeiras componentes principais), chamado no contexto desse trabalho de Ponto de Operação.

Figura 12 – Estrutura da metodologia do “Mapa de Operação”.



Fonte: o autor.

As variáveis de entrada dessa metodologia são as correntes de linha medidas no secundário (I_A , I_B e I_C), as tensões de fase também medidas no secundário (V_A , V_B e V_C),

a temperatura ambiente (Θ_{amb}) e a temperatura da superfície externa do tanque do transformador (Θ_{tanque}).

4.2.1 Pré-processamento

O pré-processamento consiste inicialmente em calcular a elevação da temperatura do topo do óleo em relação a temperatura ambiente. Isolando dessa forma apenas a elevação de temperatura devido ao calor gerado pelas perdas do transformador e retirando o efeito estocástico da temperatura ambiente. Isso é feito conforme mostrado na Equação (4.1).

$$\Delta\Theta_{\acute{o}leo} = \Theta_{\acute{o}leo} - \Theta_{amb} \quad (4.1)$$

onde $\Delta\Theta_{\acute{o}leo}$ é a elevação da temperatura do topo do óleo em relação a temperatura ambiente, $\Theta_{\acute{o}leo}$ é a temperatura do topo do óleo e Θ_{amb} é a temperatura ambiente.

É explicado na Seção 4.4.1 que a temperatura do topo do óleo é estimada pela adição de uma constante previamente determinada à temperatura do tanque, ou seja, $\Theta_{\acute{o}leo} = \Theta_{tanque} + \Delta T$. Dessa forma a Equação (4.1), também pode ser escrita como:

$$\Delta\Theta_{\acute{o}leo} = \Theta_{tanque} + \Delta T - \Theta_{amb} \quad (4.2)$$

Deste modo, a elevação da temperatura do óleo ($\Delta\Theta_{\acute{o}leo}$) junta-se ao conjunto de variáveis usadas no processo de redução de dimensionalidade, quanto a temperatura ambiente (Θ_{amb}) e a temperatura do tanque (Θ_{tanque}) não são mais utilizadas no decorrer da metodologia.

4.2.2 Redução de dimensionalidade usando RPCA

Depois de realizado o pré-processamento, o próximo passo conforme Figura 12 é a redução de dimensionalidade. Esta etapa é responsável por transformar as correntes

(I_A , I_B e I_C), tensões (V_A , V_B e V_C) e a elevação de temperatura ($\Delta\theta_{oleo}$) em duas variáveis latentes⁴ sem correlação, ou seja, as duas primeiras componentes principais (CP_1 e CP_2).

Na Seção 3.2 foi apresentada a Análise das Componentes Principais (PCA), um processo que, dado um conjunto de amostras, encontra a matriz de transformação (rotação) dos eixos originais dessas amostras para as direções de maior variância. Como esclarecido, a principal vantagem desse processo é poder eliminar os eixos com pouca variação e conseqüentemente reduzir a dimensionalidade.

No entanto, o simples uso do PCA não é o suficiente na redução da dimensionalidade dos dados coletados em tempo real. O transformador, sendo um equipamento passivo da rede elétrica, está sujeito tanto a mudanças na dinâmica de carregamento (secundário), quanto a distúrbios da rede de média tensão (primário). Pode-se dizer que seu comportamento é não-estacionário. Isso significa que a matriz de transformação gerada em um determinado momento pelo PCA pode não ser aplicável em amostras no futuro. Para contornar esse problema, é proposto o uso da Análise Recursiva das Componentes Principais (*Recursive Principal Components Analysis* - RPCA).

Usando o mesmo princípio para reduzir a dimensionalidade do PCA, o RPCA também é um processo que busca determinar a matriz de rotação dos eixos originais para as direções de maior variância. Mas diferentemente do PCA, essa matriz de rotação é atualizada recursivamente, adaptando-se a novas condições de carregamento ou até mesmo, em longo prazo, a mudanças da dinâmica gerada pelo envelhecimento natural do transformador.

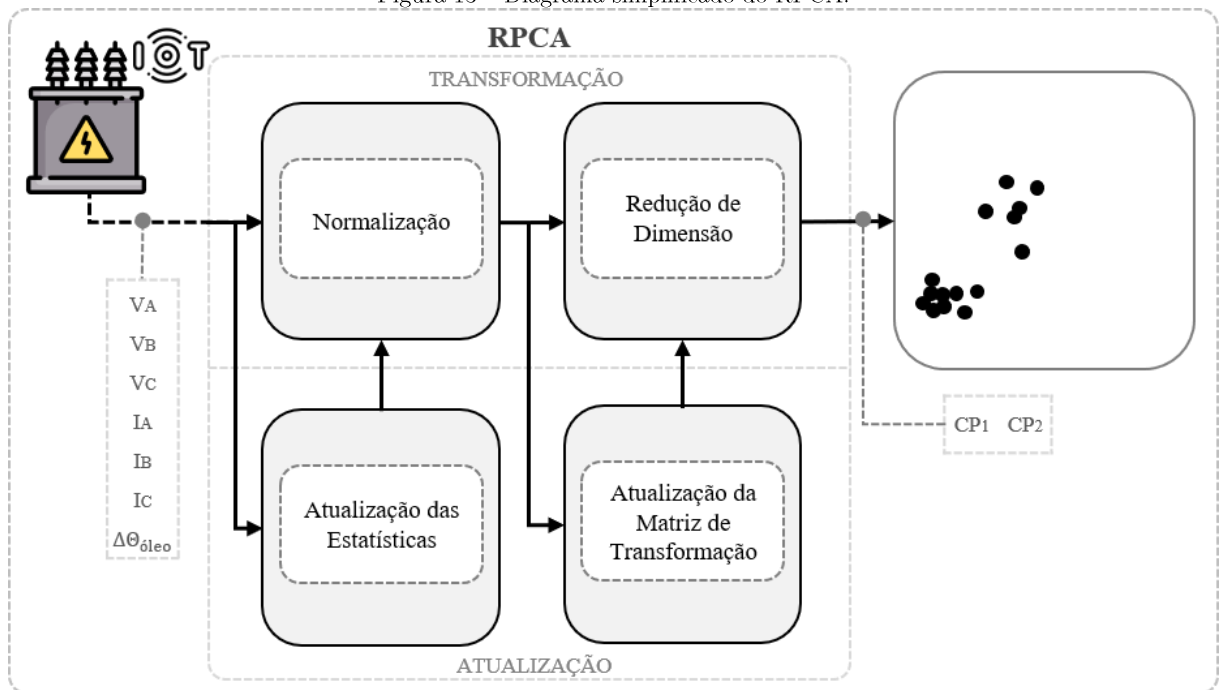
A Figura 13 ilustra de forma simplificada o processo de redução de dimensionalidade usando RPCA que tem quatro partes: normalização dos dados pré-processados, atualização das estatísticas (média e variância) usadas na normalização,

⁴ variáveis latentes (contrário de variáveis observáveis), são variáveis que não são diretamente observadas e sim inferidas (através de um modelo matemático) de outras variáveis que são observadas (medidas diretamente).

redução da dimensionalidade e atualização da matriz de transformação. O equacionamento completo do RPCA (fórmulas recursivas de atualização da matriz de rotação, média, variância e constante de esquecimento) é detalhado no Apêndice A.

Do ponto de vista de utilização, o RPCA é similar ao PCA, ficando a diferença no processo interno de atualização recursiva tanto da média e da variância (usadas na normalização dos dados pré-processados), quanto da covariância (usada para calcular a matriz de transformação).

Figura 13 – Diagrama simplificado do RPCA.



Fonte: o autor.

Conforme ilustra a Figura 13, quando uma amostra pré-processada chega ao processo de redução de dimensionalidade, ela é normalizada (etapa Normalização) e usada para atualizar a média e desvio padrão que serão usados na normalização das próximas amostras (etapa Atualização das Estatísticas). Depois que a amostra é normalizada, ela tem sua dimensionalidade reduzida para duas dimensões (etapa Redução de Dimensão) e é empregada na atualização da matriz de transformação que posteriormente será usada na redução de dimensão das próximas amostras (etapa Atualização da Matriz de Transformação).

Em síntese, as variáveis pré-processadas (I_A , I_B e I_C , V_A , V_B e V_C e $\Delta\Theta_{óleo}$), são reduzidas a um Ponto de Operação (CP_1 e CP_2) através da redução de dimensionalidade usando RPCA.

4.2.3 Segmentação

A segmentação, no contexto desse trabalho, consiste em dividir em segmentos (zonas) o espaço bidimensional formado pelas duas primeiras componentes principais de acordo com os diferentes níveis de estresse pré-determinados⁵. Inicialmente são criados intervalos para todas as grandezas em níveis de estresse, conforme ilustrado na Tabela 3. Depois que esses intervalos são definidos, eles devem ser normalizados e ter sua dimensionalidade reduzida, assim como é feito com as amostras, uma vez que também são representados no espaço bidimensional PCA. Quando estes intervalos são normalizados e têm a dimensionalidade reduzida, formam zonas contíguas indicadoras de estresse.

Ainda não existe uma padronização que possa ser usada para a criação dos intervalos de estresse. Algumas normativas ou textos orientativos, como no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [3] estabelece três intervalos para a tensão (adequada, precária e crítica). Já o Guia de carregamento IEEE C57.91 [45], indica três níveis de corrente e temperatura (normal, emergência de curta duração, emergência de longa duração). Nesta metodologia aqui descrita, são assumidos seis níveis de estresse (Subutilizado, Adequado, Pré-precário, Precário, Pré-crítico e Crítico). Outros trabalhos [13, 45, 46] usaram abordagens similares.

⁵ Estes valores são parametrizáveis pelo usuário do sistema de *software*.

Tabela 3 – Intervalos de classificação do nível de estresse do transformador no “Mapa de Operação”.

Níveis de estresse	$(V_A, V_B \text{ e } V_C)$ [pu]	$(I_A, I_B \text{ e } I_C)$ [pu]	$(\Delta\theta_{oleo})$ [pu]
Subutilizado	$(\geq 0,92 \text{ e } \leq 1,05)$ e	$< 0,60$ e	$< 0,60$
Adequado	$(\geq 0,92 \text{ e } \leq 1,05)$ e	$(\geq 0,60 \text{ e } < 0,95)$ e	$(\geq 0,60 \text{ e } < 0,95)$
Pré-precário	$(> 1,05 \text{ e } \leq 1,06)$ ou $(\geq 0,87 \text{ e } < 0,92)$ ou	$(\geq 0,95 \text{ e } < 1,00)$ ou	$(\geq 1,00 \text{ e } < 1,02)$
Precário	$(> 1,05 \text{ e } \leq 1,06)$ ou $(\geq 0,87 \text{ e } < 0,92)$ ou	$(\geq 1,00 \text{ e } < 1,05)$ ou	$(\geq 1,02 \text{ e } < 1,05)$
Pré-crítico	$(> 1,06 \text{ ou } < 0,87)$ ou	$(\geq 1,05 \text{ e } \leq 1,10)$ ou	$(\geq 1,05 \text{ e } \leq 1,10)$
Crítico	$(> 1,06 \text{ ou } < 0,87)$ ou	$> 1,10$ ou	$> 1,10$

Fonte: o autor.

4.3 Índice de Integridade

O “Índice de Integridade” (*Health Index* – HI) é uma metodologia que busca através de diversos parâmetros, necessários à verificação da condição do transformador, determinar um índice numérico, o qual representará em alguma medida a condição de operação do transformador. Nesse sentido, o “Índice Integridade” pode ser usado como critério para o ranqueamento ou priorização de transformadores para manutenção, reparo ou substituição. Isso se torna mais relevante quando o número de transformadores monitorados escala, de forma que analisar os diversos dados brutos, ou mesmo, avaliar o “Mapa de Operação” torna-se inviável diante as possíveis dezenas de milhares de transformadores de uma concessionária.

A composição do índice é formada por duas categorias de parâmetros. Os que são características intrínsecas do transformador, os quais incluem: idade, carregamento médio histórico, número de reparos e tipo predominante de consumidores ligados. Estes são chamados parâmetros *offline*. E a segunda categoria, que é constituída por parâmetros *online* medidos remotamente ou transformados a partir desses.

4.3.1 Parâmetros *offline*

Na Seção 2.1 foram apresentadas as principais causas de falha em transformadores de distribuição por diferentes concessionárias. A partir deste levantamento, constata-se

que os dados históricos (parâmetros *offline*) discutidos a seguir são importantes parâmetros e devem ser considerados no cálculo do “índice de integridade”.

- **Idade:** número de anos para os quais o transformador está em serviço desde a data de instalação. Normalmente, os transformadores de distribuição têm expectativa de vida de 15 a 25 anos [47, 48]. A probabilidade de falhas aumenta à medida que o equipamento envelhece.
- **Histórico de carregamento:** o histórico de carregamento é a média de todas as cargas no transformador, o que é importante para determinar quanta “fadiga” já foi suportada. Este parâmetro afeta diretamente o tempo de vida do transformador (ver Seção 2.3).
- **Número de reparos:** a pontuação desse parâmetro baseia-se na quantidade de vezes que o transformador é reparado. Nos trabalhos [47] e [48] foram discutidos como a taxa de falhas e conseqüentemente a expectativa de vida entre os transformadores de distribuição reformados é pior se comparado aos que nunca o foram.
- **Grupo Econômico:** em [47], avaliando a taxa de falhas entre transformadores rurais e urbanos, constatou-se que os transformadores rurais têm uma menor expectativa de vida. Portanto, assim como feito pelo PRODIST Módulo 10⁶ [49], os transformadores devem ser avaliados com relação ao grupo de atividade econômica. A nomenclatura RU, CO, IN e RE destinam-se à carga rural, carga comercial, carga industrial e carga residencial respectivamente.

Portanto, o índice calculado desses parâmetros *offline* (HI_{off}) é expresso como

$$HI_{off} = \frac{\sum_{n=1}^4 S_{Pi} \times W_{Pi}}{S_{max} \sum_{n=1}^4 W_{Pi}} \quad (4.3)$$

onde S_{Pi} é a pontuação de cada parâmetro com base no limite máximo admissível, S_{max} é a pontuação máxima para os parâmetros *offline* como mostrado na Tabela 4, Pi indica o i -ésimo parâmetro, S_{Pi} corresponde à pontuação associada ao i -ésimo parâmetro e W_{Pi}

⁶ Este módulo indica como os dispositivos de uma concessionária devem ser cadastrados em uma base de dados específica. Nesta base de dados, os dispositivos (como transformadores) recebem também classificações quando ao uso durante seu cadastro. Esta classificação é usada neste trabalho.

indica o peso correspondente. Por exemplo, se o carregamento histórico percentual estiver entre 61 e 75%, sua pontuação é $S_{Pi} = 3$ e o peso correspondente é $W_{Pi} = 2$.

As pontuações (Pi) e os pesos (W_{Pi}) dos parâmetros *offline* são baseados nos guias de carregamento do IEEE e da IEC [45, 37], em trabalhos sobre a expectativa de vida média de transformadores de distribuição, em trabalhos sobre como o grupo econômico impacta na confiabilidade [47, 48] e outros trabalhos com abordagens semelhantes [50]. No entanto, os valores dispostos na Tabela 4 são totalmente flexíveis e ajustáveis a novas perspectivas ou a iniciativas específicas.

Tabela 4 – Pesos e pontuações dos parâmetros *offline*.

Pi	Parâmetro <i>offline</i>	S_{Pi}				W_{Pi}
		4	3	2	1	
1	Idade [anos]	0–4	4–14	14–20	>20	4
2	Carregamento médio [pu]	<0,60	0,61–0,75	0,76–0,85	>85	2
3	Número de reparos	0	1	2	>2	4
4	Grupo econômico	RU	IN	RE	CO	1

Fonte: o autor.

4.3.2 Parâmetros *online*

De forma sintética, a integridade de transformadores de distribuição é considerada normal se o calor produzido estiver abaixo dos limites para condições operacionais específicas. O calor produzido no transformador deve-se principalmente ao incremento das perdas que, em última análise, resulta em redução da expectativa de vida do transformador (ver Seção 3.3.3). Desta forma, no que diz respeito à componente *online* do “índice de integridade”, seus principais parâmetros são:

- **Calor produzido devido a tensões desequilibradas:** as causas do desequilíbrio da tensão incluem: impedâncias desiguais das linhas trifásicas de transmissão e distribuição; distribuição grande e/ou desigual de cargas entre as fases; e cargas bifásicas e trifásicas desequilibradas. O nível de desequilíbrio de tensão pode ser calculado usando a definição contida no PRODIST Módulo 8 [3] como segue

$$FD = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (4.4)$$

onde,

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (4.5)$$

sendo V_{AB} , V_{AB} e V_{AB} as tensões de linha. Sob tensões desequilibradas, as perdas no transformador aumentam e a energia dessas perdas é liberada na forma de calor que deteriora o isolamento [51]. Assim, o fator de desequilíbrio da tensão (FD) é considerado como um dos parâmetros para avaliação da integridade do transformador.

- **Calor produzido devido às correntes harmônicas:** a normativa IEEE Std. C57.110 [52] categorizou as perdas ocorridas no transformador em perdas ôhmicas, perdas no núcleo, perdas por correntes parasitas e perdas suplementares. Todas essas perdas são incrementadas quando submetidas a correntes harmônicas [53, 54]. A elevação nas perdas é responsável pelo aumento do calor produzido e por conseguinte na elevação da temperatura do óleo e dos enrolamentos. Por essa razão a distorção harmônica total de corrente (THD) é considerada como parâmetro da integridade do transformador.
- **Calor produzido devido ao fator de potência:** Um fator de potência baixo usará uma quantidade maior de corrente para transferir uma determinada quantidade de potência ativa, quando comparado a um fator de potência alto, causando assim maiores perdas. Dessa forma o fator de potência ($\cos\varphi$) é usado na avaliação da integridade do transformador.
- **Efeito da temperatura dos enrolamentos na integridade:** a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos (Θ_H) é um dos indicadores mais importantes da condição de transformadores. A capacidade de carregamento dos transformadores é

limitada principalmente pela temperatura dos enrolamentos. Haja vista a importância dessa temperatura, é necessário que seja considerada na avaliação da integridade.

- **Elevação da temperatura devido a ineficiência em dissipar calor:** uma capacidade insuficiente do óleo refrigerante em dissipar calor, faz com que a temperatura do topo do óleo ($\Delta\theta_{TO}$) se eleve, sendo assim um bom indicador para a avaliação da integridade do transformador.
- **Tensão em regime permanente:** O aumento da tensão (sobretensão) causa um aumento proporcional no fluxo magnético e, portanto, aumenta as perdas no ferro. Além disso, é fundamental que para a caracterização de uma operação íntegra o nível de tensão (V) esteja dentro dos intervalos permitidos [3].

O “Índice de Integridade” devido aos parâmetros medidos remotamente (HI_{on}) do transformador, é calculado analogamente a HI_{off} . As pontuações (S_{Pi}) e pesos (W_{Pi}) para cada parâmetro medido remotamente são atribuídos conforme apresentado na Tabela 5. Os intervalos de pontuação e a importância de cada parâmetro remotamente monitorado contidos na Tabela 5 foram baseados nos limites e recomendações de [37, 52, 45, 46, 3, 50]. No entanto, assim como para os parâmetros *offline*, todas as pontuações e pesos são flexíveis e podem ser re-parametrizadas segundo interesses e análises próprias.

Haja vista todas as questões elucidadas sobre as principais grandezas associadas a integridade do transformador, e as ressalvas feitas com respeito as pontuações e pesos da Tabela 5, o “índice de integridade” devido aos parâmetros *online* (HI_{on}) é expresso como

$$HI_{on} = \frac{\sum_{n=5}^{10} S_{Pi} \times W_{Pi}}{S_{max} \sum_{n=5}^{10} W_{Pi}} \quad (4.6)$$

onde S_{Pi} é a pontuação de cada parâmetro baseada no limite máximo permitido, e S_{max} é a máxima pontuação permitida para os parâmetros *online*.

Tabela 5 – Pesos e pontuações dos parâmetros *online*.

P_i	Parâmetros <i>online</i>	S_{P_i}					W_{P_i}
		4	3	2	1		
5	V [pu]	0,92–1,05	0,87–0,92 ou 1,05–1,06	0,85–0,87 ou 1,06–1,07	>1,07 ou <0,85		3
6	$\Delta\theta_{TO}$ [pu]	<0,95	0,95–1,0	1,0–1,1	>1,1		3
7	THD [%]	<60	60–85	85–95	>95		2
8	FD [%]	<1,0	1,0–2,0	2,0–3,0	>3,0		2
9	$\cos\varphi$	>0,95	0,8–0,95	0,6–0,8	<0,6		1
10	θ_H [pu]	<0,95	0,95–1,0	1,0–1,1	>1,1		4

Fonte: o autor.

4.3.3 Cálculo do Índice de Integridade (HI)

O efeito do envelhecimento pode ser considerado como um efeito combinado dos anos de serviço e do histórico de carregamento do transformador (ou seja: são parâmetros *offline*). Na Seção 2.1 foi compilado os dados de três trabalhos, [11, 12, 14], e que mencionam que aproximadamente 47%, 46,7% e 46% das falhas dos transformadores de distribuição são devidas a causas como envelhecimento e sobrecarga.

Uma vez que a contribuição desses parâmetros *offline* estão na faixa de 46 e 47%, definiu-se nesta dissertação que a componente *offline* teria uma ponderação de 46,5% no HI final, enquanto os 53,5% restantes seriam atribuídos à componente *online*. Portanto, o “Índice de Integridade” geral (HI) do transformador é sugerido como:

$$HI = 0,465 HI_{off} + 0,535 HI_{on} \quad (4.7)$$

4.4 Degradação Térmica

É amplamente aceito que os transformadores têm uma expectativa de vida que pode ser conservada ou desperdiçada, dependendo de como o dispositivo é operado. A taxa em que essa expectativa de vida é reduzida está intimamente associada à temperatura do transformador, integrada ao longo do tempo. Com o monitoramento remoto e a metodologia de “Degradação Térmica” proposta nessa seção é possível

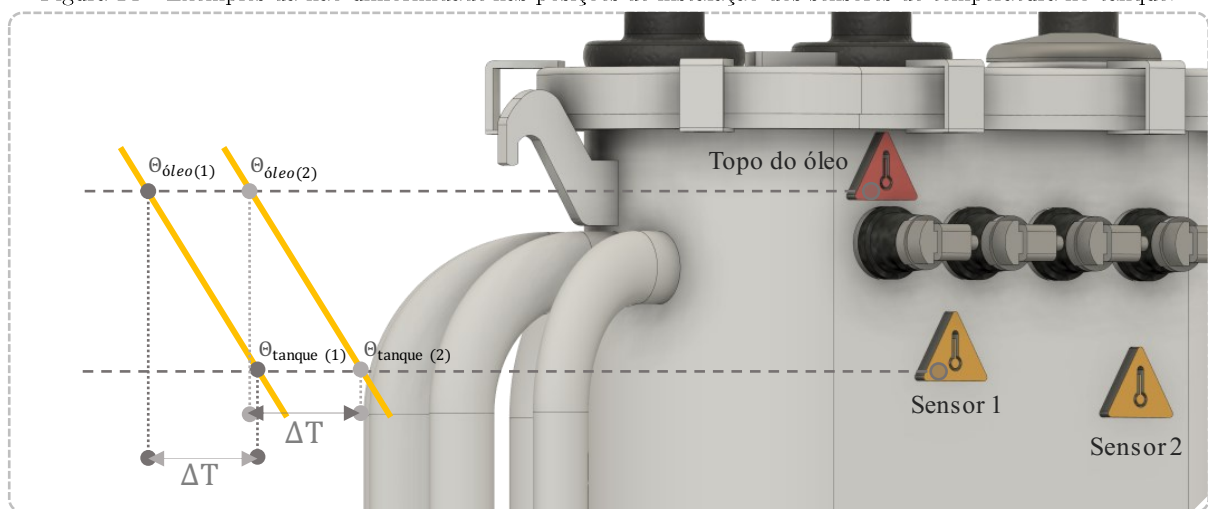
fornecer uma indicação quantitativa da taxa em que o transformador está se depreciando, ou ainda, o fator de envelhecimento equivalente.

4.4.1 Temperatura do topo do óleo

A temperatura medida no transformador sofre com a não uniformidade na instalação do sensor, conforme mostrado na Figura 14. A sua fixação no tanque em um ambiente real é um dos maiores desafios encontrados na instalação do dispositivo de monitoramento. Cada modelo de transformador pode ter um tanque diferente, tanto em tamanho quanto em forma. Por isso, determinar a altura equivalente do topo do óleo em todos os modelos, e ainda conseguir instruir o electricista em solo sobre o exato local da fixação do sensor são fatores operacionais práticos difíceis de determinar.

Portanto, é necessário criar um processo em *software* no qual seja possível ajustar a temperatura medida no tanque do transformador, considerando que em cada caso o sensor pode estar em uma posição diferente, conforme exemplificado pela Figura 14.

Figura 14 – Exemplos da não uniformidade nas posições de instalação dos sensores de temperatura no tanque.



Fonte: o autor.

Para fazer esta correção matemática, é usado o mesmo artifício simplificador da IEC 60076-2 [55], que diz que a temperatura dentro do tanque é incrementada linearmente da base ao topo, se o tipo de refrigeração for ONAN [55, p. 25]. Isso significa

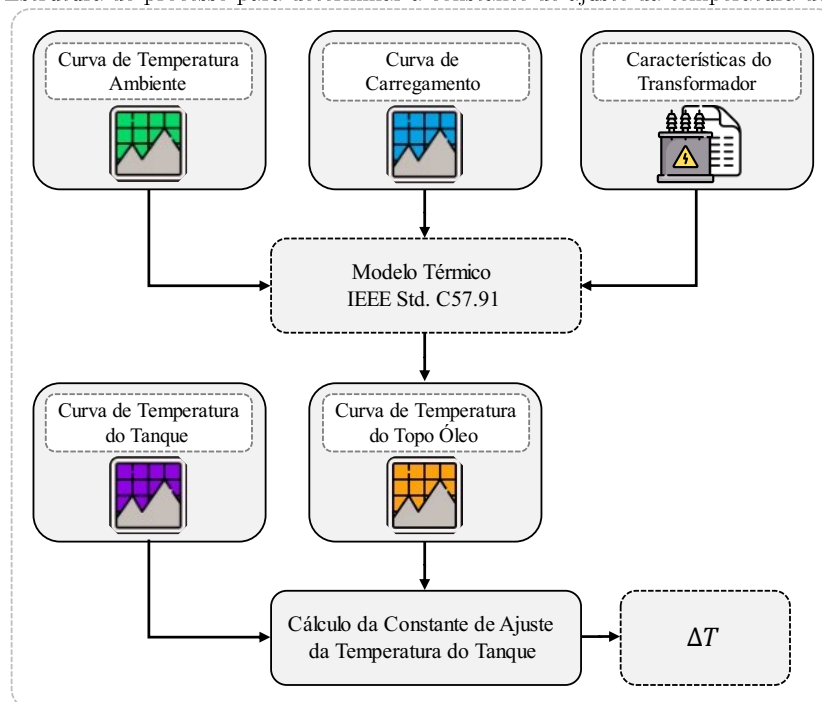
que a diferença de temperatura em dois pontos fixos no tanque (sensor e o topo do óleo por exemplo) é sempre constante, independente da temperatura ambiente ou carregamento. Portanto para qualquer temperatura medida no tanque, a temperatura do topo do óleo é aproximadamente:

$$\theta_{\text{óleo}} = \theta_{\text{tanque}} + \Delta T \quad (4.8)$$

onde ΔT é um valor constante que depende da diferença de altura entre o topo do óleo e o sensor. A Figura 15 mostra a estrutura do processo para estimar o valor de ΔT , que consiste basicamente em encontrar a diferença entre a média da temperatura medida no tanque e a média da temperatura do topo do óleo estimada pelo modelo IEEE Std. C 57.91 [45].

Tomando N medidas de temperatura do sensor no tanque (Θ_{tanque}) e a mesma quantidade de valores estimados pelo modelo IEEE Std. C 57.91 [45] da temperatura do topo do óleo ($\hat{\Theta}_{\text{óleo}}$), igualmente sincronizadas, a constante de ajuste é calculada conforme a Equação (4.9).

Figura 15 – Estrutura do processo para determinar a constante de ajuste da temperatura do topo do óleo.

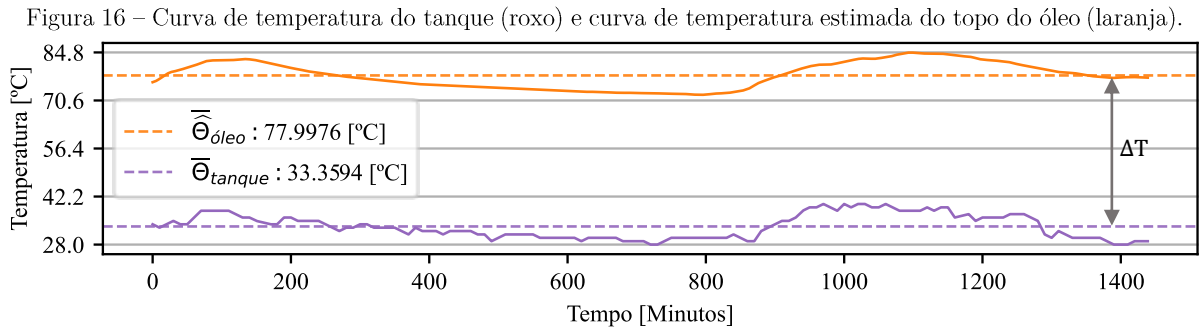


Fonte: o autor.

$$\Delta T = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (\hat{\Theta}_{\acute{o}leo}[k] - \Theta_{tanque}[k]) \quad (4.9)$$

4.4.1.1 Exemplo de aplicação

Considerando um transformador sujeito  as temperaturas medidas no tanque e temperaturas do topo do óleo estimadas pelo modelo IEEE Std. C57.91 [45], conforme mostrado na Figura 16. O artifício simplificador da normativa IEC 60076-2 [55], Equação (4.8), diz que a temperatura entre duas alturas diferentes no transformador é igual, exceto por uma diferença constante ΔT .



Fonte: o autor.

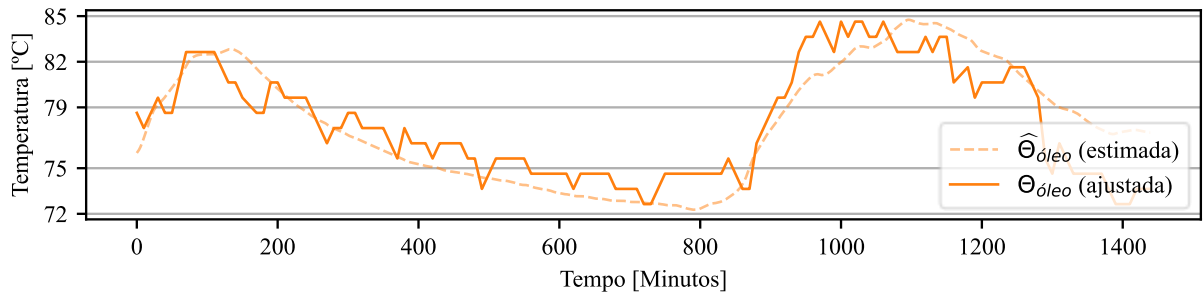
A partir da Equação (4.9), com base nas duas curvas da Figura 16, a constante de ajuste (ΔT) para esse transformador é dada por:

$$\begin{aligned} \Delta T &= \frac{1}{1440} \sum_{k=1}^{1440} (\hat{\Theta}_{\acute{o}leo}[k] - \Theta_{tanque}[k]) = \frac{1}{1440} \sum_{k=1}^{1440} \hat{\Theta}_{\acute{o}leo}[k] - \frac{1}{1440} \sum_{k=1}^{1440} \Theta_{tanque}[k] \\ &= \bar{\Theta}_{\acute{o}leo} - \bar{\Theta}_{tanque} = 77,9976 - 33,3594 = 44,6382 \end{aligned} \quad (4.10)$$

Logo, ΔT  44,638 C, ou seja, a diferença média entre a temperatura do topo do óleo e a temperatura medida em algum lugar do tanque deste transformador  constante e aproximadamente igual a 44,6382 C.

A Figura 17 mostra a curva de temperatura do óleo estimada pelo modelo IEEE Std. C57.91 ($\hat{\Theta}_{\acute{o}leo}$) e a curva de temperatura do topo do óleo ajustada a partir da temperatura do tanque ($\Theta_{\acute{o}leo}$).

Figura 17 – Curvas de temperatura do topo do óleo estimada e ajustada.

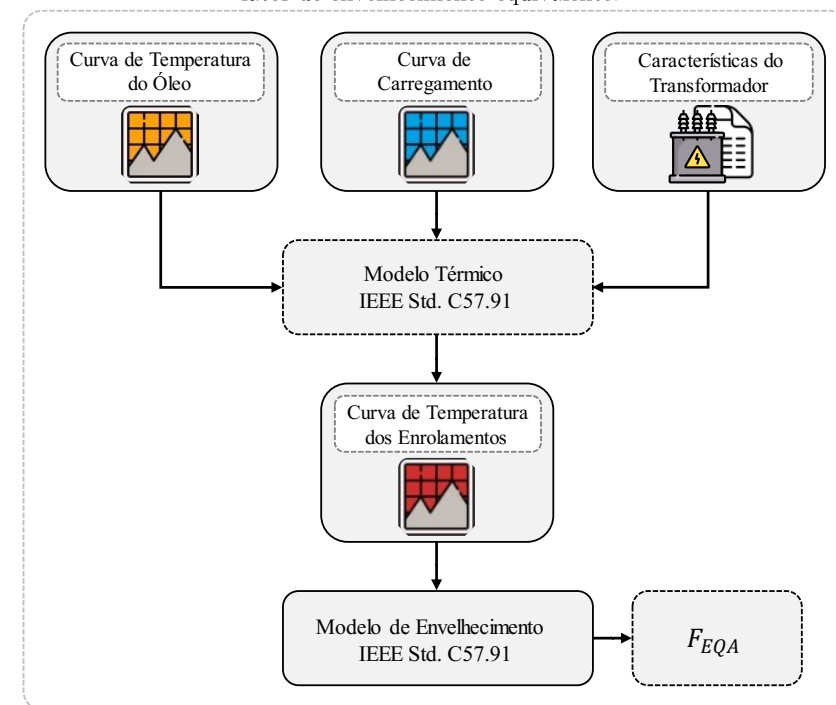


Fonte: o autor.

4.4.2 Envelhecimento equivalente

Na Figura 18 é apresentada a estrutura do processo de determinação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e do procedimento para a determinação do envelhecimento equivalente decorrente destas.

Figura 18 – Estrutura do processo de determinação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e do fator de envelhecimento equivalente.



Fonte: o autor.

Conforme Figura 18, a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos é estimada a partir do modelo térmico IEEE Std. C57.91 [45], com base nas características de projeto do equipamento, curva de carregamento e temperatura do topo do óleo. De

acordo também com a IEEE Std C57.91, o fator de aceleração do envelhecimento (F_{AA}), a que está sendo submetido o transformador por operar com temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos Θ_H , é determinado usando a Equação (4.11).

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right)} \quad (4.11)$$

Desta forma, o envelhecimento adicional do transformador é calculado a partir do fator de envelhecimento equivalente (F_{EQA}), conforme a Equação (4.12).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4.12)$$

onde F_{EQA} é o fator de envelhecimento equivalente para o período de tempo total, n é o índice de intervalo de tempo, N é o número total de intervalos de tempo, Δt_n é o intervalo de tempo e F_{AA_n} é o fator de aceleração do envelhecimento para a temperatura em que se encontra o enrolamento em cada intervalo de tempo Δt_n .

A Equação (4.12) foi formulada considerando um cenário com amostras esparsas e pouco frequentes, comum a maioria das iniciativas de medição dessa natureza. Nesse trabalho, por sua vez, tem-se acesso remoto às medições com frequências a partir de 1 amostra/minuto (parametrizável). Diante disso, são propostas as equações (4.13) e (4.14), versão recursiva da Equação (4.12), que evita que a cada nova amostra, seja feito a soma de todos os fatores de aceleração do envelhecimento (F_{AA}) anteriores.

$$t[k] = t[k - 1] + \Delta t[k] \quad (4.13)$$

$$F_{EQA}[k] = \frac{F_{EQA}[k - 1](t[k] - \Delta t[k]) + F_{AA}[k]\Delta t[k]}{t[k]} \quad (4.14)$$

4.4.2.1 Exemplo de aplicação

O exemplo a seguir considera um transformador sujeito a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos estimada pelo modelo IEEE Std. C57.91 [45], conforme mostrado na Figura 19. Com os valores de temperatura do ponto mais quente dos

enrolamentos, o fator de aceleração do envelhecimento (F_{AA_n}) é calculado, usando a Equação (4.11) e relacionados, para cada hora, na Tabela 6.

O fator de envelhecimento equivalente (F_{EQA}), calculado pela da Equação (4.12), com base nos dados da Tabela 6, é 0,0630, conforme Equação(4.12). Portanto um envelhecimento equivalente a 0,0630 dias ou 1,5129 horas, para um período de análise de 24 horas.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times 1}{\sum_{n=1}^N 1} = \frac{1,5129}{24} = 0,0630 \quad (4.15)$$

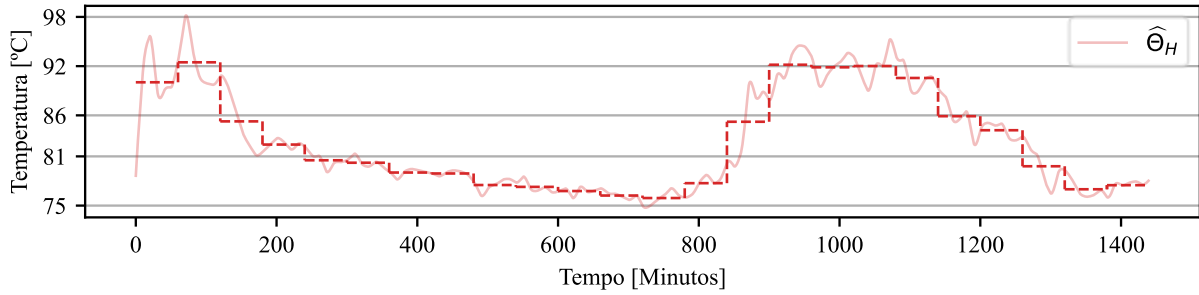
Tabela 6 – Temperatura estimada do ponto mais quente dos enrolamentos e fator de aceleração do envelhecimento.

Hora	Θ_H [°C]	F_{AA}
01:00	90,0327	0,1160
02:00	92,4673	0,1528
03:00	85,2671	0,0669
04:00	82,4396	0,0479
05:00	80,5248	0,0382
06:00	80,2246	0,0368
07:00	79,0300	0,0318
08:00	78,9154	0,0314
09:00	77,5077	0,0265
10:00	77,2813	0,0258
11:00	76,7744	0,0242
12:00	76,2260	0,0226
13:00	75,9210	0,0218
14:00	77,7331	0,0272
15:00	85,2204	0,0666
16:00	92,1717	0,1478
17:00	91,8590	0,1427
18:00	92,0140	0,1452
19:00	90,5562	0,1231
20:00	85,8971	0,0721
21:00	84,1861	0,0590
22:00	79,7951	0,0350
23:00	76,9907	0,0249
24:00	77,4870	0,0264

Fonte: o autor.

O mesmo resultado para F_{EQA} é alcançado usado o processo recursivo, mais apropriado ao monitoramento remoto, através das equações (4.13) e (4.14). Algumas etapas do processo iterativo são mostradas nas equações (4.16), (4.17), (4.18) e (4.19).

Figura 19 – Curva da temperatura estimada do ponto mais quente dos enrolamentos.



Fonte: o autor.

$$t_{(0)} = 0 \quad (4.16)$$

$$F_{EQA(0)} = 0$$

$$t_{(1)} = t_{(1-1)} + \Delta t_{(1)} = 0 + 1 = 1$$

$$F_{EQA(1)} = \frac{F_{EQA(1-1)}(t_{(1)} - \Delta t_{(1)}) + F_{AA(1)}\Delta t_{(1)}}{t_{(1)}} = \frac{0 \cdot (1 - 1) + 0,1160 \cdot 1}{1} = 0,1160 \quad (4.17)$$

$$t_{(2)} = t_{(2-1)} + \Delta t_{(2)} = 1 + 1 = 2$$

$$F_{EQA(2)} = \frac{F_{EQA(2-1)}(t_{(2)} - \Delta t_{(2)}) + F_{AA(2)}\Delta t_{(2)}}{t_{(2)}} = \frac{0,1160 \cdot (2 - 1) + 0,1528 \cdot 1}{2} = 0,1344 \quad (4.18)$$

$$t_{(24)} = t_{(24-1)} + \Delta t_{(24)} = 23 + 1 = 24$$

$$F_{EQA(24)} = \frac{F_{EQA(24-1)}(t_{(24)} - \Delta t_{(24)}) + F_{AA(24)}\Delta t_{(24)}}{t_{(24)}} = \frac{0,0646 \cdot (24 - 1) + 0,0264 \cdot 1}{24} = 0,0630 \quad (4.19)$$

4.5 Considerações do capítulo

Esse capítulo apresentou as três metodologias propostas para avaliação da condição de transformadores de distribuição em um ambiente IoT de monitoramento remoto. Começando pela metodologia do “Mapa de Operação”, onde foi mostrado que a correlação entre as correntes, tensões e temperaturas podem ser exploradas para criar uma ferramenta de análise e visualização da operação de transformadores. A segunda metodologia consistiu em um “Índice de Integridade”, alinhado com a disponibilidade de dados do sistema de monitoramento IoT, destacando-se pela capacidade de ser um índice geral da condição do transformador e podendo ser usado para o gerenciamento e priorização de manutenção e investimentos na rede. Além disso, a velocidade do

envelhecimento adicional a que o transformador está submetido, expresso através do fator de envelhecimento equivalente é explorada em detalhes na metodologia de “Degradação Térmica”.

5 Estudo de caso e análise de resultados

Neste capítulo são apresentados alguns dos resultados das metodologias propostas nesta dissertação. Ressalta-se, mais uma vez, que as metodologias ora apresentadas não carregam a pretensão de propor técnicas de avaliação definitivas. Ao contrário, tem por pretensão básica lançar as bases de discussão de métodos de processamento de sinais que devem ser associados a uma plataforma de IoT (de *software*, comunicação e medição) para que produza ao seu usuário final, informações práticas que o ajudem a avaliar a condição de operação de transformadores de distribuição. Dado este caráter embrionário (e prático), a quantidade de transformadores monitorados (em um cenário real) se resumiu a duas unidades para demonstrar os potenciais das ferramentas matemáticas-computacionais aqui propostas.

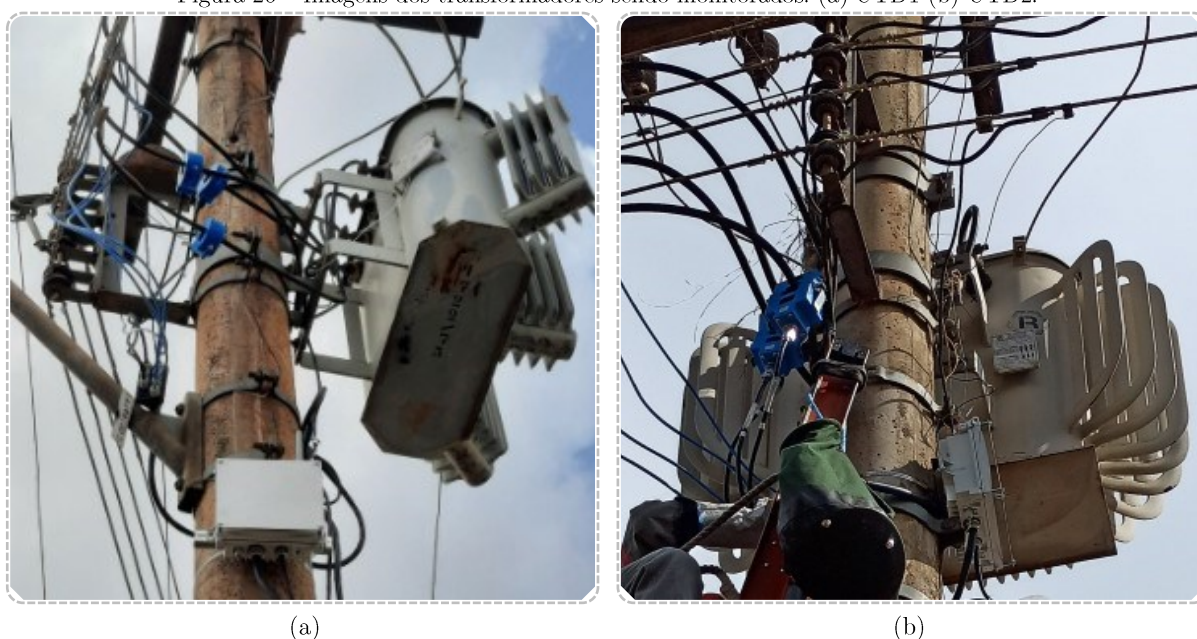
5.1 Amostra de transformadores monitorados

No estudo de caso apresentado nesse trabalho são monitorados remotamente duas unidades transformadoras de distribuição doravante designadas como UTD1 (Unidade Transformadora de Distribuição 1) e UTD2 (Unidade Transformadora de Distribuição 2). Ambas instaladas na rede aérea de distribuição sob concessão da CEB. A Figura 20 ilustra estes equipamentos.

As principais características construtivas desses transformadores são listadas na Tabela 7, estas foram reunidas dos *datasheets* dos fabricantes e dos respectivos registros na tabela EQTRD do BDGD da CEB. Ambos estão localizados em área urbana. As cargas instaladas nestes dispositivos são predominantemente residenciais. Além disso, não há registro de passagem destes por processo de condicionamento ou reforma.

A frequência de aquisição de amostras/medidas é de 20 medições por hora. Cada amostra é formada pelas correntes, tensões, fatores de potência, índices de distorção harmônica, potências ativas e potências aparentes, todas medidas individualmente nas fases A, B e C. Além disso, também são feitas as medições de temperatura do tanque e ambiente. Como discutido na Seção 4.1 a exatidão é $\pm 0,5$ unidades de medida, devido ao arredondamento feito no processo de transmissão dessas medidas.

Figura 20 – Imagens dos transformadores sendo monitorados. (a) UTD1 (b) UTD2.



Fonte: o autor.

Tabela 7 – Características construtivas dos transformadores avaliados.

Característica construtiva	UTD1	UTD2
	Instalado: 01/11/2004	Instalado: 12/04/2007
Potência	112,5 kVA	150 kVA
Tensão nominal AT	13,8 kV	13,8 kV
Tensão nominal BT	0,22 kV	0,38 kV
Forma construtiva	Selado	Selado
Frequência	60 Hz	60 Hz
Fase	ABCN	ABCN
Instalação	Ao tempo	Ao tempo
Refrigeração	ONAN	ONAN
Perdas em vazio	0,335 kW	0,320 kW
Perdas totais	1,37 kW	1,55 kW
Classe Material Isolante	E(120 °C)	E(120 °C)

Fonte: o autor.

5.2 Degradação Térmica

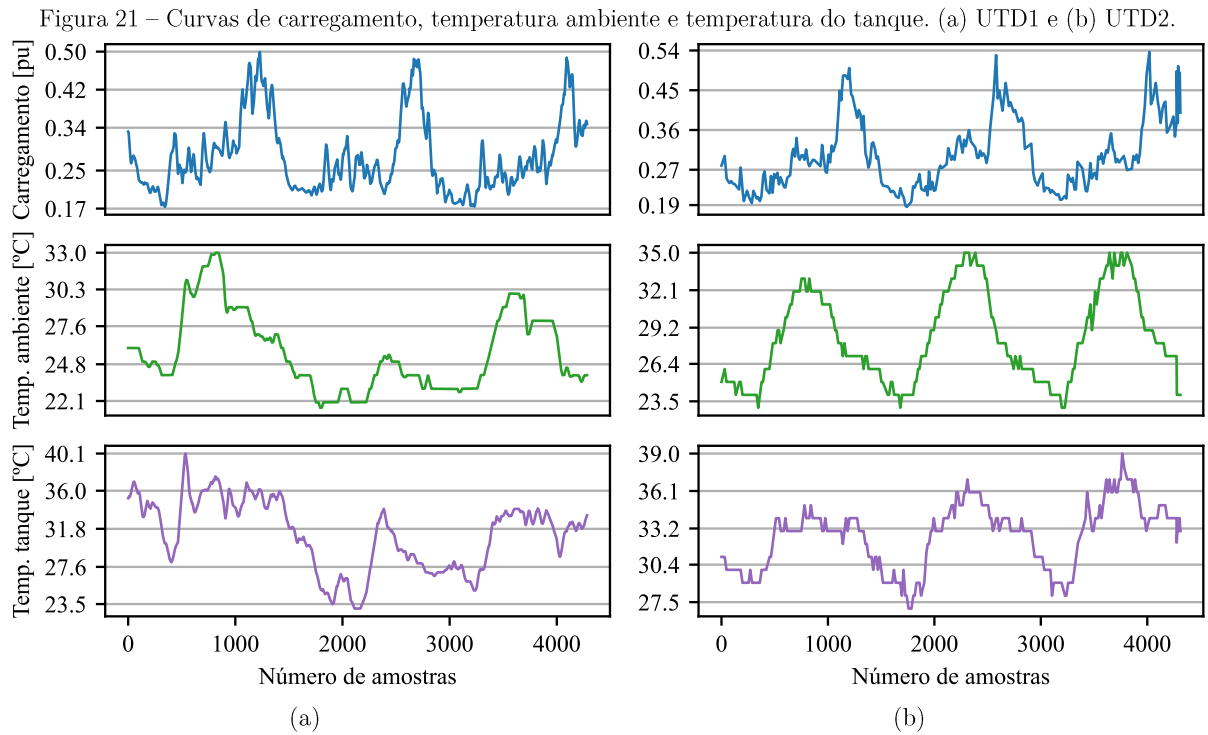
Para a contextualização da metodologia de “Degradação Térmica”, inicialmente é determinada a temperatura do topo do óleo a partir da temperatura medida no tanque para as duas unidades transformadoras. Em seguida são calculadas as respectivas temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos e os fatores de aceleração do envelhecimento.

5.2.1 Temperatura do topo do óleo

A temperatura do topo do óleo é estimada por meio da adição de uma constante previamente determinada à temperatura medida do tanque, conforme Equação (4.8). A determinação dessa constante para os transformadores monitorados UTD1 e UTD2 é realizada mediante os três primeiros dias de aquisição de amostras de carregamento, temperatura ambiente e temperatura do tanque, como mostrado na Figura 21. O mesmo procedimento feito para três dias e mostrado com mais detalhes a seguir, também foi feito considerando um, cinco e dez dias, os resultados são análogos conforme mostrado na Tabela 8.

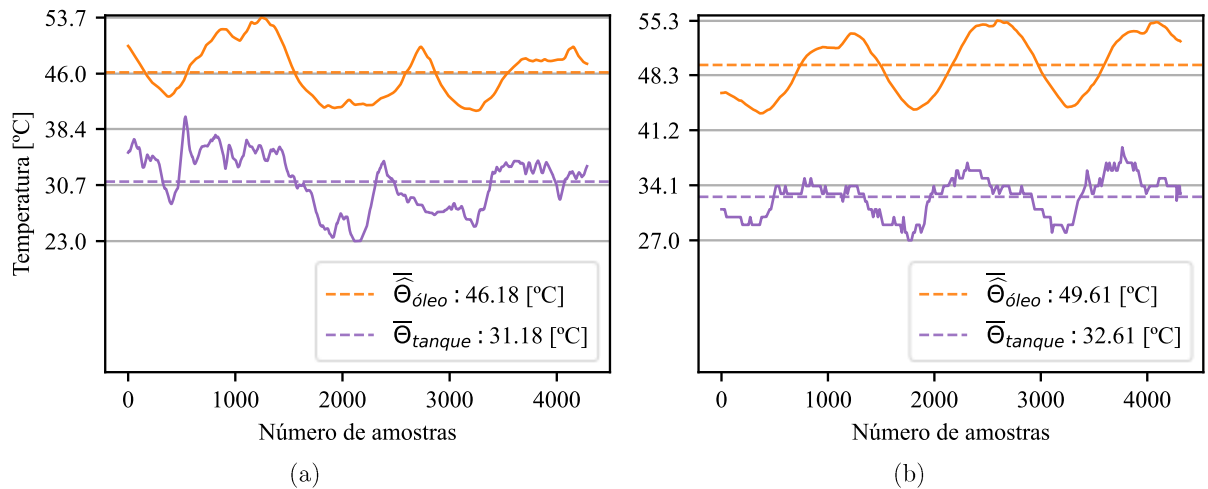
Conforme a estrutura do método de determinação da constante de ajuste mostrada na Figura 15, as curvas de corrente e temperatura ambiente, bem como as características construtivas dos transformadores contidas na Tabela 7, são inicialmente usadas para alimentar o modelo térmico IEEE C57.91, a fim de estimar a temperatura do topo do óleo para esses três dias de aquisição.

A Figura 22 mostra as curvas estimadas da temperatura para o topo do óleo em UTD1 e UTD2 pelo modelo IEEE C57.91, bem como as curvas da temperatura medida no tanque. A correlação entre as duas curvas é da ordem de 76% e 83% para UTD1 e UTD2 respectivamente.



Fonte: o autor.

Figura 22 – Curva estimada da temperatura do topo do óleo pelo modelo térmico e curva da temperatura medida no tanque do transformador. (a)UTD1 e (b)UTD2.



Fonte: o autor.

Seguindo o método, calcula-se as constantes de ajuste de UTD1 e UTD2, por meio da aplicação dos valores da curva estimada de temperatura do topo do óleo e da curva de temperatura medida no tanque, na Equação (4.9). Na Tabela 8 são exibidos os valores das constantes de ajuste de UTD1 e UTD2 considerando o uso de diferentes quantidades de dados (dias) nesse processo.

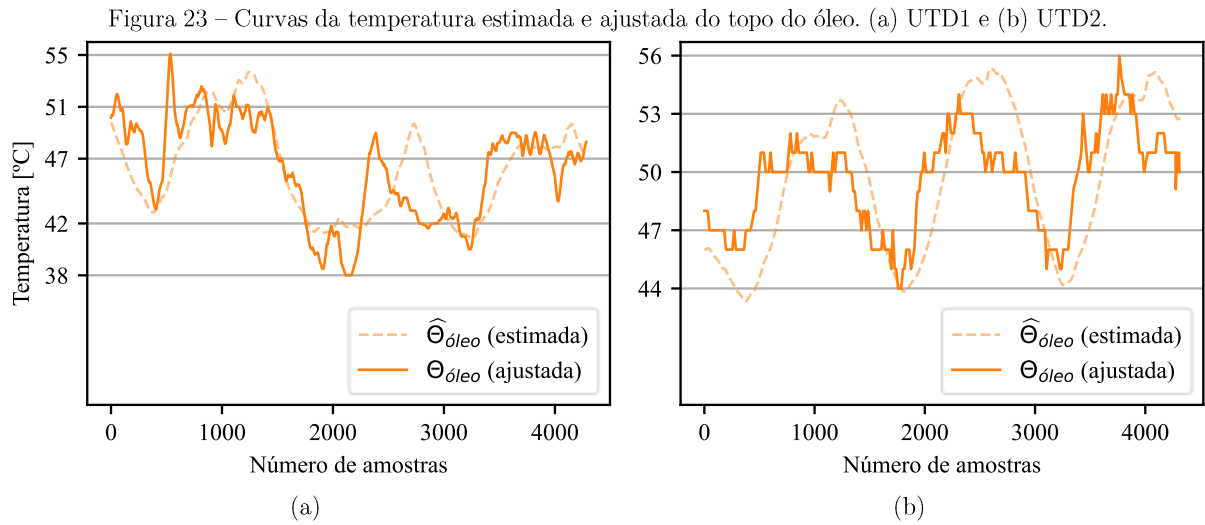
Tabela 8 – Constantes de ajuste da temperatura do topo do óleo.

Transformador	ΔT [°C]			
	1 dia	3 dias	5 dias	10 dias
UTD1	14,2597	14,9997	14,994	14,993
UTD2	17,5587	17,0007	16,9975	17,0107

Fonte: o autor.

Com isso, a temperatura do topo do óleo pode ser calculada somando a temperatura medida no tanque à constante de ajuste previamente determinada, conforme Equação (4.8). Na Figura 23, pode-se comparar graficamente a temperatura estimada pelo modelo térmico IEEE C57.91 e a temperatura ajustada a partir da temperatura do tanque. As curvas não são iguais, sendo uma gerada por um modelo e a outra por medidas reais. Mesmo assim, ambas as curvas compartilham padrões de crescimento e decrescimento, além disso, a amplitude das duas curvas é semelhante. O erro médio entre a curva ajustada e a curva estimada pelo modelo térmico é para UTD1 2,85°C e para UTD2 2,75°C. Diante disso, é razoável corroborar a tese levantada pela IEC 60076-2 [55] de que a temperatura dentro do tanque do transformador com refrigeração ONAN varia linearmente da base ao topo.

As constantes ΔT não deveriam sofrer alterações, exceto caso ocorra por exemplo, alguma mudança na posição do sensor no tanque. Portanto não é necessário que se determine continuamente essas constantes. Além disso, como determinar a constante de ajuste é imperativo ao restante das análises é importante que seja usado o menor intervalo de tempo possível para determiná-la. Para este estudo de caso, observou-se que a partir de três dias, conforme Tabela 8 a constante de ajuste não muda mais significativamente.



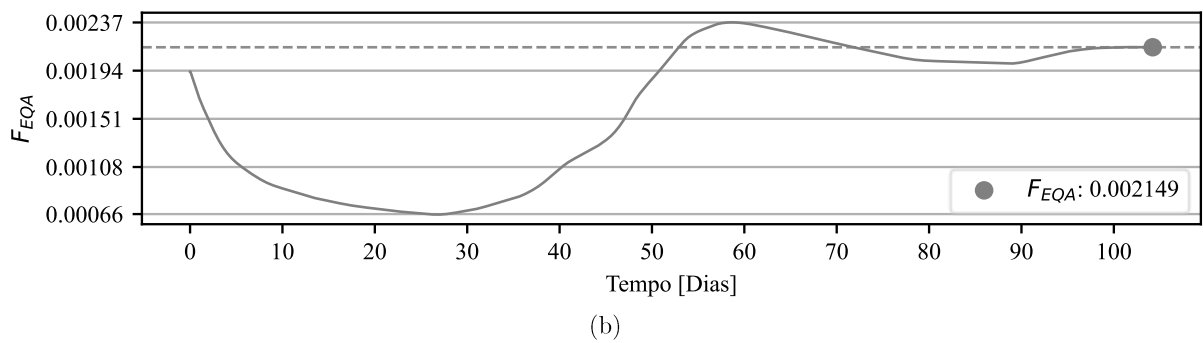
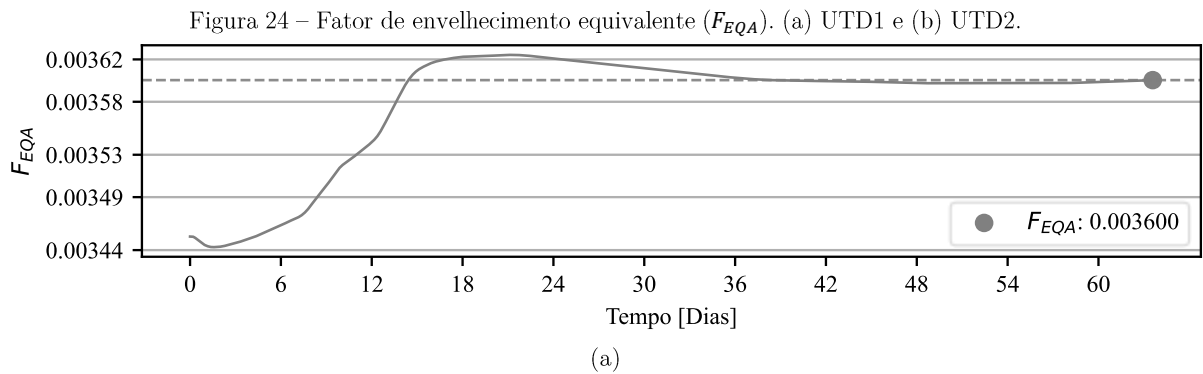
5.2.2 Envelhecimento Equivalente

De acordo com método para determinação do envelhecimento equivalente ilustrado na Figura 17, inicialmente é estimada a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, por meio do modelo térmico IEEE C57.91 [45] alimentado com a temperatura do topo do óleo ajustada na seção anterior, o carregamento e as características construtivas contidas na Tabela 7. A partir da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, dada pelo modelo térmico, determina-se o fator de envelhecimento equivalente (F_{EQA}) do transformador, através das equações recursivas (4.13) e (4.14).

Os valores de F_{EQA} dos transformadores UTD1 e UTD2, desde o início do monitoramento são apresentados na Figura 24. Observa-se uma instabilidade no começo do monitoramento, isso é devido à baixa quantidade de termos que formam F_{EQA} , com o passar do tempo os valores individuais de F_{AA} vão perdendo significância e F_{EQA} tende ao seu valor médio.

Devido à indisponibilidade de dados anteriores ao período em que ocorreu a instalação dos dispositivos de monitoramento, o F_{EQA} reflete apenas o envelhecimento a partir da instalação. No entanto, considerando que o perfil de carregamento geralmente

não tem grandes mudanças e quando as têm, provavelmente é no sentido que o carregamento no passado é menor. Logo, pode ser razoável supor que mesmo nessas condições de dados incompletos, F_{EQA} seja um bom indicador do envelhecimento equivalente da unidade transformadora, com mais probabilidade de estar sendo conservador do que subestimado.



Fonte: o autor.

Diante disso, o fator de envelhecimento equivalente (F_{EQA}), dos dois transformadores, atualizados recursivamente até última amostra desse estudo de caso, são mostrados na Tabela 9.

Tabela 9 – Fator de envelhecimento equivalente ao fim do estudo de caso.

Transformador	Fator de envelhecimento equivalente	Envelhecimento equivalente
UTD1	0,003600	0,7872%
UTD2	0,002149	0,4025%

Fonte: o autor.

Como observado na Tabela 9, UTD1 tem um fator de envelhecimento equivalente de 0,003600. Em outras palavras: dado o tempo de operação, segundo Tabela 7, de 16,4 anos, a idade estimada do isolamento celulósico dado pelo produto da idade cronológica

e do fator de envelhecimento equivalente é de 21,5496 dias. Analogamente, a UTD2 tem a idade estimada do isolamento de 10,9029 dias. Pode-se concluir, que ambos os transformadores estão, em termos de degradação do material isolante, bem abaixo do valor estimado de 7,42 anos segundo a IEEE C57.91 [45, p. 102]. Em termos percentuais, UTD1 teve 0,7872% do isolamento degradado e UTD2 teve 0,4025%, por sua vez. O baixo valor do fator de envelhecimento equivalente deve-se principalmente ao baixo carregamento médio dessas unidades transformadoras. A saber, 28,40% em UTD1 e 27,34% em UTD2.

5.3 Mapa de Operação

Os “Mapas de Operação” são criados baseados na premissa de uma alta correlação entre as correntes, tensões e temperaturas. A metodologia do “Mapa de Operação” atualiza recursivamente a matriz de covariância, ou seja, a cada nova amostra do sistema de monitoramento a matriz de covariância é atualizada. Dessa forma, para exemplificar essa correlação é escolhido arbitrariamente, mas sem perda de generalidade, as matrizes de covariância atualizadas até a primeira amostra do décimo dia de monitoramento, conforme mostrado na Tabela 10 e na Tabela 11 para UTD1 e UTD2 respectivamente.

Realizando a decomposição em autovalores e autovetores dessas matrizes de covariância, (ver Seção 3.2.3) tem-se que mais de 90% da informação está presente nas duas primeiras componentes principais, conforme mostrado na Figura 25. Além disso, observa-se que o padrão de distribuição da variância entre as componentes não é igual nos dois transformadores. Diante disso, faz-se necessário, que cada um deles tenha um mapa próprio, atualizado recursivamente à medida que novas amostras são admitidas.

Tabela 10 – Matriz de covariância amostral das grandezas de UTD1.

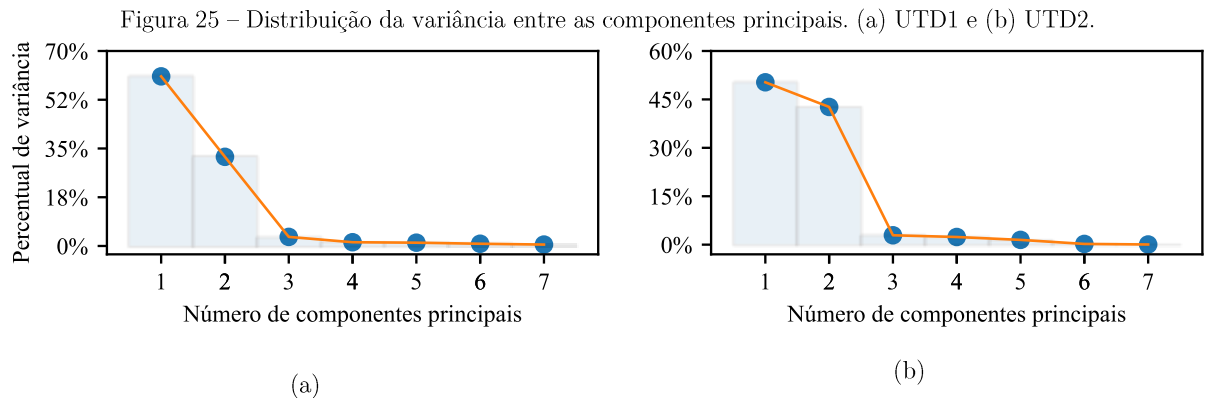
	VA	VB	VC	IA	IB	IC	$\Delta\theta_{\acute{o}leo}$
VA	1,000	0,933	0,940	-0,302	-0,437	-0,459	-0,057
VB	0,933	1,000	0,930	-0,326	-0,452	-0,468	-0,028
VC	0,940	0,930	1,000	-0,249	-0,375	-0,441	-0,071
IA	-0,302	-0,326	-0,249	1,000	0,902	0,911	0,777
IB	-0,437	-0,452	-0,375	0,902	1,000	0,916	0,738
IC	-0,459	-0,468	-0,441	0,911	0,916	1,000	0,665
$\Delta\theta_{\acute{o}leo}$	0,057	-0,028	0,071	0,777	0,738	0,665	1,000

Fonte: o autor.

Tabela 11 – Matriz de covariância amostral das grandezas de UTD2.

	VA	VB	VC	IA	IB	IC	$\Delta\theta_{\acute{o}leo}$
VA	1,000	0,994	0,993	-0,021	-0,130	-0,004	0,437
VB	0,994	1,000	0,995	-0,008	-0,121	-0,001	0,451
VC	0,993	0,995	1,000	-0,017	-0,116	-0,013	0,448
IA	-0,021	-0,008	-0,017	1,000	0,889	0,846	0,670
IB	-0,130	-0,121	-0,116	0,889	1,000	0,848	0,662
IC	-0,004	-0,001	-0,013	0,846	0,848	1,000	0,631
$\Delta\theta_{\acute{o}leo}$	0,437	0,445	0,448	0,670	0,662	0,631	1,000

Fonte: o autor.

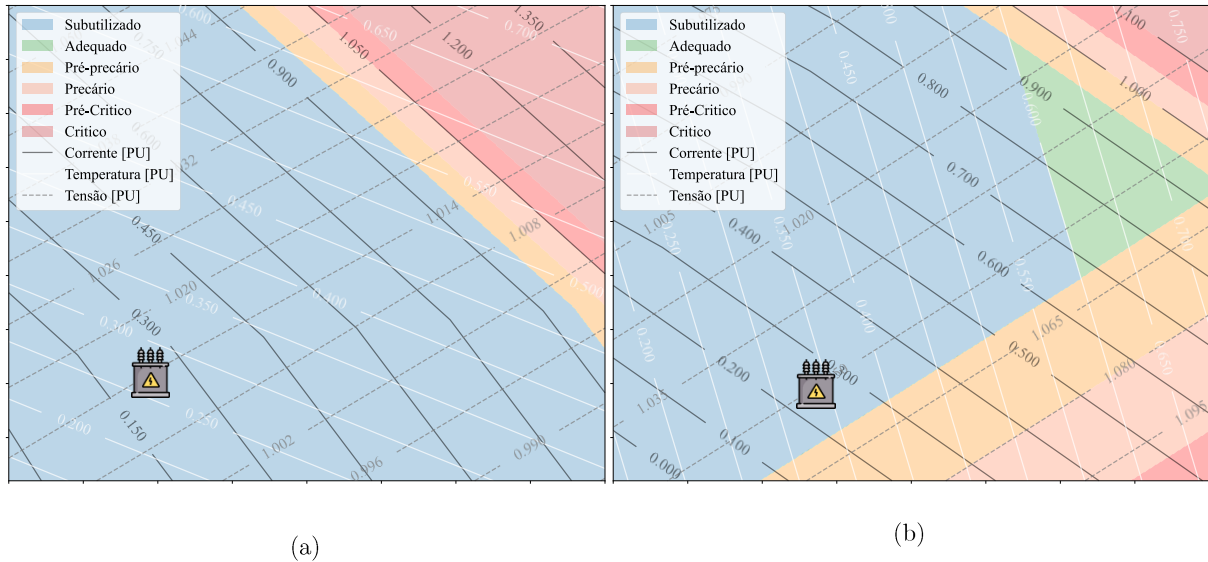


Fonte: o autor.

A Figura 26 ilustra para o mesmo instante das matrizes de correlação da Tabela 10 e Tabela 11, os Mapas de Operação de UTD1 e UTD2. Estes mapas foram segmentados em seis níveis de estresse (a relembrar: Subutilizado, Adequado, Pré-precário, Precário, Pré-crítico e Crítico). Observa-se que neste único mapa é possível determinar o nível de estresse no qual o transformador está submetido baseado nas regras definidas pela Tabela 3, além da tensão, corrente e temperatura medidos em tempo real. As linhas auxiliares mostradas na Figura 26 indicam os valores médios entre as fases de

corrente e tensão, além da elevação da temperatura do óleo em relação a temperatura ambiente, permitindo identificar rapidamente estes valores dado o ponto de operação.

Figura 26 – Mapas de operação. (a) UTD1 e (b) UTD2.



Fonte: o autor.

Os valores medidos em pu (por unidade) da primeira amostra do décimo dia de monitoramento, e que geraram os pontos de operação nos mapas da Figura 26, são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Medidas reais em pu dos pontos de operação nos mapas de estresse.

Transformador	IA	IB	IC	VA	VB	VC	$\Delta\theta_{\text{óleo}}$
UTD1	0,209128	0,266416	0,179201	1,013636	1,013636	1,013636	0,279808
UTD2	0,244493	0,224890	0,241190	1,047500	1,047500	1,046447	0,324615

Fonte: o autor.

Como mostrado na Figura 25, a quantidade de variância capturada com duas componentes principais é da ordem de 90%. No entanto, para mostrar o quanto isso impacta nas exatidões das medidas é feito a transformação inversa. Ou seja, usando a mesma matriz de transformação só que transformando as duas primeiras componentes principais (CP_1 e CP_2) nas variáveis originais. Nesse sentido, a Tabela 13 mostra as mesmas medidas da Tabela 12, só que a partir da transformação inversa das variáveis CP_1 e CP_2 .

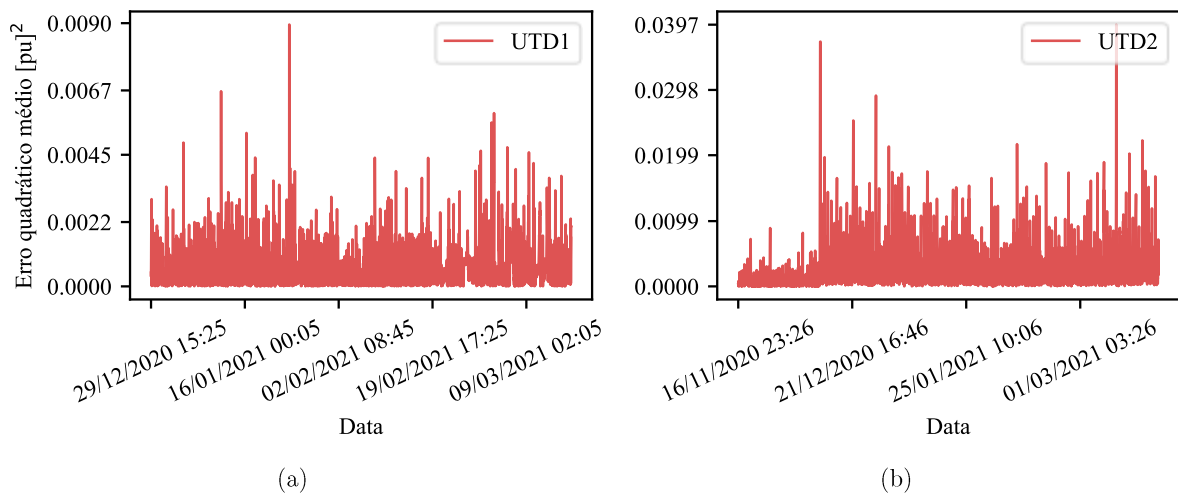
Tabela 13 – Medidas provenientes da transformada inversa de CP_1 e CP_2 .

Transformador	IA	IB	IC	VA	VB	VC	$\Delta\theta_{oleo}$
UTD1	0,228164	0,239870	0,198237	1,014112	1,013044	1,014057	0,273238
UTD2	0,241134	0,219654	0,253899	1,047500	1,044087	1,042198	0,323751

Fonte: o autor.

O erro quadrático médio da amostra original disposta na Tabela 12 com relação à amostra proveniente da transformação inversa de CP_1 e CP_2 contida na Tabela 13 é $0.00021048 \text{ [pu]}^2$ para UTD1 e $0.000047050 \text{ [pu]}^2$ para UTD2. Nesse sentido, mas abrangendo todo o período de monitoramento disponível nesse estudo de caso, o erro quadrático médio é calculado e mostrado na Figura 27.

Figura 27 – Erro quadrático médio devido à redução de dimensionalidade usando RPCA

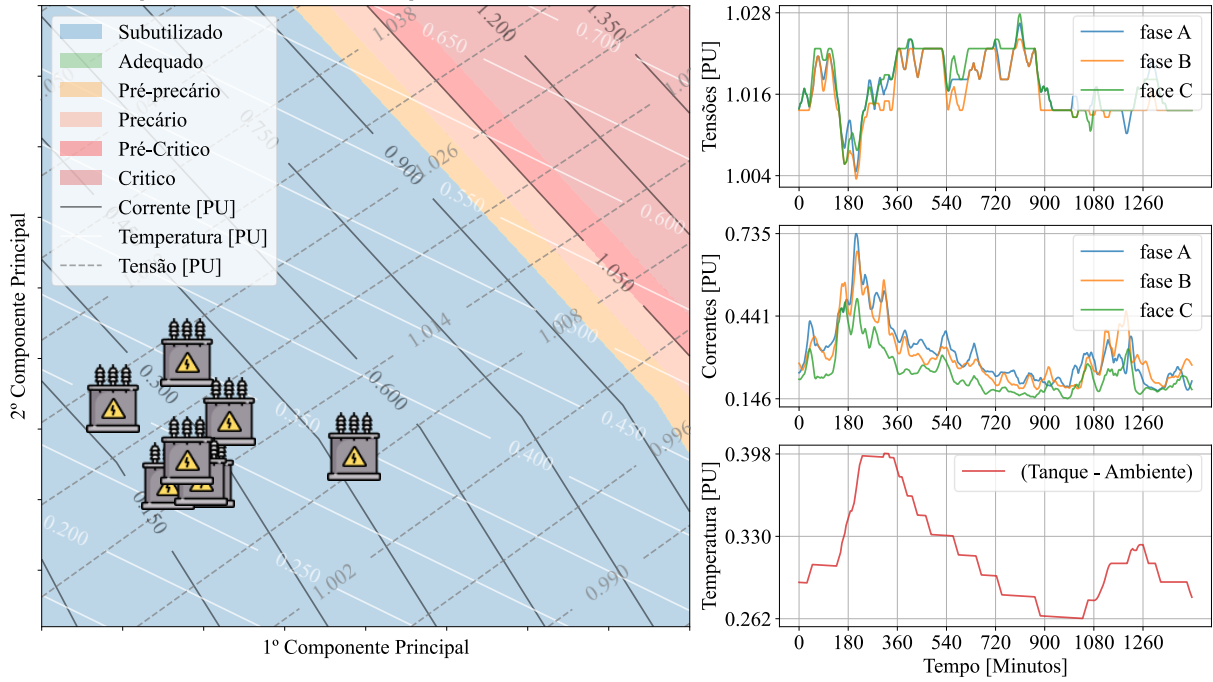


Fonte: autoria própria.

Portanto, o erro quadrático médio máximo que a redução de dimensionalidade usando RPCA causou foi de $0,008961 \text{ [pu]}^2$ para UTD1 e $0,039747 \text{ [pu]}^2$ para UTD2.

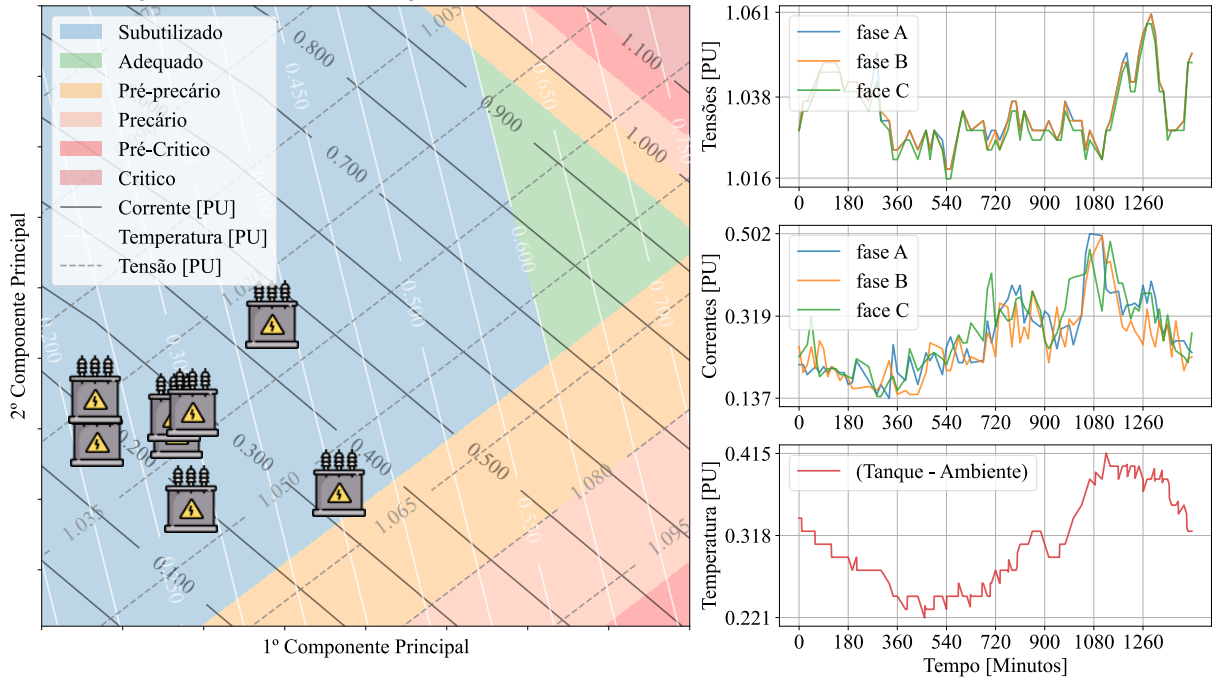
Os Mapas de Operação também podem ser usados para entender a dinâmica de operação dos transformadores ao longo do tempo. Por exemplo, a Figura 28 e a Figura 29 mostram os pontos de operação a cada duas horas em um dia típico de operação de UTD1 e UTD2.

Figura 28 – Pontos de operação a cada duas horas durante um dia de monitoramento de UTD1.



Fonte: o autor.

Figura 29 – Pontos de operação a cada duas horas durante um dia de monitoramento de UTD2.

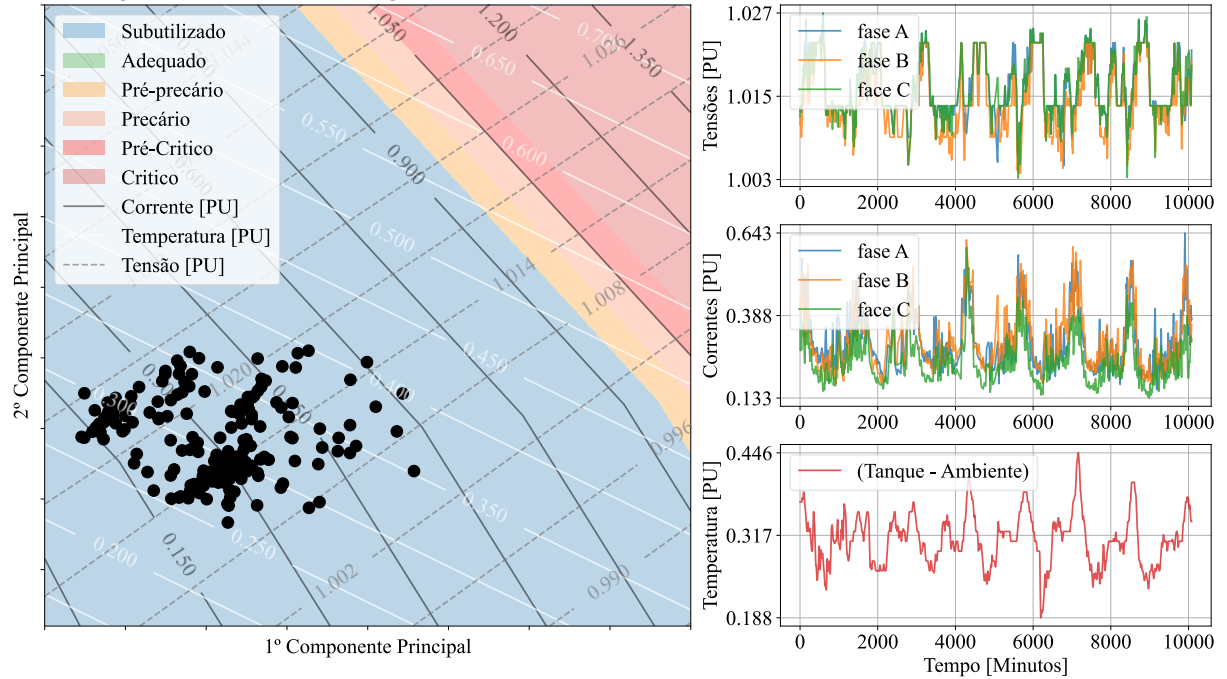


Fonte: o autor.

Ou ainda, em intervalos maiores de tempo, como o da Figura 30 e Figura 31, que mostram uma semana de monitoramento hora a hora. Dessa forma, percebe-se como o “Mapa de Operação” também consegue absorver a dimensão temporal, ou seja, analisar grandes intervalos da operação do transformador no mesmo gráfico.

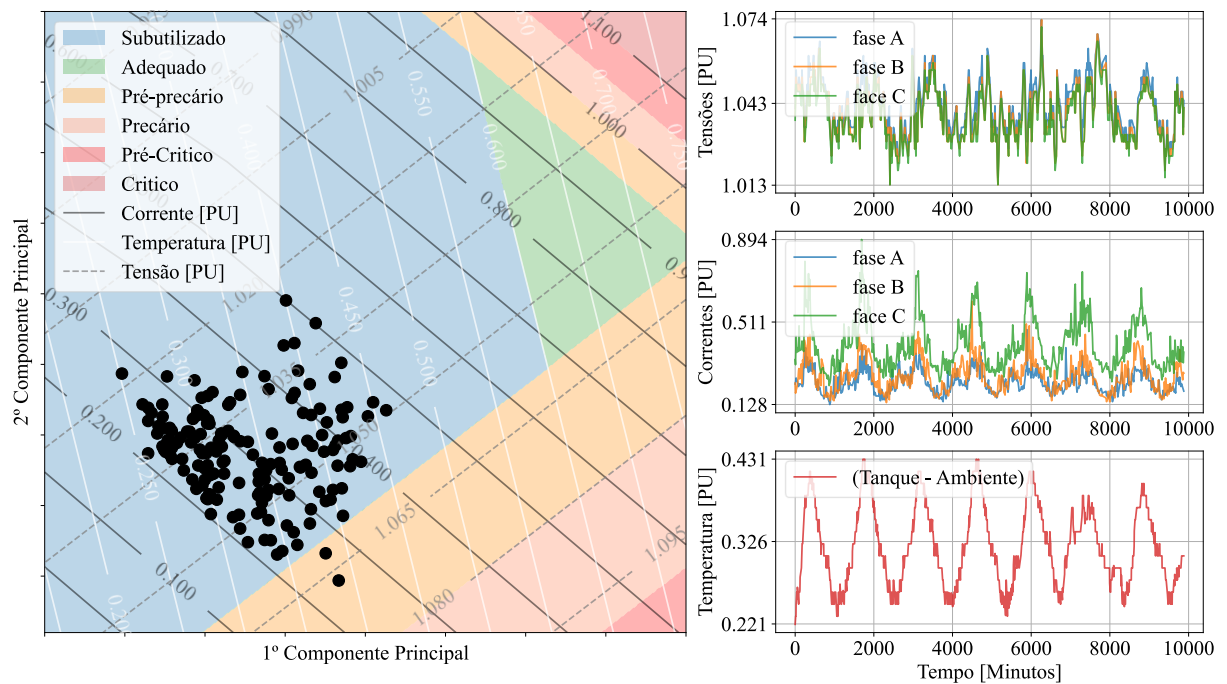
A Figura 31 é especialmente interessante porque mostra transgressões pontuais da operação de UTD2 para a zona Pré-precária. Analisando as linhas auxiliares fica claro que essas transgressões são causadas por elevações de tensão.

Figura 30 – Pontos de operação a cada uma hora durante uma semana de monitoramento de UTD1.



Fonte: o autor.

Figura 31 – Pontos de operação a cada uma hora durante uma semana de monitoramento de UTD2.



Fonte: o autor.

5.4 Índice de Integridade

A metodologia do “Índice de Integridade” dá ao seu usuário um índice objetivo, quantitativo e normalizado capaz de fornecer — em alguma medida — a condição geral de operação do transformador tele monitorado. Além disso, torna possível fazer uma rápida (e relativamente fácil) comparação entre todas as unidades transformadoras do parque de distribuição, uma vez que seria inviável apenas olhar os gráficos individuais de cada transformador, no cenário de uma grande cidade com dezenas de milhares de equipamentos.

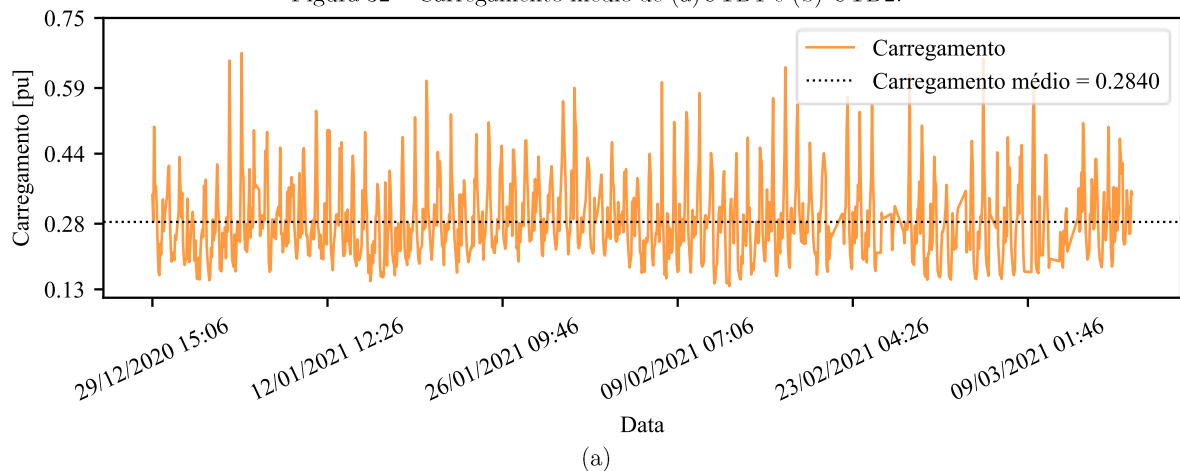
Conforme visto na Seção 4.3, a metodologia apresentada para o cálculo do “Índice de Integridade” (HI), separa os parâmetros em dois grupos: os parâmetros *offline* e os parâmetros *online*. Os parâmetros *offline* apresentados na Tabela 14 para UTD1 e UTD2, identificam características próprias do transformador ou da sua instalação, além do carregamento médio histórico, conforme mostrado na Figura 32. O “Índice de Integridade” dos parâmetros *offline* (HI_{off}), calculados conforme Equação (4.3), também são relacionados na Tabela 14.

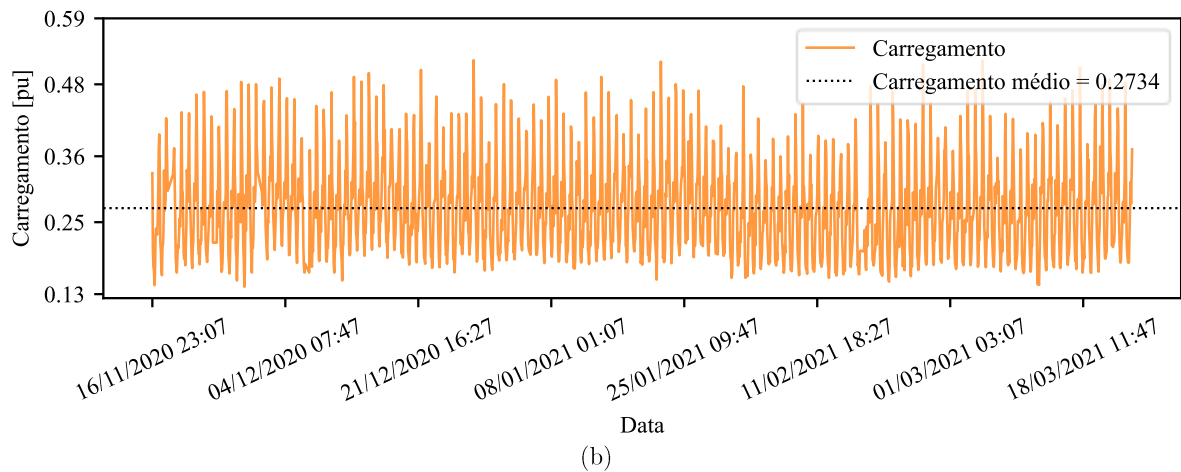
Tabela 14 – Parâmetros *offline*.

Transformador	Idade	Carregamento médio	Reparos	Grupo	HI_{off}
UTD1	16,4 anos	0,2840	0	RE	0,7727
UTD2	13,9 anos	0.2735	0	RE	0,8636

Fonte: o autor.

Figura 32 – Carregamento médio de (a)UTD1 e (b) UTD2.

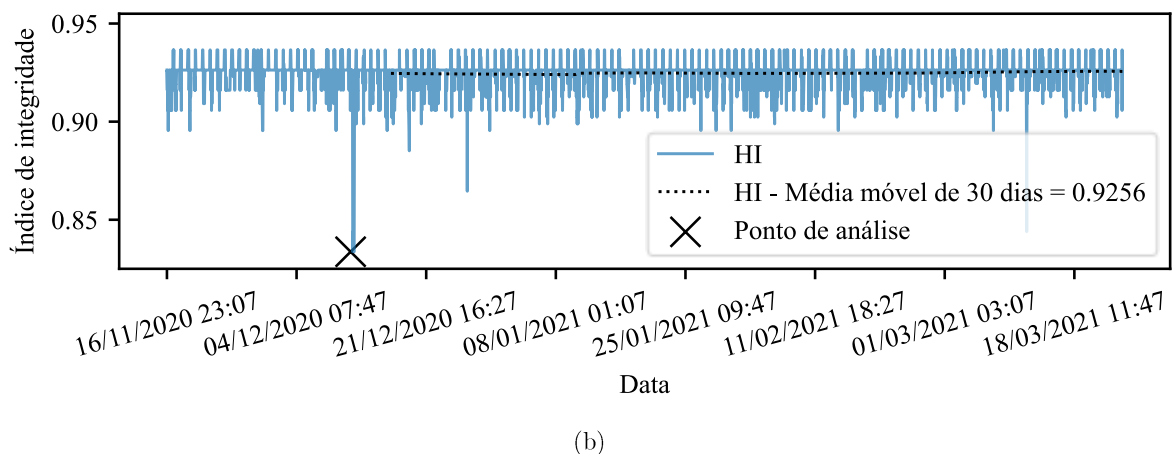
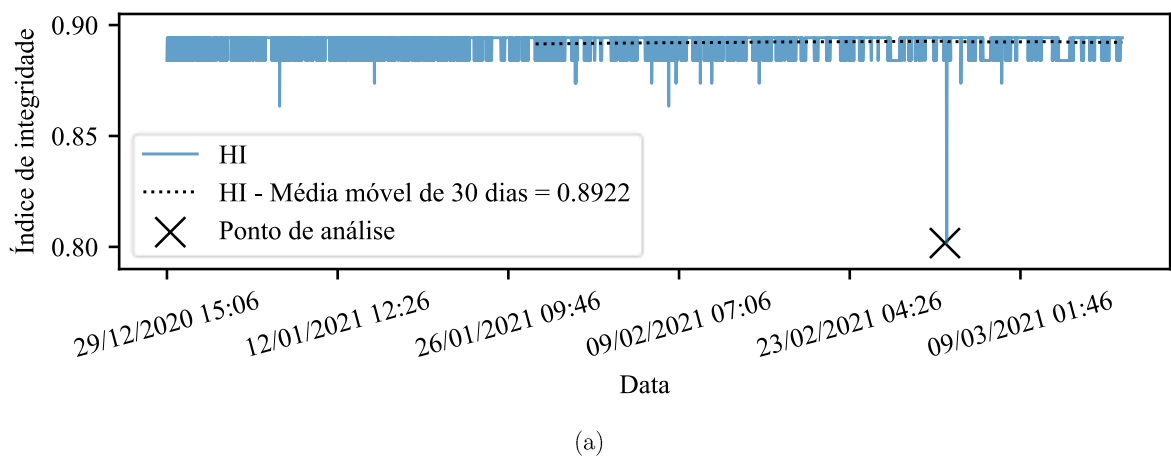




Fonte: o autor.

O “Índice de Integridade” devido aos parâmetros *online* (HI_{on}) usa as medidas provenientes do sistema IoT de monitoramento remoto e as pontuações e pesos da Tabela 5. O índice geral de integridade (HI), que pondera HI_{off} e HI_{on} , conforme Equação (4.6) é mostrado para todo o período do estudo de caso na Figura 33.

Figura 33 – “Índice de integridade” (HI). (a) UTD1 e (b)UTD2



Fonte: autoria própria.

A condição de não integridade é caracterizada por um “Índice de Integridade” baixo e recorrente, ou seja, uma transgressão sustentada. Dessa forma, variações transitórias de HI são consideradas anomalias e não propriamente condições de baixa integridade. Assim, o valor considerado nesse trabalho para HI é a média móvel de 30 dias (parametrizável).

A Tabela 15 mostra o valor da média móvel de HI no último dia do estudo de caso, onde ambos os transformadores apresentam um relativo alto grau de integridade. Isso é decorrente do comportamento estável e bem abaixo dos limites máximos admissíveis dos parâmetros *online*.

Tabela 15 – “Índice de integridade” ao fim do estudo de caso.

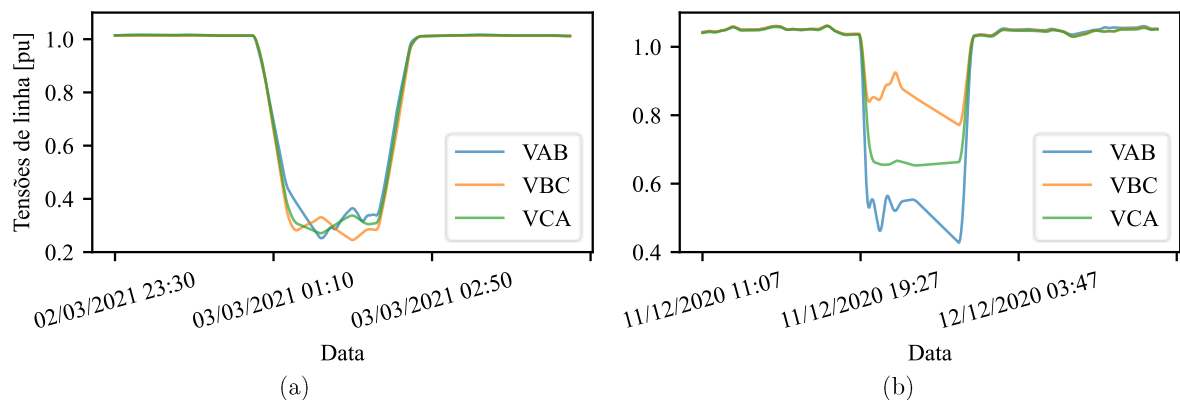
Transformador	“Índice de Integridade” (HI)
UTD1	0,8922
UTD2	0,9256

Fonte: o autor.

Adicionalmente, conforme observa-se na Tabela 15, mas sem perda de generalidade para um cenário com muitos mais transformadores, pode-se ranquear os transformadores de acordo com o valor do “Índice de Integridade”. Dessa forma a alocação de recursos é mais otimizada, dando prioridade de análise, manutenção, reparo ou substituição aqueles equipamentos com os menores Índices de Integridade.

Os pontos de anomalia destacados na Figura 33, são ambos devido a causas desconhecidas de queda de tensão, conforme mostrado na Figura 34.

Figura 34 – Níveis das tensões durante as anomalias indicadas pelos pontos de análise. (a) UTD1 e (b) UTD2.



Fonte: autoria própria.

5.5 Considerações do capítulo

O presente capítulo apresentou um estudo de caso das metodologias propostas de avaliação da condição de transformadores de distribuição em ambiente IoT. As contextualizações das metodologias foram realizadas considerando duas unidades transformadoras da área de concessão da CEB remotamente monitoradas. Além disso, foi usado o BDGD da CEB, em específico a tabela EQTRD, para obter informações cadastrais como: data da instalação, perdas, potência nominal, níveis de tensão, classe do isolamento etc.

A metodologia do “Mapa de Operação” foi contextualizada usando os dados remotamente monitorados, onde inicialmente foi mostrada a correlação entre as correntes, tensões e temperaturas, além da quantidade de variância explicada pelas duas primeiras componentes principais. Em seguida foi exemplificado como o “Mapa de Operação” pode ser usado para determinar a condição de operação do transformador e entender a dinâmica de operação do transformador em apenas duas dimensões.

O “Índice de Integridade” quantificou em alguma medida a condição geral dos transformadores do estudo de caso. Também foi mostrado que esse índice pode ser usado para fazer o ranqueamento dos transformadores e possibilitar, entre outras coisas, a alocação otimizada de recursos e a priorização de manutenção, reparo ou substituição.

O estudo de caso da metodologia da “Degradação Térmica” forneceu uma indicação quantitativa da taxa em que UTD1 e UTD2 estão se depreciando, ou ainda, o fator de envelhecimento equivalente. Além disso, atentando-se a idade de UTD1 e UTD2 foi calculado o envelhecimento equivalente do isolamento celulósico. O resumo da avaliação da condição dos transformadores UTD1 e UTD2 é mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Resumo da avaliação da condição de UTD1 e UTD2.

Transformador	“Mapa de Operação”	“Índice de Integridade”	“Degradação Térmica”
UTD1	Subutilizado	89,22%	0,7872%
UTD2	Subutilizado	92,56%	0,4025%

Fonte: autoria própria.

6 Considerações finais

6.1 Conclusões

Este trabalho propôs três metodologias de avaliação da condição de transformadores de distribuição em um cenário de *Smart grid*, utilizando dados de telemonitoramento de um *hardware* de medição baseado em tecnologia IoT. Cada metodologia teve como objetivo transformar os dados brutos em informações que permitam ao usuário final ter uma visão mais completa sobre as condições de operação dos equipamentos monitorados.

A metodologia proposta do “Mapa de Operação” foi capaz de sintetizar as correntes, tensões e temperaturas em apenas duas dimensões e mantendo a maior parte da variância. Além disso, o “Mapa de Operação” segmentado em zonas de estresse, permitiu ter uma visão abrangente sobre o estado de funcionamento do transformador.

O “Índice de Integridade” (*Health Index*) proposto foi capaz, com base no panorama de dados disponíveis em transformadores de distribuição, inferir a condição técnica geral dos transformadores analisados. Adicionalmente, este índice tem a capacidade de ranquear os transformadores, segundo as características deste índice, permitindo que uma concessionária com dezenas de milhares de transformadores não precise avaliar cada transformador individualmente, mas apenas aqueles com os piores “Índices de Integridade” em busca de uma visão de “*big picture*” de sua rede de distribuição.

A já bem conhecida metodologia de “Degradação Térmica”, que conta com modelos para determinação das temperaturas internas e perda de vida útil em transformadores, foi parcialmente adaptada nesse trabalho. Inicialmente foi proposto um método para estimar a temperatura do topo do óleo a partir da temperatura do tanque do transformador. Em seguida, o fator de aceleração do envelhecimento equivalente foi

calculado de maneira recursiva pelas equações propostas. Dessa forma, a metodologia de “Degradação Térmica” adaptada nesse trabalho, trouxe uma mudança aos métodos clássicos, ao adicionar a temperatura do tanque ao método e propor versões recursivas da equação do fator de envelhecimento equivalente, mais otimizadas para o monitoramento remoto com alta taxa de medição (da ordem de centenas de amostras diárias).

6.2 Trabalhos futuros

Recomenda-se o desenvolvimento de outros trabalhos de modo a complementar o estudo desenvolvido. Dentre pontos de melhoria e pesquisa, sugere-se:

1. Estudo do efeito do uso das metodologias de avaliação da condição na confiabilidade do sistema elétrico de distribuição (aderência do modelo).
2. Validação da metodologia de “Índice de Integridade” em um cenário com mais dispositivos e com mais tempo de monitoramento (anos).
3. Desenvolvimento de metodologias de tomada de decisão baseadas nas informações geradas por este trabalho.
4. Comparar o desempenho do RPCA em relação a outras técnicas de redução de dimensionalidade, inclusive não lineares e não ortogonais.
5. Obter *clusters* para os pontos do “Mapa de Operação” visando extrair os modos de operação do transformador e possíveis padrões de falhas.

Referências

- [1] International Energy Agency (IEA), “Key world energy statistics,” IEA, 2020.
- [2] M. L. Tuballa e M. L. Abundo, “A review of the development of Smart Grid technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 710-725, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.011>
- [3] “PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, p. 1–88, 2021.
- [4] Y. Jiang, C.-C. Liu, M. Diedesch, E. Lee e A. K. Srivastava, “Outage Management of Distribution Systems Incorporating Information From Smart Meters,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n^o 5, pp. 4144-4154, 2016. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2503341>
- [5] M. Wang, A. J. Vandermaar e K. D. Srivastava, “Review of condition assessment of power transformers in service,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, pp. 15-25, 2002. <https://doi.org/10.1109/MEI.2002.1161455>
- [6] T. K. Saha, “Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 10, n^o 5, pp. 903-917, 2003. <https://doi.org/10.1109/TDEI.2003.1237337>
- [7] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell e T. J. Painter, “Aging of oil-impregnated paper in power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, n^o 1, pp. 230-239, 2004. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820175>
- [8] “grid2020,” grid2020, [Online]. Available: <https://grid2020.com/products#DTM>. [Acesso em 31 03 2021].
- [9] “hiotron,” hiotron, [Online]. Available: <https://www.hiotron.com/dtms/>.

- [10] “edmi,” edmi, [Online]. Available: <https://www.edmimeters.com/solutions/distribution-transformer-monitoring/>. [Acesso em 31 03 2021].
- [11] A. Tariku e G. Bekele, “Distribution Transformer Failure Study and Solution Proposal in Ethiopia,” *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, p. 1–5, 2020. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219933>
- [12] N. Amadi e F. I. Izuegbunam, “Analysis of Transformer Loadings and Failure Rate in Onitsha Electricity Distribution Network,” *American Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 4, n^o 6, p. 157–163, 2016.
- [13] G. C. Jaiswal, M. S. Ballal, P. A. Venikar e D. R. Tutakne, “Genetic algorithm–based health index determination of distribution transformer,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 28, n^o 5, 2018. <https://doi.org/10.1002/etep.2529>
- [14] G. C. Jaiswal, M. S. Ballal e D. R. Tutakne, “ANN Based Methodology for Determination of Distribution Transformer Health Status,” *7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 21–23 december 2017. <https://doi.org/10.1109/ICPES.2017.8387281>
- [15] A. D. Ashkezari, H. Ma, C. Ekanayake e T. K. Saha, “Multivariate analysis for correlations among different transformer oil parameters to determine transformer health index,” *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p. 1–7, 2014. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345231>
- [16] B. Gorgan, P. V. Notinger, L. V. Badicu e G. Tanasescu, “Calculation of Power Transformers Health Indexes,” *Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series*, 2010.
- [17] I. G. N. S. Hernanda, A. C. Mulyana, D. A. Asfani, M. Y. Negara e D. Fahmi, “Application of health index method for transformer condition assessment,” *TENCON 2014 - 2014 IEEE Region 10 Conference*, p. 1–6, 2014. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2014.7022433>
- [18] A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service e W. Fan, “An approach to power transformer asset management using health index,” *IEEE Electrical Insulation*

Magazine, vol. 25, n^o 2, p. 20–34, 2009.

<https://doi.org/10.1109/MEI.2009.4802595>

- [19] W. Wattakapaiboon e N. Pattanadech, “The new developed Health Index for transformer condition assessment,” *2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, p. 32–35, 2016.
<https://doi.org/10.1109/CMD.2016.7757760>
- [20] A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang e J. Service, “An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers,” *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, p. 192–196, 2008.
<https://doi.org/10.1109/ELINSL.2008.4570308>
- [21] H. Zeinoddini-Meymand e B. Vahidi , “Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters,” *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 10, n^o 7, p. 823–830, 2016.
<https://doi.org/10.1049/iet-smt.2016.0184>
- [22] T. Hjartarson e S. Otal, “Predicting Future Asset Condition Based on Current Health Index and Maintenance Level,” *ESMO 2006 - 2006 IEEE 11th International Conference on Transmission Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, 2006.
<https://doi.org/10.1109/TDCLLM.2006.340747>
- [23] J. Haema e R. Phadungthin, “Condition assessment of the health index for power transformer,” *2012 Power Engineering and Automation Conference*, p. 1–4, 2012.
<https://doi.org/10.1109/PEAM.2012.6612413>
- [24] 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, p. 9–16, 2014.
<https://doi.org/10.1016/j.ctmat.2014.09.002>
- [25] A. E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama e M. Ibrahim, “Determination of transformer health condition using artificial neural networks,” *2011 International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications*, p. 1–5, 2011.
<https://doi.org/10.1109/INISTA.2011.5946173>

- [26] C. Ranga, R. Chandel e A. Kumar, “Condition assessment of power transformers based on multi-attributes using fuzzy logic,” *IET Science Measurement and Technology*, 2017.
<https://doi.org/10.1049/iet-smt.2016.0497>
- [27] K. Ibrahim, R. M. Sharkawy, H. K. Temraz e M. M. A. Salama, “Selection Criteria for Oil Transformer Measurements to Calculate the Health Index,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Eletrical Insulation*, vol. 23, n^o 6, pp. 3397-3404, 2016.
<https://doi.org/10.1109/TDEI.2016.006058>
- [28] J. H. Jürgensen, A. S. Godin e P. Hilber, “Health index as condition estimator for power system equipment: a critical discussion and case study,” *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 12–15 June 2017.
<https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1174>
- [29] J. R. Silva, *Modelagem para Monitoramento Térmico de Transformadores em Operação e Avaliação do Envelhecimento em Função do Perfil de Carregamento*, Universidade Federal de Santa Catarina, 2005.
- [30] H. Ahn, B. Lee e S. Hahn, “An efficient investigation of coupled electromagnetic-thermal-fluid numerical model for temperature rise prediction of power transformer,” *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems*, p. 1–4, 2011.
<https://doi.org/10.1109/ICEMS.2011.6073995>
- [31] W. Ben-gang, F. Chen-zhao, L. Hong-lei, L. Ke-jun e L. Yong-liang, “The improved thermal-circuit model for hot-spot temperature calculation of oil-immersed power transformers,” *2016 IEEE Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference*, pp. 809-813, 2016.
<https://doi.org/10.1109/ITNEC.2016.7560473>
- [32] Y. Cui, H. Ma, T. Saha, C. Ekanayake e D. Martin, “Moisture-Dependent Thermal Modelling of Power Transformer,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, p. 2140–2150, 2016.
<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2569123>

- [33] A. Elmoudi, M. Lehtonen e H. Nordman, “Thermal model for power transformers dynamic loading,” *Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, p. 214–217, 2006.
- [34] M. Hell, P. Costa e F. Gomide, “Participatory Learning in Power Transformers Thermal Modeling,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n^o 4, p. 2058–2067, 2008.
<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2008.923994>
- [35] Z. R. Radakovic e M. S. Sorgic, “Basics of Detailed Thermal-Hydraulic Model for Thermal Design of Oil Power Transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, n^o 2, p. 790–802, 2010. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2033076>
- [36] D. Susa e M. Lehtonen, “Dynamic thermal modeling of power transformers: further Development-part I,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, n^o 4, p. 1961–1970, 2006.
<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.864069>
- [37] IEC, Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. IEC 60076-7, 2018.
- [38] IEEE, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators,” *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, p. 1–123, 2012.
- [39] G. Swift, T. S. Molinski e W. Lehn, “A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, n^o 2, p. 171–175, 2001.
<https://doi.org/10.1109/61.915478>
- [40] W. H. Tang, K. Spurgeon, Q. H. Wu e Z. J. Richardson, “Modelling equivalent thermal dynamics of power transformers using genetic algorithms,” *Proceedings. International Conference on Power System Technology*, p. 1396–1400, 2002.
- [41] P. e J. , “grabcad community,” 2 janeiro 2013. [Online]. Available: <https://grabcad.com/library/transformador-trifasico>. [Acesso em 28 março 2021].

- [42] R. Johnson e D. Wichern , *Applied Multivariate Statistical Analysis*, Pearson, 2007.
<https://doi.org/10.1002/0471667196.ess6094>
- [43] I. T. Jolliffe, *Principal Component Analysis*, Springer , 2002.
- [44] I. M. Y. Negara, N. K. Aryani, D. A. Asfani, D. Fahmi, R. Jauhari e M. Wahyudi, “Analysis of physical and electrical characteristics of transformer oil insulation during accelerated thermal aging experiment and its lifetime estimation using arrhenius law and breakdown voltage test,” *2017 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, p. 139–143, 2017.
<https://doi.org/10.1109/ISITIA.2017.8124069>
- [45] IEEE, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators,” *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, p. 1–123, 2012.
- [46] IEEE, “IEEE Recommended Practice for Power Quality Data Interchange Format (PQDIF),” *IEEE Std 1159.3-2019 (Revision of IEEE Std 1159.3-2003)*, p. 1–185, 2019.
- [47] S. L. F. Santos, M. A. Ravaglio, A. P. Junior, D. P. Cerqueira, M. A. D. Bomfim, M. R. Sans, E. L. Kowalski, R. C. Scholz e M. V. A. Alvares, “Avaliação da Taxa de Falhas de Transformadores de Distribuição de Classes 15 kV e 36,2 kV na COELBA,” *XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, 22–26 outubro 2012.
- [48] M. A. Ravaglio, J. C. Schaefer, R. A. Gamboa, A. G. Adonis e M. M. Valença, “Avaliação da Vida Útil dos Transformadores da COPEL Distribuição,” *XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, 2004.
- [49] “PRODIST Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório,” *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, 2021.
- [50] M. S. Ballal, G. . C. Jaiswal, D. R. Tutkane, P. A. Venikar, M. K. Mishra e H. M. Surywanshi, “Online condition monitoring system for substation and service

transformers,” *IET Electric Power Applications*, 2017.

<https://doi.org/10.1049/iet-epa.2016.0842>

- [51] M. Mikha-Beyranvand, J. Faiz, B. Rezaeealam, A. Rezaei-Zare e M. Jafarboland, “Thermal analysis of power transformers under unbalanced supply voltage,” *IET Electric Power Applications*, 2019.

<https://doi.org/10.1049/iet-epa.2018.5799>

- [52] “IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents,” *IEEE Std C57.110TM-2018 (Revision of IEEE Std C57.110-2008)*, pp. 1-68, 2018.

- [53] J. Faiz, M. Ghazizadeh e H. Oraee, “Derating of transformers under non-linear load current and non-sinusoidal voltage – an overview,” *IET Electric Power Applications*, 2015.

<https://doi.org/10.1049/iet-epa.2014.0377>

- [54] A. Delaiba, O. Souto, J. C. Oliveira e J. R. Cardoso, “Validação Experimental da Metodologia para Avaliação do Comportamento Térmico de Transformadores Operando Sob Condições Não Senoidades,” [Online]. Available:

<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2015/12/VALIDA%C3%87%C3%83O-EXPERIMENTAL-DAMETODOLOGIA-PARA-AVALIA%C3%87%C3%83O-DOCOMPORTAMENTO-T%C3%89RMICO-DE-TRANSFORMADORES-OPERANDO-SOB-CONDI%C3%87%C3%95ES-N%C3%83O-SENOIDAIS.pdf>. [Acesso em 09 04 2021].

- [55] IEC, “Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers,” *IEC 60076-7:2018*, p. 1–89, 2018.

- [56] “TELECOM ENGINE,” 10 Março 2014. [Online]. Available:

<https://www.telecomengine.com/utility-spending-on-grid-monitoring-to-hit-50-billion-by-2023-navigant-research/>. [Acesso em 25 Janeiro 2021].

- [57] M. Rausand and A. Hoyland, *System Reliability Theory: Models, Statistical Methods, and Applications*, Wiley-Interscience, 2003.

- [58] G. J. McLachlan e K. Thriyambakam , *The EM Algorithm and Extensions*, John Wiley & Sons, 2007.
<https://doi.org/10.1002/9780470191613>
- [59] G. McLachlan e D. Peel, *Finite Mixture Models*, John Wiley & Sons, 2000.
<https://doi.org/10.1002/0471721182>
- [60] . C. M. Bishop , *Pattern Recognition and Machine Learning*, Springer , 2006.
- [61] CIGRÉ-Brasil, “Guia de Manutenção para Transformadores de Potência,” 2013.
- [62] A. Mamizadeh e I. Iskender, “Analyzing and comparing thermal models of indoor and outdoor oil-immersed power transformers,” *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, p. 1–8, 2009.
<https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5281988>
- [63] D. Y. Feng, Z. D. Wang e P. Jarman, “Modeling thermal life expectancy of the UK transmission power transformers,” *2012 International Conference on High Voltage Engineering and Application*, p. 540–543, 2012.
<https://doi.org/10.1109/ICHVE.2012.6357091>
- [64] R. A. N. Toledo, *Avaliação Teórico-Experimental de Modelos Térmicos para Estudos de Carregamento Senoidal e Não-Senoidal de Transformadores de Potência*, Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais–UFMG, 2011.
- [65] L. M. Souza, *Inteligência Computacional Aplicada à Modelagem Térmica e Avaliação da Vida Útil de Transformadores de Distribuição*, Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2011.
- [66] L. Tan, H. Li, X. Yan, J. Tian e J. Li, “An Improved Thermal Model for Power Transformers with Dynamic Loading,” *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, p. 1–4, 2012.
<https://doi.org/10.1109/APPEEC.2012.6307663>
- [67] L. Zhu, H. Li, X. Yao e S. Ji, “Improvement and application of dynamic thermal circuit model for oil-immersed power transformer,” *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, p. 591–594, 2014.
<https://doi.org/10.1109/IPMHVC.2014.7287345>

- [68] A. D. Ashkezari, H. Ma, T. K. Saha e C. Ekanayake, “Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, n^o 3, p. 965–973, 2013.
<https://doi.org/10.1109/TDEI.2013.6518966>
- [69] P. Picher, J. F. Boudreau, A. Manga, C. Rajotte, C. Tardif, G. Bizier, N. Di Gaetano, D. Garon, B. Girard, J. F. Hamel e S. Proulx, “Use of Health Index and Reliability Data for Transformer Condition Assessment and Fleet Ranking,” *CIGRE A2-101*, 2014.
- [70] F. O. Fernández, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernández, A. Santisteban e A. Cavallini, “Transformer health indices calculation considering hot-spot temperature and load index,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 33, n^o 2, p. 35–43, 2017.
<https://doi.org/10.1109/MEI.2017.7866677>
- [71] “Feature Selection for Effective Health Index Diagnoses of Power Transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, p. 3223–3226, 2018.
<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2762920>
- [72] A. J. C. Trappey, C. V. Trappey, L. Ma e J. C. M. Chang, “Intelligent engineering asset management system for power transformer maintenance decision supports under various operating conditions,” *Computers & Industrial Engineering*, vol. 84, pp. 3-11, 2015.
<https://doi.org/10.1016/j.cie.2014.12.033>
- [73] ABNT, *Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante—NBR 5356-7*, 2017.
- [74] D. Martin, C. Beckett, J. Brown e S. Nielsen, “Analysis and mitigation of Australian and New Zealand power transformer failures resulting in fires and explosions,” *Electrical Insulation Magazine*, vol. 35, n^o 6, p. 7–14, 2019.
<https://doi.org/10.1109/MEI.2019.8878255>

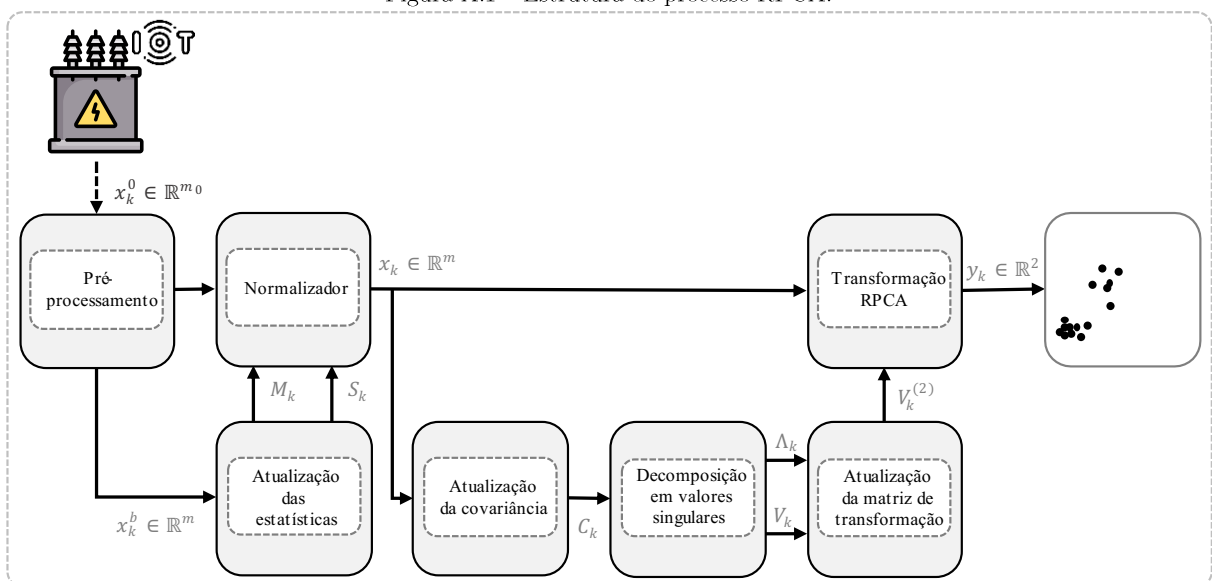
- [75] “Impacts of Voltage Unbalance on the Thermal Condition of Power Transformer,” [Online]. Available: <https://ukdiss.com/examples/voltage-unbalance-power-transformer.php>. [Acesso em 04 04 2021].
- [76] F. S. Fogliatto e J. L. D. Ribeiro, *Confiabilidade e Manutenção Industrial*, Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

Apêndice A: Análise Recursiva das Componentes Principais (RPCA)

Embora a Análise das Componentes Principais (PCA) tenha encontrado ampla aplicação no monitoramento de processos, mudanças lentas geralmente ocorrem em processos reais, o que leva a erros na detecção e diagnóstico em sistemas de monitoramento em tempo real.

O problema supracitado é abordado pela Análise Recursiva das Componentes Principais (RPCA). A atualização é realizada incorporando as novas informações disponíveis dentro da auto estrutura (autovalores e autovetores), em vez de manter um modelo estatístico fixo, como o PCA convencional. Para alcançar essa atualização recursiva, são desenvolvidas equações para médias, desvios padrão, matriz de covariância, autovalores e autovetores. A Figura A.1 mostra o diagrama de blocos do processo RPCA, nela está cada etapa do processo de atualização recursiva.

Figura A.1 – Estrutura do processo RPCA.



Fonte: autoria própria.

A.1 Fórmulas Recursivas do Módulo RPCA

Supondo um conjunto de n amostras sequenciais não normalizadas $X^b = (x_1^b, x_2^b, \dots, x_n^b) \in \mathbb{R}^{n \times m}$ produto de um sistema *online* de aquisição de dados. A média $M_k \in \mathbb{R}^m$ até k -ésima amostra desse conjunto, onde $0 < k < n$, é dada por:

$$\begin{aligned}
 M_k &= \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k x_i^b \\
 &= \frac{1}{k} \left[\left(\sum_{i=1}^{k-1} x_i^b \right) + x_k^b \right] \\
 &= \frac{k-1}{k} M_{k-1} + \frac{1}{k} x_k^b \\
 &= \frac{k-1}{k} M_{k-1} + \left(1 - \frac{k-1}{k} \right) x_k^b
 \end{aligned} \tag{A.1}$$

Com a Equação A.1 é possível calcular a média recursivamente à medida que novas amostras são coletadas. Nota-se que a ponderação para novas amostras cai a cada iteração, até que para um número k muito grande de amostras, a influência de novas amostras tende para zero. Essa característica garante que a média convirja para a média amostral.

No entanto, em um sistema não estacionário a média global pode não ser uma boa métrica para o estado atual das amostras. Para lidar com isso é adicionado um novo termo a Equação A.1, a constante de esquecimento $0 < \eta \leq 1$, normalmente próxima da unidade.

$$M_k = \frac{k-1}{k} \eta M_{k-1} + \left(1 - \frac{k-1}{k} \eta \right) x_k^b \tag{A.2}$$

Quando k é pequeno, a constante de esquecimento, aproximadamente um, tem pouca influência no cálculo recursivo, no entanto quando k torna-se grande no decorrer do processo iterativo a constante de esquecimento começa a dominar a ponderação.

Na Seção A.2 é mostrado como pode ser feita a escolha da constante de esquecimento de forma que a média reflita apenas as N últimas amostras.

A variância $S_k \in \mathbb{R}^{m \times m}$ até k -ésima amostra desse conjunto já enunciado, onde $0 < k < n$, é dada por:

$$\begin{aligned} S_k &= \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^k (x_i^b - M_k)^2 \\ &= \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^k x_i^{b2} - M_k^2 \end{aligned} \quad (\text{A.3})$$

fazendo o algebrismo apropriado na Equação (A.3) chega-se em:

$$S_k = \frac{k-2}{k-1} S_{k-1} + \left(1 - \frac{k-1}{k}\right) (x_k^b - M_{k-1})^2 \quad (\text{A.4})$$

Da mesma forma que para a média essa equação recursiva tem convergência matemática para a variância amostral. Como discutido anteriormente para tornar essa equação mais adequada para sistemas não estacionários adicionasse-a Equação (A.4) a constante de esquecimento, como segue

$$S_k = \frac{k-2}{k-1} \eta S_{k-1} + \left(1 - \frac{k-1}{k} \eta\right) (x_k^b - M_{k-1})^2 \quad (\text{A.5})$$

Uma vez que a média e variância estão sendo atualizadas em um contexto *online*, cada nova amostra $x^b \in \mathbb{R}^m$ é normalizada com relação a variância da seguinte forma:

$$x_k = \frac{(x_k^0 - M_k)}{S_k} \quad (\text{A.6})$$

onde x_k é a amostra normalizada com média zero.

Feita a normalização a próxima etapa no desenvolvimento das equações recursivas é derivar a covariância recursivamente. Seja $X = (x_1, x_2, \dots, x_n) \in \mathbb{R}^{n \times m}$ um conjunto de n amostras sequenciais normalizadas com média zero produto de um sistema *online* de aquisição de dados. A covariância $C_k \in \mathbb{R}^{m \times m}$ até k -ésima amostra desse conjunto, onde $0 < k < n$, é dada por:

$$C_k = \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^k x_i x_i^T \quad (\text{A.7})$$

Desenvolvendo a Equação (A.7) de forma semelhante a maneira que foi feito para a média e para a variância, chega-se na seguinte equação recursiva

$$\mathbf{C}_k = \frac{k-2}{k-1} \mathbf{C}_{k-1} + \left(1 - \frac{k-1}{k}\right) \mathbf{x}_k \mathbf{x}_k^T \quad (\text{A.8})$$

Com a matriz de covariância $\mathbf{C}_k \in \mathbb{R}^{m \times m}$ pode-se realizar a Decomposição em Valores Singulares (SVD) como segue:

$$\mathbf{C}_k = \mathbf{V}_k \mathbf{\Lambda}_k \mathbf{V}_k^T \quad (\text{A.9})$$

Obtendo-se a matriz $\mathbf{V}_k \in \mathbb{R}^{m \times m}$, onde de acordo com a Análise de Componentes Principais as duas primeiras colunas de \mathbf{V}_k formam a matriz de transformação para o espaço das duas primeiras componentes principais $\mathbf{V}_k^{(2)} \in \mathbb{R}^{m \times 2}$.

A amostra normalizada \mathbf{x}_k é projetada no subespaço das duas primeiras componentes principais como segue:

$$\mathbf{y}_k = \mathbf{x}_k \mathbf{V}_k^{(2)} \quad (\text{A.10})$$

onde $\mathbf{y}_k \in \mathbb{R}^2$ é o resultado dessa projeção.

A.2 Constante de Esquecimento

A constante de esquecimento deve refletir de forma quantitativa a ideia de adaptabilidade a novos padrões ao mesmo tempo que esquece padrões antigos. O quanto tempo uma amostra vai afetar o cálculo recursivo depende da sua magnitude e da constante de esquecimento. A magnitude de uma grandeza é passiva do sistema de monitoramento e, portanto, pode ser alterada, No entanto, tratando-se de um sistema físico real acredita-se que não deva haver grandes variações (na ordem de grandeza) nas medidas. Dessa forma, considera-se a constante de esquecimento a responsável por determinar quanto tempo o valor de uma amostra qualquer irá reverberar no cálculo recursivo.

Observando-se a Equação (A.2) para a média recursiva, mas sem perda de generalidade para as equações recursivas da variância e covariância. Tem-se que:

$$M_k = \frac{k-1}{k} \eta M_{k-1} + \left(1 - \frac{k-1}{k} \eta\right) x_k^b \quad (\text{A.11})$$

Depois da fase de inicialização, ou seja, quando $k \gg 1$ a Equação (A.11) pode ser simplificada como:

$$M_k = (1 - \eta) x_k^b + \eta M_{k-1} \quad (\text{A.13})$$

Avaliando as iterações anteriores

$$\begin{aligned} M_{k-1} &= (1 - \eta) x_{k-1}^b + \eta M_{k-2} \\ M_{k-2} &= (1 - \eta) x_{k-2}^b + \eta M_{k-3} \\ M_{k-3} &= (1 - \eta) x_{k-3}^b + \eta M_{k-4} \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Substituindo a Equação (A.14) na Equação (A.13) tem-se que:

$$M_k = (1 - \eta) x_k^0 + \eta((1 - \eta) x_{k-1}^0 + \eta M_{k-2})$$

$$M_k = (1 - \eta) x_k^0 + \eta \left((1 - \eta) x_{k-1}^0 + \eta \left((1 - \eta) x_{k-2}^0 + \eta M_{k-3} \right) \right)$$

$$M_k = (1 - \eta) x_k^0 + \eta \left((1 - \eta) x_{k-1}^0 + \eta \left((1 - \eta) x_{k-2}^0 + \eta \left((1 - \eta) x_{k-3}^0 + \eta M_{k-4} \right) \right) \right)$$

Reorganizando

$$M_k = (1 - \eta) x_k^0 + \eta(1 - \eta) x_{k-1}^0 + \eta^2(1 - \eta) x_{k-2}^0 + \eta^3(1 - \eta) x_{k-3}^0 + \dots + \eta^4 M_{k-4} \quad (\text{A.15})$$

Surge na Equação (A.15) um padrão de uma série de potencias que de forma mais genérica pode ser escrito como

$$M_k = (1 - \eta) x_k^0 + \eta(1 - \eta) x_{k-1}^0 + \eta^2(1 - \eta) x_{k-2}^0 + \eta^3(1 - \eta) x_{k-3}^0 + \dots \quad (\text{A.16})$$

ficando claro que o peso das amostras passadas diminui exponencialmente com a inserção de novas amostras.

Da Equação (A.16) pode-se inferir que o peso total dado por todas as amostras passadas é:

$$P_t = (1 - \eta)(1 + \eta + \eta^2 + \eta^3 + \dots) \quad (\text{A.17})$$

$$= \frac{(1 - \eta)}{\eta}$$

Já o peso omitido por parar na N -ésima amostras é

$$\begin{aligned} P_o &= (1 - \eta)(\eta^N + \eta^{N+1} + \eta^{N+2} + \dots) \\ &= (1 - \eta)\eta^N(1 + \eta + \eta^2 + \dots) \\ &= \eta^N \frac{(1 - \eta)}{\eta} \end{aligned} \tag{A.18}$$

A razão entre o peso total e o peso omitido por parar na N -ésima amostras demonstra o percentual de peso que é dado para as N primeiras amostras.

$$\gamma = \frac{P_o}{P_t} = \frac{\eta^N \frac{(1 - \eta)}{\eta}}{\frac{(1 - \eta)}{\eta}} = \eta^N \tag{A.19}$$

Resolvendo para η

$$\eta = e^{\frac{\ln(\gamma)}{N}} \tag{A.20}$$

Se por exemplo, desejar-se que as 1440 últimas amostras representem 99.99% do peso dado ao cálculo da média, variância ou covariância, então a taxa de esquecimento deve ser de acordo com a Equação (A.20):

$$\eta = e^{\frac{\ln(1-0,9999)}{1440}} = 0,99362434161$$