



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Mario Eduardo Santos Borba

Monitoramento e detecção de potenciais violações de distorções de tensão harmônica totais a partir de dados provenientes de sistema de medição de sincrofasores

Florianópolis
2025

Mario Eduardo Santos Borba

Monitoramento e detecção de potenciais violações de distorções de tensão harmônica totais a partir de dados provenientes de sistema de medição de sincrofasores

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Diego Issicaba, PhD.

Coorientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D.Sc.

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Borba, Mario Eduardo Santos

Monitoramento e detecção de potenciais violações de distorções de tensão harmônica totais a partir de dados provenientes de sistema de medição de sincrofasores / Mario Eduardo Santos Borba ; orientador, Diego Issicaba, coorientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, 2025.
95 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Distorção de Tensão Harmônica Total. 3. Sistema de Medição de Sincrofasores. 4. Transformador de Potencial Capacitivo. 5. Qualidade de Energia Elétrica. I. Issicaba, Diego. II. de Aquino, Antonio Felipe da Cunha. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Mario Eduardo Santos Borba

Monitoramento e detecção de potenciais violações de distorções de tensão harmônica totais a partir de dados provenientes de sistema de medição de sincrofasores

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Diego Issicaba, PhD.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Pedro César Cordeiro Vieira, D.Sc.
Instituto Federal de Santa Catarina

Prof. Ulisses Chemin Netto, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica



Documento assinado digitalmente
Eduardo Augusto Bezerra
Data: 24/12/2025 16:53:36-0300
CPF: ***.851.577-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Eduardo Augusto Bezerra, Dr.
Subcoordenador do Programa de
Pós-Graduação



Documento assinado digitalmente
DIEGO ISSICABA
Data: 23/12/2025 20:34:03-0300
CPF: ***.633.719-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Diego Issicaba, PhD.
Orientador



Documento assinado digitalmente
ANTONIO FELIPE DA CUNHA DE AQUINO
Data: 23/12/2025 19:54:06-0300
CPF: ***.652.117-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Antonio Felipe da C. de Aquino, D.Sc.
Coorientador

Florianópolis, 2025.

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Maria Rosângela e Mario, por sempre me darem forças, especialmente nos momentos de adversidade.

AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores, professores Antônio Felipe da Cunha de Aquino e Diego Issicaba, por todo o conhecimento compartilhado ao longo desta jornada. O desenvolvimento desta pesquisa fundamentou-se nas contribuições, na confiança, na paciência e no rigor que ambos dedicaram a todo este processo. Serei sempre grato.

Aos professores Pedro César Cordeiro Vieira e Ulisses Chemin Netto, pela participação em discussões e pelo suporte oferecido ao longo do desenvolvimento desta pesquisa.

Aos meus amigos que fiz ao longo dessa formação: Eduardo, Sara e Renan. Agradeço pela companhia constante, pelos aprendizados compartilhados e pelo apoio nos momentos de dificuldade e de alegria.

Aos meus pais, Maria Rosângela e Mario, ao meu irmão Marllonn, e à minha companheira Fernanda, que estiveram presentes em todos os momentos desta trajetória e me ofereceram acolhimento incondicional.

À UFSC e à FEESC, pelo apoio financeiro que viabilizou grande parte do desenvolvimento desta pesquisa. Reconheço que esse suporte foi essencial para a concretização desta formação.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para tornar esta pesquisa possível.

RESUMO

Esta dissertação tem por objetivo o desenvolvimento de estratégias de monitoramento e detecção de potenciais violações de Distorções de Tensão Harmônica Totais (DTHTs) a partir de dados provenientes de Sistemas de Medição de Sincrofasores (SMSFs). Busca-se aproveitar a infraestrutura existente no Sistema Interligado Nacional (SIN) e desenvolver ferramentas de suporte ao monitoramento de indicadores de Qualidade de Energia Elétrica (QEE), com ênfase nas DTHTs, obedecendo as diretrizes estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio de Procedimentos de Rede. O processamento dos dados advindos dos sistemas de medição de sincrofasores compreende as etapas de aquisição, tratamento e geração de séries de dados temporais de DTHT com resolução de 10 minutos. Essas séries são então utilizadas para a construção do indicador diário DTHTD95% e para a emissão de um alerta de potencial violação de limiar, quando apropriado. Para complementar a análise, um modelo foi desenvolvido para estimar um intervalo de confiança de DTHTs referido ao primário de um Transformador de Potencial Capacitivo (TPC), utilizando séries de dados diárias de DTHT, dados históricos de campanhas de medição e fatores de correção normalizados extraídos de um modelo de transformador de potencial capacitivo. De forma complementar, avaliou-se o uso de um fator de segurança para ampliar o intervalo estimado, permitindo a estimação de séries de dados no primário de um TPC, contribuindo para a sinalização de potenciais violações a partir dos dados de DTHT recebidos pelo SMSF. Todas essas informações são publicadas em um banco de dados InfluxDB, possibilitando sua visualização em ambiente Grafana. Os resultados abrangem a etapa de processamento dos dados provenientes do SMSF, a validação do modelo de estimação do intervalo de confiança para medições no lado primário e a avaliação do potencial de aplicação dessa modelagem em séries de dados diárias de DTHT em um ponto de monitoramento do SIN.

Palavras-chave: Distorção de Tensão Harmônica Total. Sistema de Medição de Sincrofasores. Transformador de Potencial Capacitivo. Qualidade de Energia Elétrica

ABSTRACT

This dissertation aims to develop monitoring and detection strategies for potential violations of Total Harmonic Voltage Distortion (THDv) based on data obtained from Synchrophasor Measurement Systems (SMS). The proposed approach seeks to leverage the existing infrastructure of the Brazilian National Interconnected System (SIN) and to develop support tools for monitoring Power Quality (PQ) indicators, with emphasis on THDv, in compliance with the guidelines established by the Brazilian National Electric System Operator (ONS) through its Grid Procedures. The processing of data acquired from synchrophasor measurement systems comprises the stages of data acquisition, preprocessing, and the generation of THDv time series with a 10-minute resolution. These time series are then used to compute the daily indicator DTHTD95% and to issue alerts of potential threshold violations when applicable. To complement the analysis, a model was developed to estimate a confidence interval for THDv referred to the primary side of a Capacitive Voltage Transformer (CVT), using daily THDv time series, historical data from measurement campaigns, and normalized correction factors extracted from a CVT model. Additionally, the use of a safety factor was evaluated to expand the estimated interval, enabling the estimation of primary-side THDv time series and contributing to the identification of potential violations based on THDv data received by the SMS. All processed information is published in an InfluxDB database, allowing visualization in a Grafana environment. The results encompass the data processing stage of synchrophasor measurements, the validation of the confidence interval estimation model for primary-side measurements, and the assessment of the applicability of this modeling approach to daily THDv time series at a monitoring point within the SIN.

Keywords: Voltage Harmonic Distortion. Synchrophasor measurements. Capacitive Voltage Transformer. Electric Power Quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Avaliação da QEE nos PACs	21
Figura 2 – Fluxo da DAPR	23
Figura 3 – Integralização de dados de componentes harmônicas conforme diretrizes da norma IEEE Std 519.	27
Figura 4 – Obtenção dos indicadores de QEE na campanha de medição conforme SM 2.9	30
Figura 5 – Ensaio do TPC	34
Figura 6 – representação sincrofasores	39
Figura 7 – Sinal senoidal com aumento uniforme do ângulo de fase	41
Figura 8 – Arquitetura Projeto MedFasee-BT.	45
Figura 9 – Transferência de dados via protocolo IEEE C37.118.	49
Figura 10 – Ferramenta desenvolvida.	51
Figura 11 – Arquitetura conceitual de aquisição e processamento de dados. . .	53
Figura 12 – Aquisição do frame de dados IEEE C37.118	55
Figura 13 – Tratamento <i>payload</i> de mensagens.	57
Figura 14 – Modelo simplificado do TPC	60
Figura 15 – Análise nodal circuito.	61
Figura 16 – Superfícies geradas a partir dos parâmetros com maior sensibilidade. .	66
Figura 17 – Aquisição de dados na resolução de sincrofasores.	73
Figura 18 – Registros diários de DTHTs em janelas de 10 minutos	74
Figura 19 – Indicador DTHTD95%.	75
Figura 20 – Curvas de magnitude a partir das soluções encontradas.	77
Figura 21 – Curvas de fase a partir das soluções encontradas.	77
Figura 22 – Magnitude do diagrama de Bode.	78
Figura 23 – Fase do diagrama de Bode.	79
Figura 24 – Relação de transformação simulada x Relação de transformação referência.	80
Figura 25 – Nuvem de FCns a partir da simulação	80
Figura 26 – Valores máximos e mínimos de DTHTs simulado	82
Figura 27 – Conjunto solução para os limiares de DTHTs simulados	82
Figura 28 – Intervalo de confiança para os valores de DTHTs emulados no primário	83
Figura 29 – Intervalo de confiança para os valores de DTHTs emulados no primário com aplicação do fator de segurança	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 2 – Classificação dos fenômenos de Qualidade de Energia Elétrica . . .	19
Tabela 3 – Análise de sensibilidade da função objetivo para cada parâmetro. .	65
Tabela 4 – Limites de Distorção Harmônica de Tensão (DTHI) por ordem harmônica	74
Tabela 5 – Soluções ótimas encontradas para os parâmetros através do método <i>Levenberg-Marquardt</i> considerando diferentes valores iniciais para o vetor <i>a</i>	76
Tabela 6 – Soluções ótimas encontradas para os parâmetros através do método PSO considerando diferentes valores iniciais para o vetor <i>a</i>	78
Tabela 7 – Menores e maiores valores harmônicos individuais encontrados durante a campanha de medição.	81
Tabela 8 – Menores e maiores valores de DTHTs encontrados durante a campanha de medição	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMQP	<i>Advanced Message Queuing Protocol</i>
AWS	<i>Amazon Web Service</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CSV	<i>Comma Separated Values</i>
DAPR	Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
DTHI	Distorção de Tensão Harmônica Individual
DTHT	Distorção de Tensão Harmônica Total
EMS	<i>Energy Management System</i>
FCn	<i>Fator de Correção Normalizado</i>
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
fps	fasores por segundo
GEP	<i>Gateway Exchange Protocol</i>
GNSS	<i>Global Navigation Satellite Systems</i>
GPA	<i>Grid Protection Alliance</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEC	<i>International Eletrotechnical Comission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
JSON	<i>JavaScript Object Notation</i>
LG	Lugar Geométrico
LTI	<i>Linear Time-Invariant</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurements Unit</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RDS	Rede Digital de Sincrofasores
RMS	<i>Root Mean Square</i>
ROCOF	<i>Rate Of Change Of Frequency</i>
SE	Subestação Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMSF	Sistema de Medição de Sincrofasores

STTP	<i>Streaming Telemetry Transport Protocol</i>
SVD	<i>Singular Value Decomposition</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TI	Transformador de Instrumento
TP	Transformador de Potencial
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TVE	<i>Total Vector Error</i>
UDP	<i>User Datagram Protocol</i>
UTC	<i>Coordinated Universal Time</i>
VPN	<i>Virtual Private Network</i>
WAMS	<i>Wide Area Measurement Systems</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	14
1.2	OBJETIVOS	15
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	18
2.2	AVALIAÇÃO DA QEE NO ÂMBITO DA OPERAÇÃO DO SIN	20
2.2.1	Avaliação dos distúrbios de QEE	20
2.2.2	Aspectos da instrumentação utilizada nas campanhas de medição	24
2.2.2.1	Ensaio de certificação dos equipamentos empregados nas campanhas de medição	25
2.2.2.2	Amostragem dos sinais digitais	27
2.2.3	Procedimento para avaliação dos indicadores QEE	29
2.2.4	Considerações	31
2.3	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	31
2.3.1	Adequação técnica	32
2.3.1.1	Calibração	33
2.3.2	Transformador de Potencial Capacitivo	34
2.3.2.1	Modelagem do circuito do transformador de potencial	35
2.3.2.2	Exatidão	35
2.3.2.3	Erros na calibração de TPC para obtenção das curvas de resposta em frequência	37
2.3.3	Considerações	38
2.4	SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	39
2.4.1	Sincrofasores	39
2.4.2	Desenvolvimento do SMSF	41
2.4.3	Arquitetura de SMSF	44
2.4.4	Diretrizes técnicas	46
2.4.4.1	Comparação entre os Protocolos de Comunicação de Fasores	47
2.4.5	Uso do SMSF para monitoramento dos indicadores de QEE	48
2.4.6	Considerações	50
3	PROCESSAMENTO DE DADOS DE DTHT	51
3.1	ARQUITETURA CONCEITUAL DE AQUISIÇÃO E PROCESSAMENTO DE DADOS	53
3.1.1	Aquisição de dados em tempo real	54
3.1.2	Tratamento de dados	57
3.1.3	Agregação do fluxo de dados	57

3.1.4	Publicação de resultados	59
3.2	PROCESSAMENTO OFFLINE	60
3.2.1	Modelagem do Transformador de Potencial Capacitivo	60
3.2.1.1	Análise do circuito equivalente	61
3.2.1.2	Resposta em frequência	62
3.2.1.3	Cálculo dos fatores de correção	63
3.2.2	Estimação dos parâmetros	64
3.2.2.1	Análise do problema	65
3.2.2.2	Métodos empregados	66
3.2.2.3	Análise do método iterativo	67
3.2.2.4	<i>Particle Swarm Optimization</i>	68
3.2.3	Processamento dos parâmetros estimados do circuito equivalente	69
3.2.4	Intervalo de confiança para medições no TPC	70
3.3	AMBIENTE DE VISUALIZAÇÃO	71
3.4	CONSIDERAÇÕES	71
4	SIMULAÇÃO E RESULTADOS	73
4.1	DADOS DE DTHT ADVINDOS DO SMSF	73
4.1.1	Aquisição dos dados de DTHT	73
4.1.2	Geração de série de dados	73
4.2	PROCESSAMENTO OFFLINE	75
4.3	MODELO TPC	75
4.3.1	Fatores de Correção	79
4.4	INTERVALO DE CONFIANÇA	81
4.4.1	Análise a partir dos dados das campanhas de medição	81
4.4.2	Aplicação da modelagem em um ponto de monitoramento pelo SMSF no SIN	83
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	85
5.1	CONCLUSÕES	85
5.2	LIMITAÇÕES DO TRABALHO	86
5.3	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	88

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados o contexto e a motivação, os objetivos e a estrutura do trabalho desenvolvido.

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

A crescente complexidade dos sistemas elétricos, impulsionada pela integração de fontes renováveis e pelo uso intensivo de conversores eletrônicos, tem manifestado preocupações em relação ao aumento da frequência de ocorrências de fenômenos que afetam o sistema elétrico (CIGRÉ, 2014). Entre esses eventos, destaca-se a ocorrência do dia 15 de agosto de 2023, uma interrupção que causou a perda de 22.547 MW, ocasionando a separação elétrica das regiões Norte e Nordeste em relação às regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste (ONS, 2023a). Tais contingências evidenciam a necessidade de monitoramento contínuo em conjuntos eólicos e solares, no que tange ao desempenho dinâmico e de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) (ONS, 2024, 2023b). Em relação à QEE, destacam-se as distorções harmônicas, responsáveis por deformações na forma de onda de tensão e corrente, aumento de perdas elétricas, aquecimento de equipamentos, fenômenos de ressonância e falhas operacionais (IEEE, 2022b). A mitigação desses efeitos é fundamental para garantir a confiabilidade, a estabilidade e o desempenho de um sistema elétrico de potência.

A avaliação das distorções harmônicas na Rede Básica depende da medição precisa das grandezas elétricas, estimadas através de analisadores de QEE, mediante o processamento dos sinais capturados por transformadores de instrumento. Contudo, a leitura realizada pelos transdutores de sinais, especificamente o Transformador de Potencial Capacitivo (TPC), pode ser comprometida pelas características da resposta não linear em diferentes faixas de frequência, devido aos efeitos de ressonância e saturação do núcleo, gerando potenciais deformações na forma de onda senoidal e, com isso, afetando a exatidão da estimativa das componentes harmônicas (Zhu et al., 2024). Esse desafio oportuniza o interesse no desenvolvimento de metodologias capazes de tornar conhecidas tais imprecisões e fornecer resultados confiáveis para subsidiar decisões operativas e estudos de desempenho para o sistema elétrico.

Na última década, o uso dos Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores (SMSFs) expandiu-se significativamente no Brasil: em 2017, a implementação do SMSF no SIN contava com monitoramento inicial de 31 Subestações Elétricas (SEs), com 181 pontos de monitoramento, tendo como previsão a ampliação para 102 SEs, com estimativa de chegar a cerca de 1000 pontos de monitoramento até 2020 (ONS, 2017). Em grande parte, isso se deve ao desenvolvimento de requisitos normativos para o monitoramento de ativos na Rede Básica (ONS, 2024). Ademais, além de fornecer dados sincrofasoriais de tensão e corrente em tempo real, os *Intelligent Electronic*

Device (IEDs) vêm incorporando funcionalidades para o monitoramento de distúrbios de QEE, como o *Total Harmonic Distortion* (THD) de grandezas elétricas, permitindo também o envio dessas grandezas elétricas a partir do *frame* de dados de sincrofasores, possibilitando o monitoramento de indicadores prescritos em Procedimentos de Rede (ONS, 2016b).

Nesse cenário, observa-se uma tendência global de intensificação das ações de monitoramento da QEE, motivada não apenas pela maior complexidade dos sistemas elétricos, mas também pela pressão de consumidores e órgãos reguladores para a disponibilização de informações de QEE (CIGRÉ, 2014). Conforme destacado no documento técnico CIGRÉ (2014), os avanços tecnológicos em equipamentos de medição, comunicação, armazenamento e processamento de dados viabilizaram campanhas de monitoramento em larga escala, permitindo capturar praticamente qualquer grandeza de interesse. Além disso, a mudança no perfil das cargas e a crescente penetração de geradores conectados por interface eletrônica intensificam a necessidade de documentar e analisar continuamente os fenômenos que impactam o desempenho do sistema, fornecendo subsídios para a mitigação de distúrbios, planejamento e conformidade regulatória. Dessa forma, essa evolução tecnológica abre espaço para desenvolvimentos metodológicos capazes de prover procedimentos de apoio à avaliação de indicadores de desempenho de QEE do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Neste contexto, esta pesquisa propõe o monitoramento e a detecção de potenciais violações de DTHTs a partir de dados obtidos por meio da infraestrutura de SMSFs em conjuntos eólicos e fotovoltaicos, com o intuito de dar suporte à gestão dos indicadores de DTHT.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo desta pesquisa é o desenvolvimento de estratégias de monitoramento e detecção de potenciais violações de DTHTs recebidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio da infraestrutura de SMSFs. Busca-se utilizar uma infraestrutura existente no SIN para apoiar o monitoramento de indicadores de QEE previstos em Procedimentos de Rede, com enfoque na DTHT, visando ao apoio e sinalização de necessidades de realização de campanhas de medição. Vislumbra-se que os SMSFs, aliados a elementos de modelagem e dados históricos de campanhas de medição, podem constituir-se como uma potencial ferramenta para o monitoramento e análise de indicadores de DTHT. Neste contexto, destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- adicionar à infraestrutura existente do SMSF o processamento dos dados analógicos de DTHT, visando à obtenção dos indicadores de desempenho de DTHT, especialmente os indicadores de DTHTD95% e DTHTS95%;

- validar e desenvolver um ambiente de análise de DTHT que reúna o processamento de séries temporais em resolução de 10 minutos e a geração de Fatores de Correção Normalizados (FCNs) baseados em parâmetros de um circuito equivalente de um TPC de referência para a estimação de um intervalo de confiança para as DTHTs referidas ao primário de um TPC;
- aplicar uma metodologia que explore o uso das IEDs com funcionalidade de *Phasor Measurements Unit* (PMUs) para o suporte ao monitoramento em tempo real e sinalização de violações de DTHTs;
- propor um procedimento de monitoramento de potenciais não conformidades de DTHTs, viabilizando o acompanhamento dos indicadores de desempenho de DTHT estabelecidos para os empreendimentos que integrem o SIN.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No capítulo 2, é apresentada uma revisão teórica sobre distorções harmônicas e suas implicações no sistema elétrico. Inicialmente, aborda-se uma visão geral da QEE, classificando os fenômenos quanto à sua natureza. São exploradas as normas e relatórios técnicos, bem como estudos relevantes sobre erros e limitações dos TPs, especialmente TPCs, ao medir harmônicos. Discute-se a inserção de IEDs com funcionalidade de PMU no SIN, projetos desenvolvidos na área, e como estes equipamentos vêm atuando para o monitoramento dos indicadores de QEE.

No capítulo 3, é apresentada a metodologia adotada para o processamento em tempo real de dados de DTHT, a descrição de um ambiente de processamento para a construção de indicadores de DTHT e a estimação de um intervalo de confiança para valores de DTHT referidos ao primário de um TPC. Por fim, há a publicação desses resultados em uma base histórica, a qual pode ser acessada em uma plataforma de visualização Grafana.

No capítulo 4, apresentam-se os resultados da aplicação dos métodos descritos no capítulo 3. Os resultados estão organizados em cada etapa do desenvolvimento metodológico, contemplando as informações de aquisição, geração de série de dados de DTHT em resolução de 10 minutos e cálculo do indicador diário de DTHT. Uma seção é dedicada aos resultados da modelagem, apresentando as soluções obtidas para a estimação dos parâmetros do TPC e a extração dos FCNs, considerando variações dos valores estimados. Na sequência são apresentados os resultados para a estimação do intervalo de confiança para valores de DTHT referidos ao primário, aplicando essa modelagem em séries de dados diários de DTHT em um ponto de monitoramento no SIN.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as considerações finais do trabalho,

destacando as contribuições da pesquisa desenvolvida, limitações do trabalho e indicações de trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo, é exposto um referencial teórico para o embasamento desta pesquisa. Na seção 2.1, é apresentada uma visão geral dos fenômenos de QEE, explorando os efeitos da distorção harmônica na forma de onda dos sinais elétricos e quais procedimentos são adotados em normas técnicas para limitar as violações que comprometam o suprimento de energia elétrica de um Sistema Elétrico de Potência (SEP). A seção 2.3 é iniciada com definições dos instrumentos de medição, especificando o uso de TPC em sistemas de transmissão, detalhando os procedimentos sobre os ensaios de exatidão dos TIs e as características do comportamento desses instrumentos para a avaliação de fenômenos de QEE, em específico as distorções harmônicas. Por fim, na seção 2.4, descrevem-se os SMSFs a partir da revisão dos conceitos de fasores, prosseguindo com um breve histórico do desenvolvimento da tecnologia e das aplicações nos sistemas elétricos internacionais e no sistema brasileiro, especificamente uma descrição do projeto MedFasee e OpenWAMS.

2.1 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade de energia elétrica se refere aos distúrbios que afetam sinais de tensão ou corrente, divergindo do valor nominal de operação (Sanjeevikumar et al., 2021). Embora se entenda que os fenômenos de QEE estejam vinculados aos sinais de tensão e corrente, as especificações, em geral, se pautam no monitoramento da tensão, onde o operador do sistema elétrico pode realizar o controle da tensão entregue às cargas ou barramentos, enquanto as correntes são definidas pelas características das cargas e, portanto, estão fora do domínio de controle (Dugan et al., 2012; Brown, 2009; Uliana, 2022). Na Tabela 2 são classificados os fenômenos de QEE de acordo com o tipo de fenômeno, o conteúdo espectral presente nos sinais, duração de ocorrência e magnitude típica do sinal. (IEEE, 2019).

Na caracterização dos distúrbios, consideram-se parâmetros para a avaliação, como o tempo de duração típico e a magnitude do sinal (IEEE, 2019). De acordo com o grau de alteração no valor nominal, os distúrbios são classificados em *eventos* ou *variações*. As variações que causam alterações nas características nominais são provenientes de ações de longo prazo, como a conexão de novas unidades geradoras e/ou cargas com características não lineares. Tais ações provocam deformações no sinal original, como variações na forma de onda e flutuações no sinal puro. Por sua vez, os eventos são distúrbios caracterizados por uma dinâmica muito rápida, geralmente causados por efeitos externos, e são percebidos em virtude de uma alta taxa de variação de grandezas em períodos curtos. Nesta pesquisa, o enfoque será dado aos distúrbios relativos às variações nos sinais de tensão.

Observando as características das variações e eventos, e como podem se pro-

Tabela 2 – Classificação dos fenômenos de Qualidade de Energia Elétrica

Classe	Fenômeno	Conteúdo espectral típico	Duração típica	Magnitude típica
1.1.1	Transitório impulsivo (ns)	Tempo de subida ≈ 5 ns	< 50 ns	0–4 pu
1.1.2	Transitório impulsivo (μ s)	Tempo de subida ≈ 1 μ s	50 ns–1 ms	0–8 pu
1.1.3	Transitório impulsivo (ms)	Tempo de subida $\approx 0,1$ ms	> 1 ms	0–4 pu
1.2.1	Transitório oscilatório (baixa f.)	< 5 kHz	0,3–50 ms	—
1.2.2	Transitório oscilatório (média f.)	5–5000 kHz	≈ 20 μ s	—
1.2.3	Transitório oscilatório (alta f.)	0,5–5 MHz	≈ 5 μ s	—
2.1.1	Afundamento instantâneo de tensão	—	0,5–30 ciclos	0,1–0,9 pu
2.1.2	Elevação instantânea de tensão	—	0,5–30 ciclos	1,1–1,8 pu
2.2.1	Interrupção momentânea	—	0,5–30 ciclos	$< 0,1$ pu
2.2.2	Afundamento momentâneo	—	30 ciclos–3 s	0,1–0,9 pu
2.2.3	Elevação momentânea	—	30 ciclos–3 s	1,1–1,4 pu
2.3.1	Interrupção temporária	—	3 s–1 min	$< 0,1$ pu
2.3.2	Afundamento temporário	—	3 s–1 min	0,1–0,9 pu
2.3.3	Elevação temporária	—	3 s–1 min	1,1–1,2 pu
3.1	Interrupção sustentada	—	> 1 min	0,0 pu
3.2	Subtensão	—	> 1 min	0,8–0,9 pu
3.3	Sobretensão	—	> 1 min	1,1–1,2 pu
4.0	Desequilíbrio de tensão	Regime permanente	Regime permanente	0–0,5%
5.1	Componente CC	—	Regime permanente	0–0,1%
5.2	Harmônicos	Até 100 ^a harmônica	Regime permanente	0–20%
5.3	Inter-harmônicos	Até 6 kHz	Regime permanente	0–2%
5.4	Corte de tensão (notching)	Faixa larga	Regime permanente	0–0,1%
5.5	Ruído	Faixa larga	Regime permanente	—
6.0	Flutuações de tensão (flicker)	< 25 Hz	Intermitente	0–1,7%
7.0	Variações de frequência	—	< 10 s	—

Fonte: Adaptado de Dugan et al. (2012) e IEEE (2019).

pagar no sistema elétrico, cabe aos operadores do sistema realizar ações de controle e acompanhamento destes distúrbios, buscando mitigar a propagação de impactos ao longo do sistema. Dessa maneira, faz-se necessário o monitoramento de indicadores de desempenho de QEE e detecção de eventos com potencial impacto nos SEPs.

2.2 AVALIAÇÃO DA QEE NO ÂMBITO DA OPERAÇÃO DO SIN

Na gestão da operação do SIN em tempo real e acompanhamento dos requisitos de conexão de empreendimentos na Rede Básica, o ONS implementa diretrizes por meio de Procedimentos de Rede. Enquanto o ONS realiza a coordenação do SIN, os agentes que apresentam solicitações para conectar-se à rede estão encarregados de realizar estudos de QEE no que se refere aos efeitos de distorção harmônica e flutuação de tensão e, complementarmente, implementar ações no desenvolvimento de campanhas de medição para a aquisição de dados que assegurem que os indicadores de QEE da nova conexão estejam dentro dos limites operativos de desempenho (ONS, 2018, 2022c).

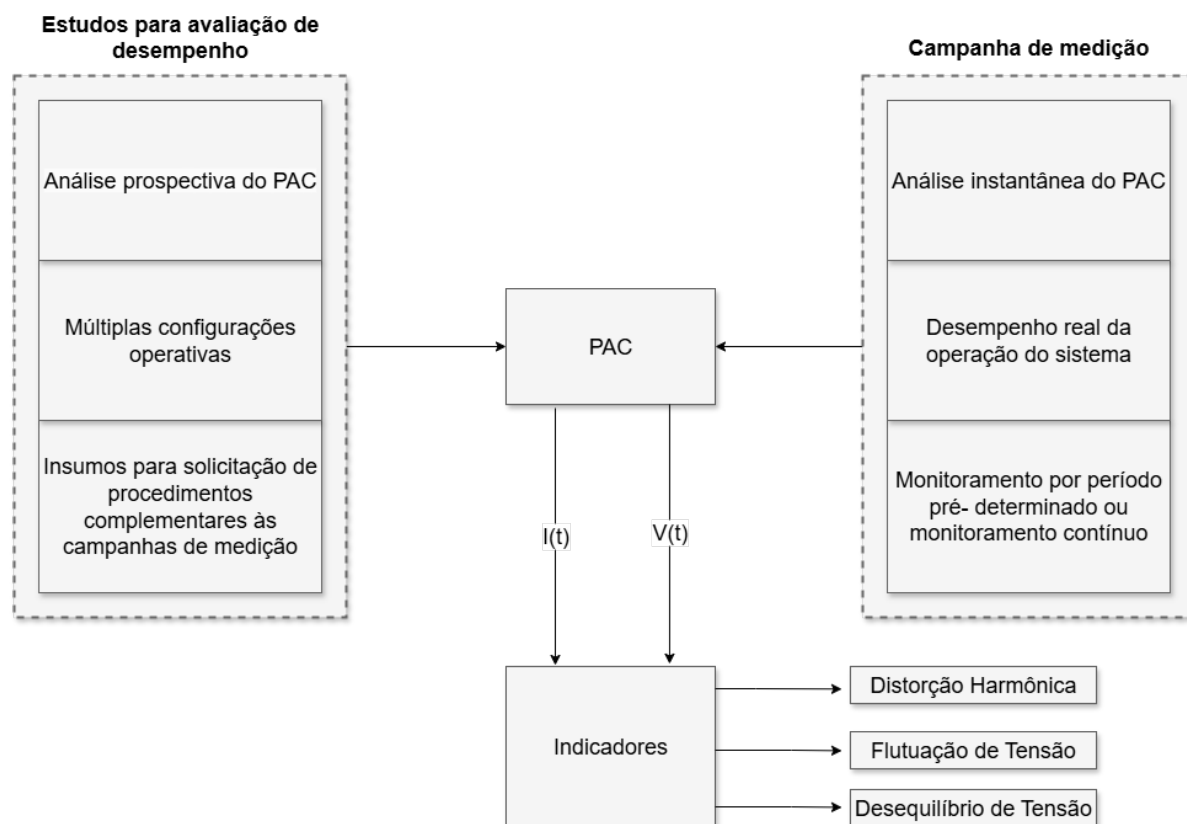
A avaliação dos indicadores de QEE ocorre a partir do cálculo de distúrbios relativos a variações nos sinais de tensão, em regime permanente, ao longo do período de testes para o acesso da instalação à Rede Básica. Nessas instalações, são aplicadas aos empreendimentos de geração que solicitam integração ao SIN métricas de desempenho, como percentis 95%, para compor a análise do indicador. Essa análise é realizada na unidade a ser conectada ao conjunto já existente de geração, considerando tanto os indicadores individuais de cada instalação quanto o indicador global da Rede Básica. Caso sejam identificadas violações nos limites estabelecidos, a nova conexão passa a ser monitorada e reavaliada por meio de campanhas de medição e estudos específicos, com o objetivo de ajustar os filtros correspondentes a cada indicador em não conformidade.

Os estudos e as campanhas de medição se complementam, visto que o procedimento de aquisição de dados através das medições leva em conta a operação em um desempenho real da instalação, sem a necessidade do uso de modelos que aproximam condições operativas da instalação. Por outro lado, as campanhas avaliam somente um instante da operação, enquanto os estudos trazem consigo a possibilidade de análises em condições adversas no horizonte de operação, incluindo cenários de contingências (N-1). Desta maneira, ambos servem de insumo para uma avaliação detalhada da nova conexão na Rede Básica, conforme ilustrado na Figura 1.

2.2.1 Avaliação dos distúrbios de QEE

Os estudos relativos à conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas no SIN têm como foco 2 tipos de distúrbios principais, salvo necessidade da conexão de cargas

Figura 1 – Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica nos Pontos de Acoplamento Comum (PACs).



Fonte: Autor

especiais como fornos a arco. São eles:

- **distorção harmônica:** o desempenho do estudo de distorções harmônicas no ponto de conexão é verificada através da análise de pelo menos um modelo de turbina eólica ou inversor de usina fotovoltaica. Essa investigação é conduzida através da obtenção de equivalente Norton, com a representação da Rede Interna do acessante e a Rede Externa pelo uso do método do Lugar Geométrico (LG) das admitâncias da Rede Básica, vistas a partir do Ponto de Acoplamento Comum (PAC), avaliando cada componente harmônica significativa. Ao considerar somente um ou poucos pontos desta impedância/admitância, dificilmente são encontradas as condições de ressonância mais críticas que produzem maior distorção da tensão do PAC (ONS, 2018). As informações relativas às correntes harmônicas das turbinas eólicas ou inversores de usinas fotovoltaicas presentes no cálculo do equivalente Norton são informadas pelo fabricante. Para uma análise posterior, é recomendado que essas correntes empregadas no estudo sejam verificadas por meio de uma campanha de monitoramento de corrente na saída dos aerogeradores ou inversores, realizada após a entrada em operação da

unidade.

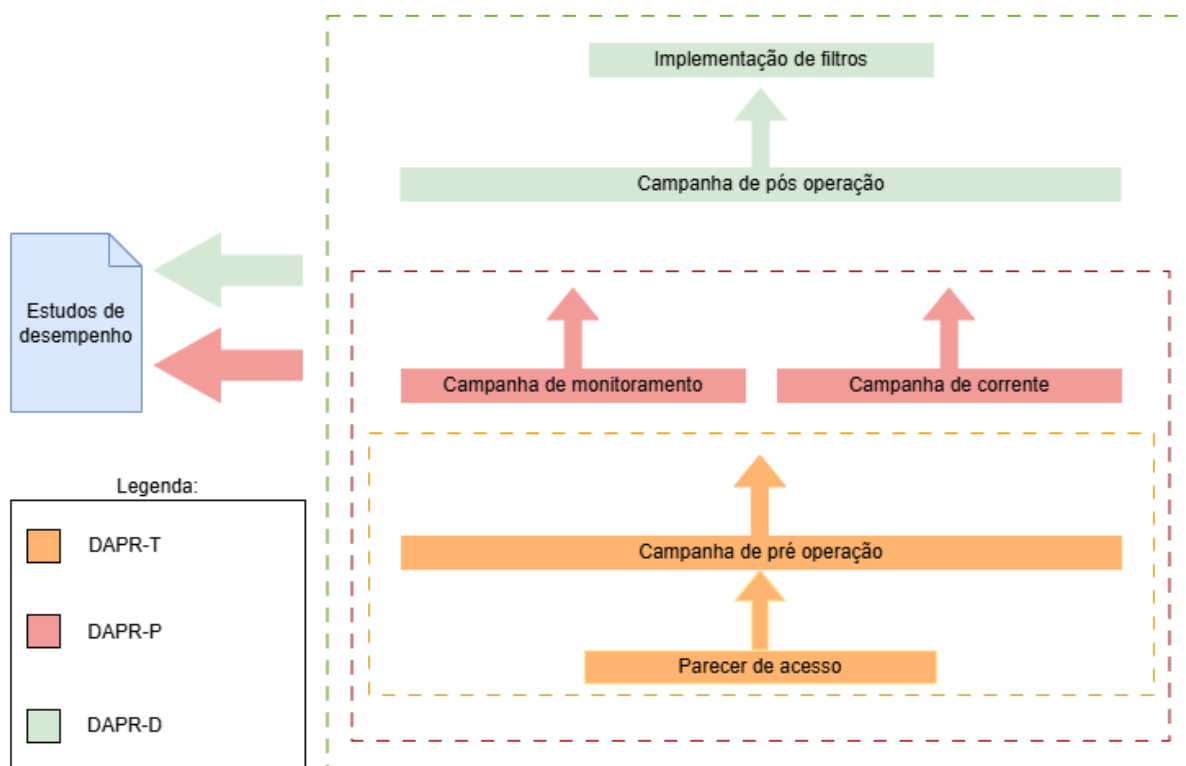
Esta campanha busca reproduzir as mesmas condições operacionais simuladas durante o estudo. Nessa etapa, caso os filtros não sejam instalados junto à entrada em operação da unidade e seja constatada a violação do limite global inferior, o parque deverá operar com uma quantidade reduzida de aerogeradores ou inversores fotovoltaicos. Este número será considerado durante a fase de estudo e estabelecido de acordo com a representação da rede externa através do patamar de carga e critério de contingência (tipo N-1) e; a representação da rede interna através do acesso à Rede Básica, sendo único ou compartilhado com outros empreendimentos pré-existentes. A partir dessas premissas, define-se que, para um único empreendimento, deve-se utilizar o limite individual desse indicador. Já para os empreendimentos compartilhados, aplica-se o limite individual modificado. Neste último caso, estabelece-se um limiar calculado a partir da diferença em relação ao limite individual, sendo esse valor obtido por meio de simulações, conforme indicado na diretriz de referência (ONS, 2016b).

- flutuação de tensão: o estudo de avaliação da flutuação de tensão é complementar ao estudo de desempenho harmônico. No estudo são avaliados as variações de acordo com os níveis de severidade de curta e longa duração, com valor médio calculado em intervalos de 10 minutos para curta duração e, em um período contínuo de 2 horas, é calculado o indicador de severidade de longa duração, fazendo uso do cálculo dos valores da severidade de curta duração.

Para o estudo, recomenda-se a adoção de modelagem da fonte de distúrbio. É recomendação do ONS uma metodologia simplificada para avaliação do comportamento da instalação quanto à flutuação de tensão para diversos tipos de fontes. Para as centrais eólicas, há a necessidade de considerar as informações fornecidas pelo fabricante dos aerogeradores quanto ao fenômeno *flicker*, além de informações do PAC relativo à potência de curto-circuito, com indicação do ano do horizonte de estudo, patamar de carga e contingência simulada. Ademais, considera-se como indicadores de severidade de curta e longa duração nas condições de simulação do sistema e tabela de comparação dos indicadores individuais estabelecidos em ONS (2021b) e IEC (2010).

No Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede, descritos em ONS (2022b), são estabelecidos os requisitos mínimos de QEE nos cenários de integração ou acesso descritos anteriormente. As metodologias para o estudo e avaliação de desempenho estão detalhadas em ONS (2018) e ONS (2022a). No que tange às campanhas de medição, esses procedimentos são realizados pelos agentes interessados em expandir suas instalações na Rede Básica ou em acessá-la, com a finalidade de observar o comportamento da rede quando se realiza um novo acesso no ponto de conexão desejado, além de complementar os estudos realizados (ONS, 2018, 2022c). As campanhas de

Figura 2 – Fluxo da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede.



Fonte: Autor

medição são classificadas de acordo com o estágio de acesso ou integração e, na proposta de execução, investigam-se os valores dos indicadores de desempenho quanto aos limites individual e global, estabelecidos em ONS (2016b). Há ainda a campanha de monitoramento e de medição de corrente, sendo ambas aplicáveis na saída dos equipamentos não lineares de instalações de parques solares e eólicos (ONS, 2018).

As campanhas de medição são procedimentos que servem de insumos para estudos complementares quanto ao desempenho harmônico. Ademais, os agentes são instruídos a realizarem este estudo nos seguintes cenários: quando os agentes de geração, distribuição, importação e exportação, e consumidores livres desejam realizar um novo acesso à Rede Básica; e quando há a integração de novas instalações da Rede Básica. Em ambas as situações, os procedimentos são direcionados aos agentes ou consumidores livres cujas instalações possuam cargas ou equipamentos com características não lineares. A avaliação do desempenho de QEE, por meio das campanhas e dos estudos, está centrada nos fenômenos de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão, ocorridos no PAC (ONS, 2018, 2022b, 2022c). O fluxo dos procedimentos das campanhas de medição está representado na Figura 2

A campanha de pré-tensão é realizada preliminarmente, assim que o Parecer de Acesso é emitido pelo operador. Essa etapa tem o objetivo de avaliar os valores

dos indicadores anteriormente à conexão do agente na Rede Básica. Embora neste estágio sejam avaliadas violações dos indicadores, não é impeditivo para o agente a entrada em operação e emissão da Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para o início da operação em Teste (DAPR-T).

Já a campanha de monitoramento tem como foco a supervisão da distorção harmônica da tensão e deve ser realizada caso uma solução de filtragem não seja implementada até a data da entrada em operação dos parques e da integração envolvida. Caso haja alguma violação de distorção harmônica individual ou total, o parque deverá operar com um número máximo de aerogeradores/inversores da nova instalação. Além disso, é indicada a possibilidade de realizar um conjunto de medições intermediárias entre as etapas de pré e pós operação, a depender do cronograma seguido na integração de parques de menor porte que compartilham o mesmo sistema para conexão à Rede Básica (ONS, 2018).

A etapa da campanha de corrente realizada na saída de pelo menos um aerogerador/inversor de cada parque que compõe a central geradora irá validar as simulações realizadas durante a etapa de estudo de desempenho, ou, caso haja valores superiores àqueles informados pelo fabricante, servirá de referência para a reavaliação dos estudos. Posteriormente, a campanha de pós-operação é realizada após a definição final da necessidade de implementação de filtros.

Por fim, averiguam-se as violações do limite global inferior definido em (ONS, 2016b). Em caso afirmativo para a indicação de filtros, o agente deverá arcar com a responsabilidade das violações; caso negativo, deverá instaurar uma solução de filtragem em conjunto de todos os agentes conectados ao PAC (ONS, 2016b). Ao fim de todas as etapas concluídas, haverá a emissão da Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para Início da Operação Definitiva (DAPR-D) para a nova central de geração.

2.2.2 Aspectos da instrumentação utilizada nas campanhas de medição

Quanto aos instrumentos utilizados para a obtenção das medidas, é disponibilizada em ONS (2021a) uma lista de equipamentos certificados para medições de harmônicos. Os equipamentos que constam neste documento possuem certificação obtida em laboratório nacional ou internacional, em conformidade com a classe A da norma *International Electrotechnical Commission (IEC)* (IEC, 2023). Ainda, de acordo com ONS (2018), caso o equipamento não tenha o certificado de conformidade, o mesmo pode ser ensaiado em laboratório credenciado, seguindo os procedimentos do caderno de ensaios disponibilizado pelo operador.

2.2.2.1 Ensaio de certificação dos equipamentos empregados nas campanhas de medição

Estes equipamentos precisam atender determinados requisitos de desempenho e ter sua eficácia comprovada por meio de testes em laboratórios credenciados e aprovados pelo ONS. Além disso, é necessário que seja apresentado como são extraídas as medições no equipamento. Devem ser fornecidas as informações sobre a aquisição dos dados, incluindo: taxa de amostragem, protocolo de medição utilizado, software empregado, requisitos mínimos de *hardware* para uso do equipamento e detalhes sobre a comunicação externa para a disponibilização dos dados. Estas informações são compiladas em um caderno, junto aos dados de teste realizados em laboratório, com a presença de um técnico representante da empresa responsável pelo equipamento a ser certificado (ONS, 2016a). Os testes aos quais o equipamento deve ser submetido incluem:

- Tensões Harmônicas;
- Desequilíbrios de Tensão;
- Flutuação de Tensão (*Flicker*);
- Variação de Tensão de Curta Duração;
- Variação de Tensão de Regime Permanente.

Todos os ensaios são realizados em períodos de 20 minutos, com exceção dos ensaios de variação de tensão de curta duração, onde utiliza-se um período de 1 minuto para a caracterização de um evento de afundamento ou elevação de tensão, com duração de meio ciclo da frequência nominal até 1 minuto (IEEE, 2019).

Na etapa de verificação dos equipamentos da campanha de medição, é necessário que os instrumentos de medição utilizados estejam validados conforme classe e nível de precisão atingido de acordo com que foram projetados. Para isso, uma calibração é efetuada antes do equipamento ir a campo, e consiste na verificação e nos ajustes periódicos a serem realizados de forma a adequar os instrumentos de medida ou fontes de sinal aos padrões correspondentes às suas classes de precisão (ONS, 2007). Devido à necessidade de adequação aos padrões, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) organizou a Rede Brasileira de Calibração, na qual são credenciados diversos laboratórios em todo o território nacional. O trabalho do laboratório credenciado consiste na emissão de um certificado de calibração, com o logotipo do INMETRO, relatando os desvios e as incertezas em relação aos padrões. Em equipamentos analógicos, os ajustes são feitos graduando o controle de ganho, de nível de sinal, resistência de potenciômetros; para equipamentos digitais, durante a calibração são automaticamente gerados arquivos de correção que residem no próprio instrumento e, portanto, não são necessários ajustes adicionais (ONS, 2007).

Para os equipamentos utilizados nas campanhas de medição, estes precisam estar calibrados em três requisitos: tensão CA, frequência elétrica e tempo. A calibração deve ser feita tanto em instrumentos de medida como em fontes de sinal que eventualmente serão utilizadas. Essa correta calibração é essencial para a medição do indicador K que exprime o desequilíbrio de tensão através de porcentagem entre as amplitudes das componentes de sequência negativa e positiva. Como se sabe, o cálculo das componentes de sequência positiva e negativa considera as tensões nas três fases; na eventualidade de uma fase específica estar descalibrada, o valor do indicador K estará comprometido (ONS, 2007).

Para etapa inicial de aquisição de dados, após a conexão dos instrumentos de medição e os transdutores de tensão, é fundamental a realização de testes, como:

- Testes de Amplitude do Sinal: consiste em dispor todas as fases do instrumento entre uma única fase e o neutro do transdutor, verificando as medições dos valores RMS, flutuação e DTHT, durante o período de pelo menos 30 minutos. O objetivo deste teste é verificar se o resultado das amplitudes das tensões nas três fases é a mesma e conseqüentemente os níveis de flutuação e DTHT são os mesmos para as três fases. Caso o nível medido de um desses indicadores divergir em 5% ou apresentar valores muito acima do esperado, a campanha deve ser suspensa até que se descubra a causa da discrepância encontrada (ONS, 2007).
- Teste da Sequência de Fases: As fases de sequência positiva devem ser conectadas ao secundário do transformador por um período de pelo menos 30 minutos. Com o objetivo de avaliar se está correta a sequência adotada, verifica-se, após o período de teste, o resultado do indicador K, o qual caracteriza o desequilíbrio de tensão entre as fases; tal indicador é obtido a partir do percentual da componente da sequência negativa em relação a sequência positiva. Caso esse percentual supere 10%, há indícios que existem problemas nos sinais oriundos dos transdutores de tensão. Tais problemas podem ser: Inversão das fases ou; sinais discrepantes não originários do transdutor de tensão. Caso o problema seja apenas de inversão de fase, é necessário apenas inverter duas fases do secundário e refazer o teste por mais 30 minutos. Se ainda o indicador K apresentar valores incompatíveis, é necessário suspender a campanha até a constatação e solução do problema.

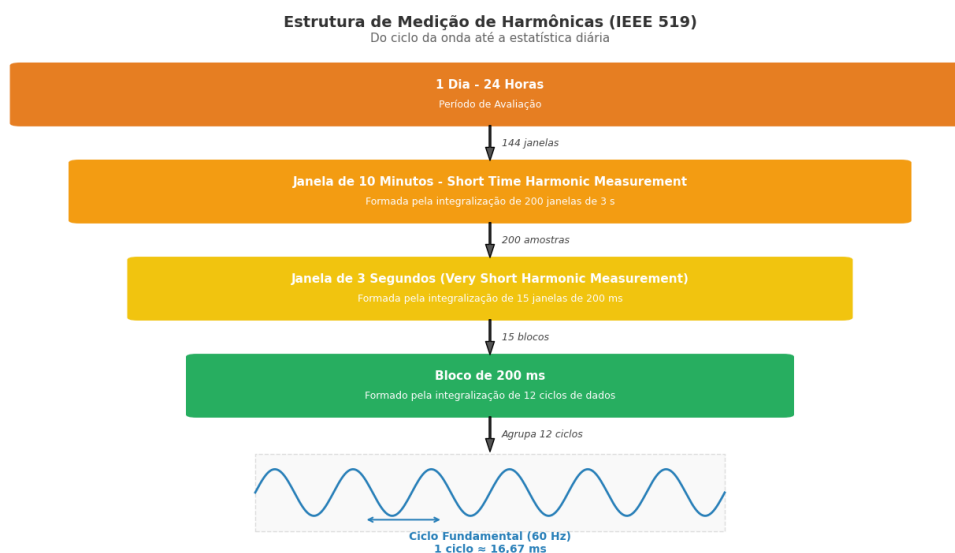
Os ruídos e interferências contidos nos equipamentos são caracterizados em cadeia, junto aos analisadores e computadores portáteis utilizados para a obtenção dos dados da campanha.

2.2.2.2 Amostragem dos sinais digitais

O sinal reconstruído pelos medidores digitais a partir da leitura dos transdutores de tensão é feito mediante uma conversão analógico-digital. Para monitoramento de QEE os equipamentos de medição utilizam algoritmos de amostragem baseados em *phase-locked loop* para obter de forma precisa a sequência de pulsos discretizados, mesmo se houver elevada distorção, variação na amplitude, ou até mesmo mudança de fase na forma de onda deste sinal (IEEE, 2019). Os valores RMS de tensão e corrente são calculados usando técnicas de janelamento, sendo fixos (passos de meio ciclo) ou janelas deslizantes (IEEE, 2019). Em relação à taxa de amostragem, para que os medidores atendam aos requisitos de avaliação da QEE, exige-se uma taxa mínima de 16 amostras por ciclo e conversores A/D (Analógico–Digital) com resolução de pelo menos 12 bits (ONS, 2022b).

Ainda, conforme a IEEE (2022b), são descritos os cálculos para compor a avaliação dos indicadores de distorção harmônica no que tange aos períodos de integralização do sinal. A Figura 3 ilustra o procedimento realizado para a obtenção das medições harmônicas durante o período de 1 dia (24 horas) de medição.

Figura 3 – Integralização de dados de componentes harmônicas conforme diretrizes da norma IEEE Std 519.



Fonte: Autor

A primeira etapa de agregação, denominada *Very short time harmonic measurement*, opera sobre janelas de duração muito curta, utilizando intervalos de 3 segundos formados por 15 sub-janelas de 200 ms. Cada sub-janela corresponde a um bloco de dados obtidos a partir do sinal discretizado de THD, cuja taxa de aquisição depende do equipamento e da resolução configurada. Considerando um caso típico no ambiente

SMSF, com resolução de 60 *frames* por segundo e frequência de 60 *Hz*, cada ciclo possui duração de aproximadamente 16,67 *ms*. Assim, cada janela de 200 *ms* abrange cerca de 12 ciclos, que são integralizados conforme a expressão:

$$F_{n,vs} = \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} F_{n,i}^2} \quad (1)$$

onde

- $F_{n,vs}$ representa a tensão ou corrente harmônica, n representa a ordem harmônica e vs representa a integralização *very short time harmonic measurement*;
- i é um contador das janelas utilizadas para o cálculo;
- $F_{n,i}$ representa a janela de dados para o cálculo rms.

Em uma segunda integralização descrita como *Short time harmonic measurement*, a janela de dados é avaliada em um período de 10 minutos, onde são consideradas 200 amostras obtidas conforme a expressão (1), de acordo com a expressão:

$$F_{n,sh} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} F_{(n,vs),i}^2} \quad (2)$$

onde

- $F_{n,sh}$ representa a tensão ou corrente harmônica, n representa a ordem harmônica e sh representa a integralização *short time harmonic measurement*;
- i é um contador das janelas utilizadas para o cálculo;
- $F_{n,i}$ representa a janela de dados para o cálculo rms considerando o cálculo rms realizado na equação (1).

Por outro lado, no relatório técnico ONS (2007), elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, não há a discriminação entre as verificações, utilizando apenas a agregação em intervalos de 10 minutos, e não submetendo as amostras obtidas a agregações em escalas de tempo menores. Neste caso, as medições de cada componente harmônico são obtidas através do valor RMS, conforme expressão:

$$V_n^{MQ} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^K V_k^2}{K}} \quad (3)$$

onde

- V_n^{MQ} representa a tensão harmônica, n representa a ordem harmônica e MQ representa a 'média quadrática' ou valor rms calculado;

- K é igual ao número de amostras obtidas pelo medidor digital, não havendo especificações quanto à agregação realizada.;
- V_k representa a amostra K da tensão harmônica medida.

Para inferências estatísticas, métricas de percentil são utilizadas para validação das medições amostradas nos PACs. Nas medições avaliadas em períodos muito curtos, a análise é feita diariamente, utilizando-se 99% do valor percentil das amostras. Isto é, o valor avaliado está contido no conjunto de 99% das amostras avaliadas. Se tratando da análise em períodos curtos, esta avaliação é feita diariamente, durante uma semana, obtendo percentis de 95% e 99% para amostras de tensão e corrente, respectivamente. Para fins de comparação, o indicador obtido será avaliado sempre ao final do período amostrado em ambos os casos. Esse valor avaliado será comparado com os índices de desempenho de DTHT conforme estabelecido nas padronizações nacionais ou internacionais (IEEE, 2022b; ONS, 2007).

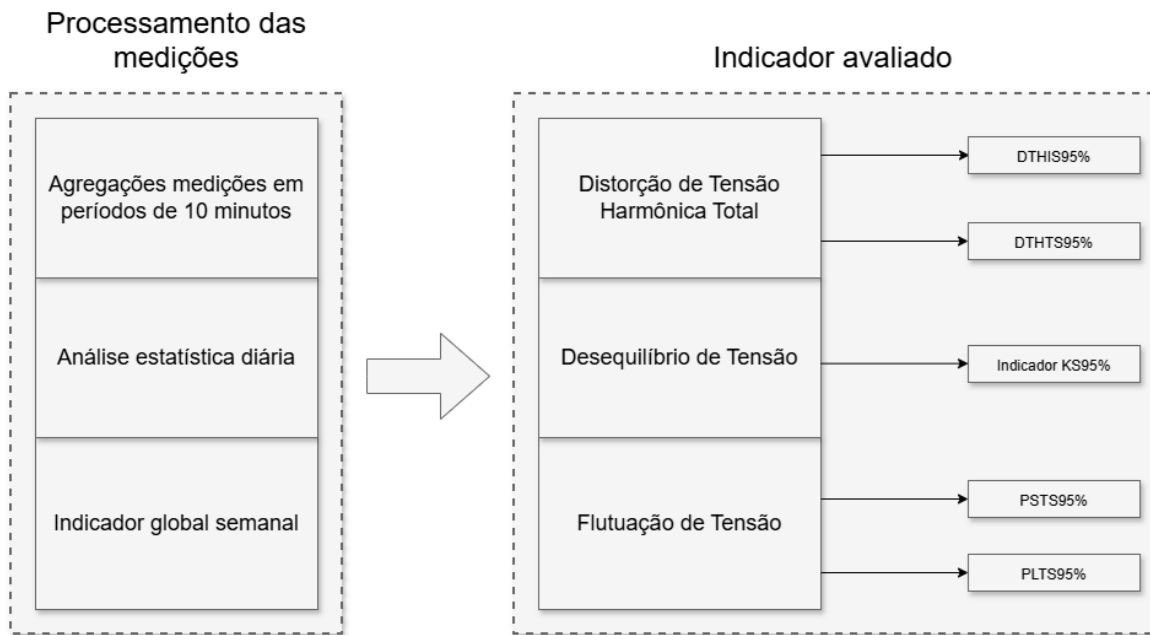
2.2.3 Procedimento para avaliação dos indicadores QEE

No que tange às leituras dos medidores de QEE, a avaliação dos indicadores de interesse nas campanhas de medição está sujeita às agregações de acordo com o fenômeno analisado. Para exemplificar, os valores RMS de tensão são computados ciclo a ciclo, onde cada ciclo é baseado na frequência de operação do sistema (20 ms para 50 Hz ou 16,67 ms para 60 Hz). A partir do sinal fundamental, utiliza-se uma janela de tempo para realizar cálculos dos parâmetros para a avaliação dos eventos de QEE. No caso da leitura de harmônicos, recomenda-se que o valor RMS obtido seja processado em uma janela de tempo de 200 ms (IEC, 2023; IEEE, 2019; ONS, 2007).

No âmbito das campanhas de medição, as exigências em relação aos instrumentos de medição para a avaliação dos indicadores estão ilustradas na Figura 4 e podem ser resumidas através da sinalização dos indicadores para cada distúrbio avaliado da seguinte forma:

- Devem fornecer os resultados do indicador em intervalos de 10 minutos, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede. Dessa forma, ao final da campanha, o agente terá uma planilha contendo, no mínimo, 1008 valores referentes aos 7 dias de medição.
- Devem fornecer os valores diários durante toda a duração da campanha com o cálculo estatístico do percentil 95% que corresponde aos valores diários com 5% de probabilidade de serem excedidos;
- Devem fornecer o indicador semanal no cálculo estatístico de 95% que será comparado com o limite inferior global vigente no (ONS, 2016b). Este indicador corresponde ao maior dos sete indicadores diários.

Figura 4 – Obtenção dos indicadores de Qualidade de Energia Elétrica na campanha de medição conforme SM 2.9.



Fonte: Autor

Dos indicadores da campanha de medição para o fenômeno de flutuação de tensão, são contabilizados 2 dos principais para avaliação desses eventos: o *Probability Short Term* - PST e; *Probabiliy Long term* - PLT. O Pst é calculado a partir de uma avaliação que ocorre em períodos de 10 minutos, analisando a operação individual de cargas com ciclo de operação curto. Esse dado é utilizado para a avaliação do Plt em um período de 2 horas para quantificar os impactos causados pelo efeito combinado de cargas em operações diversas ou cargas individuais com ciclos longos. O Plt é uma média absoluta dos valores de Pst, descrito da seguinte forma:

$$Plt = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=1}^{12} Pst_i^3}{12} \quad (4)$$

Quanto ao indicador que mede as distorções do sinal de tensão na Rede Básica, define-se como Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI) ou DTHT. A DTHT é contabilizada por meio da expressão:

$$DTHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} DTHT_h^2} \quad (5)$$

sendo $DTHT_h$ a tensão harmônica em pu da tensão fundamental, como estabelecido $DTHT_h/DTHT_1$, com $DTHT_1$ igual a tensão na frequência fundamental. Este valor é calculado a cada 10 minutos, com base na agregação dos dados obtidos em alta taxa de amostragem pelos medidores digitais ao longo da campanha de medição de 7 dias.

Após isso, é extraído um valor correspondente a 95% dos dados amostrados durante o período de um dia (24 horas) de medição. Este valor, denominado percentil de 95% dos dados, é o dado do indicador de desempenho de DTHT, que constituirá um conjunto de pontos a serem analisados para construir o indicador DTHTS95%. Nessa análise, o conjunto de indicadores diários extraídos é submetido a uma avaliação do maior valor, por fase, encontrado durante o período da realização da campanha de medição. Em outras palavras, o indicador que deve ser comparado aos valores limites estabelecidos nos Procedimentos de Rede é o maior valor de percentil 95% diário encontrado durante uma semana de medições (ONS, 2016b).

2.2.4 Considerações

A análise das diretrizes e procedimentos estabelecidos pelo ONS para a avaliação da QEE no SIN evidencia a complexidade envolvida no monitoramento e na manutenção dos níveis de desempenho harmônico. O conjunto normativo que rege a realização de estudos e campanhas de medição reflete a necessidade de padronizar os métodos de aquisição e tratamento de dados, bem como de assegurar a rastreabilidade e a confiabilidade das medições realizadas nos PACs. Nesse contexto, observa-se que a eficácia do processo de supervisão da QEE depende diretamente da qualidade dos instrumentos de medição empregados, da adequação aos requisitos de exatidão e uso das métricas estatísticas para a verificação de conformidade dos limites de DTHT, estabelecidos nos Procedimentos de Rede (ONS, 2022b, 2021b).

A partir dessa contextualização, compreende-se que as metodologias convencionais de avaliação de QEE, ainda que fundamentais, apresentam limitações quanto à sua capacidade de prover informações contínuas sobre o desempenho harmônico do sistema, de forma abrangente. Essa constatação reforça a motivação desta pesquisa em explorar o potencial dos SMSF como ferramenta complementar ao processo de monitoramento da QEE. A utilização de IEDs com funcionalidade de PMU, instaladas no SIN, permite a aquisição de dados em altas resoluções, de forma síncrona, para sinais de tensão e corrente, com capacidade de processamento das medidas em granularidade maiores, como é utilizado nas medições para as campanhas de medição, com abrangência nacional. Dessa forma, a seção aqui discutida fundamenta a importância de integrar práticas consolidadas de avaliação da QEE com uso de dispositivos capazes de aumentar a observabilidade do SIN.

2.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Na Rede Básica, os transformadores de potencial são responsáveis por fornecer níveis de tensão adequados para equipamentos de monitoramento, controle e proteção dos sistemas elétricos em alta tensão. O desacoplamento magnético entre os circuitos

primário e secundário permite o ajuste dos níveis de corrente e tensão por meio dos fluxos magnéticos (Kindermann, 2012). Dentre os tipos de transformadores de potencial empregados na Rede Básica, o TPC é o transdutor de tensão mais utilizado em redes, em geral, acima de 138 kV. Isto é justificado pelo fato de os transformadores de potencial indutivos apresentarem núcleos magnéticos com dimensão e peso elevados para estes níveis de tensão, onde o uso dos TPCs se justifica pela sua estrutura ser composta por um transformador de potencial, acrescido de uma coluna capacitiva. Essa coluna está disposta em um conjunto de células capacitivas conectadas em série, com uma divisão intermediária à qual estará conectada a um transformador magnético (Vieira, 2014; Kindermann, 2012). Além da vantagem estrutural, os TPCs possibilitam a transmissão de sinais de comunicação entre diferentes pontos da rede, por meio das chamadas ondas portadoras ou *carrier* (Probst, 2020). Entretanto, devido à presença de elementos não lineares e fenômenos ressonantes, durante transitórios, pode levar a desvios dos valores do sinal original e o medido pelo TPC. Uma das preocupações recentes está no desempenho harmônico da rede. Segundo IEEE (2022a), este desempenho não está restrito somente ao ponto de instalação das usinas eólicas e fotovoltaicas, mas também se refere à impedância da rede e dos níveis de distorção harmônica já existentes no sistema. Essa impedância pode vir a sofrer alterações conforme a operação através da comutação de bancos de capacitores e mudanças topológicas no sistema. Essas variações e ressonâncias harmônicas afetam a qualidade da medição e da operação (IEEE, 2022a).

Neste contexto, para garantir medições confiáveis e a correta operação dos TPCs, é essencial estabelecer procedimentos de calibração adequados.

2.3.1 Adequação técnica

Quanto às normas para os requisitos gerais de desempenho dos transformadores de potencial, destacam-se as mais recentes como a norma europeia IEC (2023), seguida da norma internacional da IEEE (2016), que serão comentadas a seguir.

Ressalta-se que as normas determinam diversas variáveis que podem influenciar a medição da grandeza (temperatura e até vibrações mecânicas), o que vai além do escopo deste trabalho. Portanto, a descrição será pautada nos parâmetros mais relevantes que impactam diretamente na aferição dos sinais, especificamente no que tange à utilização nas campanhas de medição e avaliação dos indicadores de QEE.

No contexto do monitoramento, isto é, a medição contínua dos sinais de corrente e tensão buscada nas campanhas de medição, é importante conhecer os fatores que possam ser preponderantes para agravar os erros nas medições. A precisão atingida por TP no ponto de medição sofre variações em seu circuito secundário, conforme a carga atrelada ao secundário, o fator de potência e sua relação de transformação (IEEE, 2016). A definição da relação de transformação é dada por meio da expressão

para os transformadores de potencial:

$$TCF = RCF + \frac{\gamma}{2600} \quad (6)$$

sendo

- TCF o fator de correção do transformador para os valores do primário;
- RCF a correção da magnitude do sinal de tensão;
- γ representa o ângulo de fase.

Desta maneira, a equação (6) descreve a acurácia dos transformadores de potencial e determina uma faixa de valores de TCF entre 90% e 110% para uso de medição de sinais de tensão, na frequência de operação. Para sinais acima da frequência nominal, há indicações de métodos de *curve fitting* para compensação de erros advindos dos transformadores de instrumentos em *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) (IEC, 2023).

No caso específico das campanhas de medição, a obtenção da massa de dados dos medidores de qualidade de energia não exige as medições de ângulo, principalmente para o uso em transformadores de potencial. Sendo assim, a expressão da Equação (6) resume-se ao valor da correção em relação a magnitude do sinal de tensão.

2.3.1.1 Calibração

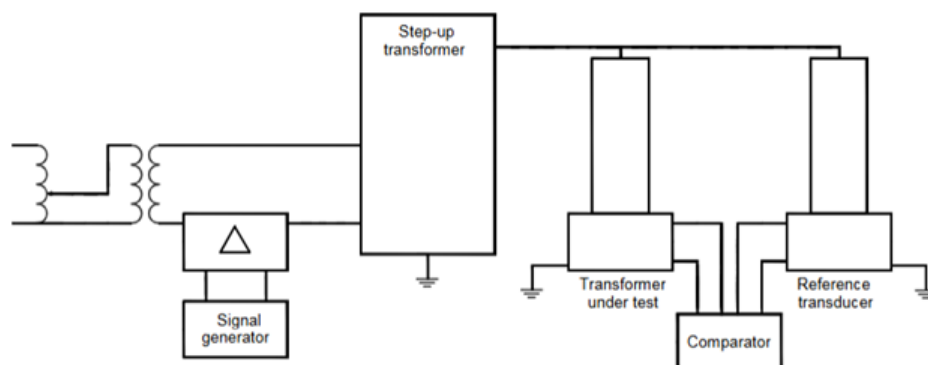
Devido à não linearidade presente nos sinais de tensão e corrente, bem como à presença de elementos ressonantes nos transdutores de tensão, o sinal originário na rede pode sofrer alterações em relação ao seu valor original. Em outras palavras, um sinal aplicado ao primário do transformador pode apresentar atenuações ou amplificações em seu terminal secundário.

Por esse motivo, realizam-se ensaios com um conjunto de sinais em diferentes frequências, de modo a caracterizar a resposta do transformador frente a um espectro de interesse (ONS, 2007). O levantamento da curva de resposta em frequência dos transformadores de instrumento é de especial importância no contexto da medição de harmônicos, pois permite compreender as alterações que ocorrem no secundário a partir do sinal de entrada no primário.

Para o levantamento da curva de resposta em frequência do TP, emprega-se um arranjo experimental composto por um gerador de sinais, um amplificador e, quando necessário, um transformador elevador (*step-up transformer*), conforme ilustrado na Figura 5 (IEC, 2012).

O gerador de sinais é responsável por sintetizar uma tensão senoidal de frequência variável, tipicamente no intervalo de 40 a 5 kHz, sob tensão de 100 V_{rms} , a qual é aplicada à entrada do amplificador. Esse amplificador fornece o nível de potência

Figura 5 – Ensaio do Transformador de Potencial.



Fonte: (IEC, 2012)

necessário para excitar o TP sob teste, conectado em sua saída. Para ensaios em tensões mais elevadas, um transformador elevador pode ser inserido entre o amplificador e o VT, de modo a garantir a amplitude de ensaio adequada.

Em paralelo ao TP, conecta-se um transdutor de referência, de resposta em frequência conhecida, com a finalidade de permitir a comparação de amplitude e fase entre os dois dispositivos. Essa comparação é realizada por meio de um comparador de tensão, que pode ser implementado por meio de dois voltímetros de alta resolução sincronizados por um sistema computacional.

Os sinais adquiridos são enviados a um microcomputador, responsável por registrar e processar as medições de amplitude e fase, possibilitando o traçado da curva de resposta em frequência do TP.

Salienta-se que este aparato descrito para o levantamento das curvas de resposta em frequência de TPs é uma das maneiras de analisar o comportamento da tensão no secundário, não sendo a única maneira de análise. Atualmente, existem dispositivos capazes de realizar todo esse procedimento integrado em um único equipamento, injetando tensões senoidais no enrolamento primário em diversas frequências e verificando a saída no secundário, possibilitando a comparação da resposta em frequência traçada com dados de referência, verificando possíveis desvios (Omicron Energy, 2024).

2.3.2 Transformador de Potencial Capacitivo

A seguir será discutido os modelos de TPC, o tipo de modelo adotado e as implicações ao considerar tal modelo. O desenvolvimento considerado tem por base a obtenção da curva de resposta em frequência, extração de fatores de correção para servir a um modelo de otimização linear que considere uma série temporal de dados de DHT e estabeleça um intervalo de confiança para os valores máximos e mínimos

medidos no primário do TPC.

2.3.2.1 Modelagem do circuito do transformador de potencial

A modelagem dos TPCs buscando a representação que capture o comportamento não linear dos sinais de tensão tem sido estudada principalmente na validação de modelos (Kezunovic et al., 1992; Kojovic et al., 1994). No trabalho de Kezunovic et al. (1992) investiga-se um modelo a partir da medição dos parâmetros do circuito para, posteriormente, realizar uma análise de sensibilidade desses parâmetros, a fim de obter uma avaliação de quais parâmetros possuem maior influência na curva de resposta em frequência. No entanto, a estrutura complexa do modelo torna difícil a medição de parâmetros internos de forma precisa (Fernandes, 2003). No trabalho de Kojovic et al. (1994), desenvolveu-se um modelo de circuito equivalente de TPC, a partir de ajustes não lineares na curva de resposta em frequência. O método é desenvolvido de modo a dispensar medições diretas dos elementos internos do TPC. Em vez disso, fundamenta-se na obtenção da curva de resposta em frequência do equipamento, a partir da qual são estimados os parâmetros do circuito equivalente por meio de procedimentos de ajuste. Essa abordagem contorna as limitações práticas associadas à medição de componentes internos e permite obter modelos consistentes para análises ao longo do espectro de frequências (Fernandes, 2003; Probst, 2020).

No desenvolvimento do modelo adotado, seguiu-se a metodologia utilizada por Fernandes (2003) e Probst (2020), que realizou ensaios em um TPC e, em seguida, fez uso de métodos de otimização para estimação dos parâmetros. Nesses desenvolvimentos, utilizou-se uma análise de sensibilidade dos parâmetros mais influentes na representação do circuito para que, posteriormente, se desenvolvesse a estimação dos parâmetros conforme a curva de resposta e frequência ensaiada.

No caso deste trabalho, a curva de resposta em frequência foi obtida com dados de magnitude do ensaio de resposta em frequência das campanhas de medição. A etapa de estimação dos parâmetros do circuito equivalente é realizada com a análise do erro estabelecido entre os dados das campanhas de medição e os parâmetros iniciais de referência (Probst, 2020; Fernandes, 2003).

2.3.2.2 Exatidão

Os TPs, em especial o TPC, são amplamente utilizados em linhas de transmissão devido à sua elevada confiabilidade, além de servir como um elo de conexão de sistemas de comunicação (Araújo et al., 2005). Conforme Frontin (2013), os principais problemas da aplicação dos TPC estão relacionados à sua resposta transitória e à medição da DTHT.

Na busca de soluções que aprimorem a modelagem das características dos transdutores de sinais, metodologias que empregam modelos de canais de instru-

mentação e estimação de estados vêm sendo balizadoras para redução de erros de medições obtidas pelos TIs. (IEEE, 2021). O trabalho de Heydt (1989) propôs a aplicação da estimação de estados para análise de distorções harmônicas utilizando os métodos de Mínimos Quadrados Ponderados (MQP). Rakpenthai et al. (2013) propõe um estimador de estados harmônicos através de técnicas de mínimos quadrados onde alia variáveis de estados e medição sincrofasorial para a obtenção de um intervalo de confiança de THD. Em trabalhos mais recentes, algoritmos distintos buscaram aperfeiçoar o estimador a partir da aplicação de técnicas evolutivas como no trabalho de Arruda, Kagan e Ribeiro (2010), e técnicas de otimização como no trabalho de Melo et al. (2017) o qual aplicou restrições não lineares com limites inferiores e superiores para os valores a serem estimados de THD e solucionado via método de pontos interiores com barreira de segurança.

Em Hamrita et al. (2000) é apresentada uma metodologia para correção em tempo real de erros introduzidos por transformadores de instrumentação em medições de forma de onda no nível de transmissão. Utilizando um modelo matemático experimental do transformador e um método de controle repetitivo, o sistema proposto reconstrói o sinal de entrada corrigido a partir das medições distorcidas, tratando erros de ressonância e saturação. Os resultados experimentais e simulações confirmaram a eficácia do método, que demonstrou estabilidade e robustez, sendo uma solução prática para correção de medições em sistemas de alta tensão. No entanto, não fica clara a maneira como são escolhidos os ganhos do controlador, além de que a abordagem pode ser sensível a imprecisões nos parâmetros do modelo do transformador, o que pode comprometer a exatidão do método em condições específicas de campo. Ademais, enquanto o algoritmo demonstrou robustez em simulações, ele pode ter limitações em ambientes com alto ruído ou quando o modelo não representa completamente a dinâmica do transformador.

No trabalho de Faifer et al. (2017) utilizam-se um método de ajuste linear para reconstruir o sinal de entrada, baseado em uma função de minimização da diferença entre o sinal do primário e um ajuste multiplicado pelo sinal secundário. O ajuste é realizado baseando-se nos erros entre o transdutor de teste e o de referência, o qual utiliza-se de um modelo de calibração adotado sem considerar efeitos de não linearidade e com alta confiança em sua resposta em frequência. A metodologia não considera não linearidades estocásticas, porém ainda é demonstrada uma forte influência dos ruídos e erros sistemáticos no transformador ensaiado. Além disso, é utilizado um modelo de transformador de potencial indutivo como um *Linear Time-Invariant* (LTI) que, segundo IEC (2012) sugere que transformadores indutivos não podem ser considerados como tendo um comportamento linear sob variações na amplitude da tensão do sinal primário, nem em relação à sua frequência, devido às características não lineares do núcleo magnético. Para tal sistema, os efeitos da intermodulação entre os

componentes espectrais do sinal de entrada devem ser considerados no procedimento de identificação do sistema. As formas de onda de tensão dos sistemas de energia modernos são afetadas por distorções devido ao aumento das emissões harmônicas, o que agrava ainda mais os efeitos não lineares, como a intermodulação. Portanto, os efeitos da não linearidade dos transformadores indutivos podem se tornar significativos, levando ao fato de que a resposta em frequência ensaiada em tensões de 100V não é aceitável como um método preciso de caracterização para medições harmônicas. Sendo assim, a caracterização de transformadores de tensão indutivos deve ser realizada usando formas de onda de alta tensão realistas (Jayathilaka et al., 2024).

Em outro trabalho, Toscani et al. (2021) desenvolveram uma metodologia de compensação de não linearidades em transformadores de tensão indutivos, aplicando o modelo de Volterra simplificado para melhorar a precisão das medições harmônicas em redes de média tensão. Com essa abordagem, os autores construíram filtros de compensação que, testados experimentalmente, mostraram redução significativa dos erros de medição nos harmônicos de baixa ordem, especialmente no 3º e 5º harmônicos, utilizando filtros de até 11º harmônico. Os resultados indicaram que a técnica permite alcançar uma excelente precisão necessária, fazendo uso de medições reais e também utiliza indicadores estatísticos como percentis 95%, que é uma métrica bastante útil para restringir *outliers* como ruídos.

Na área da estimação de estados, Goklani et al. (2021) desenvolvem uma metodologia para calibração de TPCs em subestações, utilizando dados de PMU locais, aplicando a técnica de *Singular Value Decomposition* (SVD). A abordagem identifica o conjunto ideal de TPCs para uso como referência, estimando fatores de correção de magnitude e ângulo de fase a partir da redundância de dados fasoriais, sem a necessidade de dispositivos de referência externos. Os resultados obtidos, aplicados tanto a dados simulados quanto a dados reais de uma subestação de 400 kV, mostraram-se robustos e precisos, com os fatores de correção reduzindo significativamente os erros de medida dos TPCs analisados, o que sugere uma melhora expressiva na confiabilidade das medições realizadas dentro da subestação.

Diante das discrepâncias nas leituras dos TIs, faz-se necessária a correção de erros oriundos das não linearidades impostas por ressonâncias e saturação do núcleo. É essencial que haja maior confiança na consolidação dessas medições analógicas dos transdutores, visto que estes são amplamente utilizados nos sistemas elétricos (Cataliotti et al., 2019).

2.3.2.3 Erros na calibração de TPC para obtenção das curvas de resposta em frequência

No trabalho de Probst (2020) são realizados ensaios para medição da resposta em frequência de um TPC em 3 configurações sob 2 diferentes níveis de tensão. São

eles:

- Com tensão aplicada de 100 V no equipamento completo;
- Com tensão aplicada de 1 kV no equipamento completo;
- Com tensão aplicada de 100 V na configuração de circuito equivalente (utilizado em análise da resposta a transitórios conforme estabelecido na IEC 61869-5);

Nos ensaios, foram obtidas curvas de resposta em frequência e notou-se diferenças consideráveis nos valores da tensão em toda a faixa de frequência analisada. Observou-se que os parâmetros do TPC podem sofrer variações devido à faixa de operação da curva de saturação, apresentando não-linearidade para tensões de excitação baixas. Ao elevar-se a tensão, notou-se que a relação de transformação medida se aproximou da relação nominal na frequência fundamental de 60 Hz, diminuindo o erro relativo. Vale ressaltar que essa análise não foi desenvolvida para demais frequências, sendo desconhecido se este efeito pode ser verificado para os sinais harmônicos que esta pesquisa se aplica.

2.3.3 Considerações

Diante do exposto, observa-se que os TPs, em especial o TPC, constitui um elemento essencial para garantir a precisão das medições de tensão em SEPs. A análise dos parâmetros de exatidão, aliada à compreensão dos fenômenos ressonantes e não lineares associados à estrutura interna desses equipamentos, evidencia a necessidade de procedimentos de calibração adequados e ensaios específicos para a determinação da resposta em frequência. A depender da faixa de frequência analisada, pequenas variações na relação de transformação podem introduzir erros sistemáticos nas medições de tensão, comprometendo a precisão dos indicadores de QEE, especificamente na avaliação do desempenho harmônico.

Nesse contexto, a discussão apresentada nesta seção fornece subsídios teóricos e técnicos para o desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho, voltada à estimativa e correção de medições de DTHT com base em modelos de circuito equivalente de TPCs. Ao compreender as limitações inerentes à instrumentação e aos processos de calibração, torna-se possível empregar FCn e modelos equivalentes que permitam referenciar as medições ao lado primário do transformador, viabilizando uma estimativa nos dados do primário de TPCs a partir dos SMSFs. Dessa forma, a caracterização do TPC estabelece o elo entre os aspectos de medição e a etapa de monitoramento dos dados de DTHTs, fortalecendo a integração entre instrumentação, modelagem e análise de indicadores de QEE no SIN.

2.4 SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

A seguir, são apresentados os conceitos de sincrofasores, o desenvolvimento, a arquitetura, as diretrizes técnicas e o uso do SMSF no contexto dos desenvolvimentos desta dissertação.

2.4.1 Sincrofasores

Os fasores são representações no plano complexo de sinais senoidais no tempo. A equação horária do sinal senoidal puro em regime permanente é dada pela expressão:

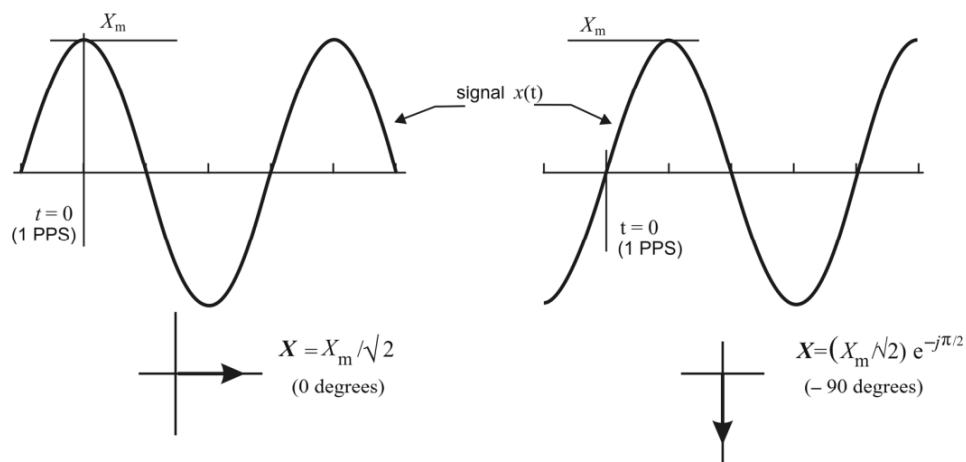
$$x(t) = X_m \cos(\omega_0 t + \varphi) \quad (7)$$

onde

- $x(t)$ representa o valor instantâneo do sinal senoidal puro no tempo t ;
- X_m representa a magnitude do sinal senoidal puro;
- ω_0 representa a frequência angular nominal com a qual o ângulo está oscilando;
- φ é a fase do sinal senoidal;
- t é o instante de tempo.

No caso fundamental, isto é, para uma senoide pura na frequência nominal da rede, essas representações são obtidas através da magnitude do valor eficaz da forma de onda RMS e do valor de fase, obtido através do ângulo medido entre o pico da senoide e a referência em $t = 0$, conforme ilustrado na Figura 6 (Phadke; Thorp, 2006).

Figura 6 – representação sincrofasores



Fonte: (IEEE, 2011b)

Para os casos reais em que o sinal oscila entre valores próximos à frequência fundamental, é necessário considerar o cálculo da frequência instantânea, que introduz

a expressão (7), na qual tanto a amplitude $X_m(t)$ quanto a frequência angular $f(t)$ são funções do tempo (IEEE, 2011a). A expressão para um sinal real será então:

$$x(t) = X_m(t) \cos \left(2\pi \int f(t) dt + \varphi \right) \quad (8)$$

onde

- $x(t)$ representa o valor instantâneo de uma onda senoidal real
- $X_m(t)$: magnitude do sinal senoidal real no tempo;
- $f(t)$ frequência angular em função do tempo;
- φ ângulo de fase do sinal.

Considerando que no sinal senoidal real há uma variação do valor da frequência instantânea e nominal como uma função do tempo:

$$g(t) = f(t) - f_0(t) \quad (9)$$

onde

- $g(t)$ representa a diferença entre o sinal instantâneo e o sinal nominal;
- $f(t)$ é a frequência angular instantânea do sinal;
- $f_0(t)$ representa a frequência angular nominal do sinal.

Substituindo a expressão (9) na expressão (8), obtém-se:

$$x(t) = X_m(t) \cos(2\pi f_0 t + 2\pi \int g(t) dt + \varphi) \quad (10)$$

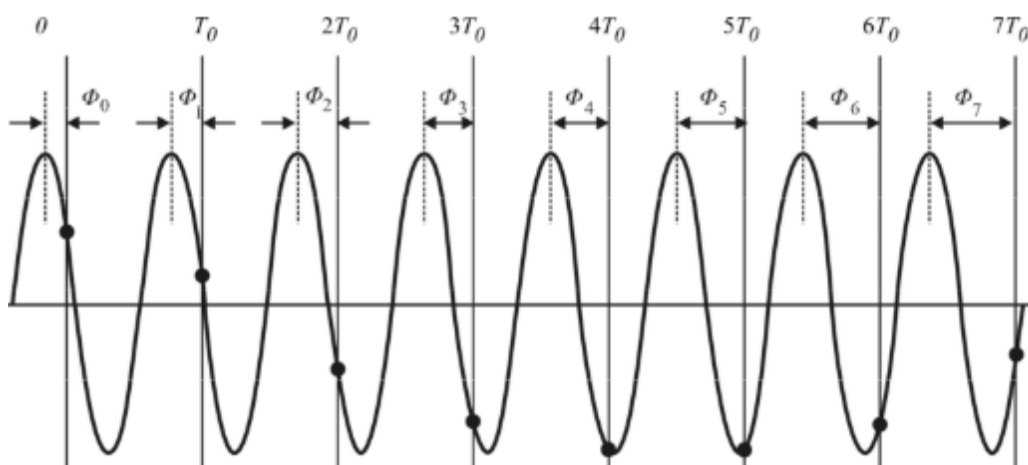
Por fim, admitindo que $X_m(t)$ seja constante, com $g(t)$ variando constantemente, é possível simplificar a expressão (10) por meio da representação fasorial dada por:

$$x(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \exp^{j2\pi\Delta f t + \varphi} \quad (11)$$

Neste caso, a Figura 7 ilustra o comportamento de um *offset* constante (RMS), com a rotação dos fasores dependendo da variação de frequência. Ao se estabelecer uma etiqueta de tempo em *Universal Time Coordinated* (UTC), o ângulo de fase calculado para um sinal senoidal será estimado com base na frequência fundamental da rede, com uma defasagem considerada a partir do ângulo medido entre o sinal atual e o valor nominal. (IEEE, 2011a).

Embora a Norma IEEE (2011b) não determine a técnica mais apropriada para a estimação de fasores, a técnica de processamento de sinais *Discrete Fourier Transform* (DFT) é largamente empregada nos SEPs e, segundo Pandit e Sodhi (2022), quando aplicada em condições estacionárias, possui resultados bastante precisos (Pandit; Sodhi, 2022). Entretanto, os desvios de frequências atrelados a problemas de *anti aliasing* culminam no agravamento do erro na estimação do fasor (Pandit; Sodhi, 2022).

Figura 7 – Sinal senoidal com aumento uniforme do ângulo de fase



Fonte: (IEEE, 2011a)

2.4.2 Desenvolvimento do SMSF

Pode-se dizer que a modernização dos sistemas de gerenciamento de energia (*Energy Management System* - EMS) foi iniciada após o *blackout* de 1965 ocorrido no sistema oriental norte-americano. Até esse ponto, o uso de um sistema de monitoramento de áreas (*Wide Areas Measurements* (WAMS) estava restrito ao emprego na estimação de estados, o qual permitia, nessa época, apenas uma estimativa de um ponto operativo desse sistema (Phadke; Thorp, 2006). Dessa forma, os poucos dados disponíveis para os operadores do sistema tornavam seu uso limitado para uma análise mais complexa, como a análise de perturbações ou falhas que ocorrem em uma escala de tempo reduzida. Neste contexto, no início da década de 70, foram desenvolvidos os primeiros dispositivos de faltas - relés a distância - que utilizavam o método de componentes simétricas para a localização desses eventos. Este método tornou-se preponderante para o uso dos sincrofasores, visto que sua eficiência computacional refere-se ao cálculo das componentes de sequência positiva, negativa e zero das tensões e correntes trifásicas. Porém, para viabilizar uma medição confiável, ainda seria necessário estabelecer um referencial de tempo, o qual sincroniza todas as medições no tempo entre as barras desse sistema. E isso se deu com o desenvolvimento dos primeiros sistemas globais de navegação (*Global Navigation Satellite Systems* - GNSS), os quais possibilitaram uma etiqueta de tempo capaz de sincronizar todas as medições do sistema elétrico (Phadke, 2002).

Dessa forma, a integração das tecnologias de sincronização temporal e dos algoritmos de cálculo de fasores possibilitou, na primeira metade da década de 1980, o desenvolvimento dos primeiros protótipos de PMUs no laboratório da Universidade da Virgínia (Virginia Tech). Esses protótipos eram compostos por uma estação de sincronismo temporal baseada em GPS, um módulo PMU, uma unidade de aquisição

de dados e um dispositivo de interface com o usuário (Phadke, 2002).

Com a mudança de paradigma de estimação para a medição em tempo real, o desenvolvimento das PMUs trouxe diversas melhorias e aplicabilidades em relação ao protótipo inicial. Com a iniciativa do departamento de energia dos EUA e fomento dos agentes do setor elétrico americano visando o aperfeiçoamento da operação em tempo real, em 1989 firmou-se uma parceria público-privada através do projeto Wide Area Monitoring System (WAMS) para monitorar a costa oeste do sistema americano de energia elétrica (Mittelstadt et al., 1995). Conforme a documentação do projeto, os principais objetivos traçados foram:

- Uso de transdutores para controle de estabilidade;
- Instrumentação virtual;
- Desenvolvimento dos canais de comunicação para o monitoramento em tempo real entre áreas analisadas.

Trata-se, portanto, de um projeto piloto com o intuito de verificar primeiras condições de monitoramento contínuo, estabelecendo *links* de comunicação entre áreas. Para o monitoramento, usou-se de equipamentos produzidos pela empresa Macrodyne Co. que possuía um equipamento demonstrativo com funções habilitadas de armazenamento local de dados e sincronismo temporal através de sistema GPS para medições de ângulo de fase, entre outros parâmetros e de um painel para interface gráfica para visualização dos dados extraídos pela PMU.

A arquitetura do projeto piloto de monitoramento do sistema da costa oeste americana consiste na união de duas estruturas para processamento, aquisição e visualização de dados:

- A unidade de medição fasorial, o qual possui um filtro *anti-aliasing*, um conversor A/D, uma unidade de sincronismo e a unidade de processamento desses dados para estimação e um terminal de rede para disponibilizar essa informação para comunicação entre dispositivos;
- Um painel que tem um receptor para aquisição dos dados disponibilizados pela PMU e um *software* para visualização dos dados. No projeto WAMS foi implementado um visualizador de dados a partir da linguagem de programação gráfica, o *LabVIEW*, um ambiente virtual para modelagem da rede elétrica.

Com o arcabouço obtido no projeto WAMS, em 1991 a *Macrodyne* iniciou a comercialização de novos modelos com diversas melhorias quanto ao *hardware*, com uso de uma unidade GPS integrada ao módulo PMU e possuir 16 bits de dados para cada entrada analógica de tensão ou corrente, além de possibilitar o armazenamento desses dados fasoriais para futuras análises. Esses avanços representam um passo significativo para tornar os sistemas elétricos mais observáveis. Isto é, com o desenvol-

vimento da tecnologia e melhoria de *hardware*, foi possível obter uma maior acurácia das medições, com taxa de amostragem de dados cada vez maior, propiciando assim, análises dinâmicas em nível de transitórios e sub-transitórios. Esses eventos possuem característica de curta e curtíssima duração de tempo, onde é ideal que o número de amostras obtidas dos dispositivos de monitoramento seja cada vez maior para ser possível perceber e atuar com os mecanismos de controle de estabilidade do sistema.

No Brasil, a iniciativa de desenvolvimento de um SMSF tornou-se possível a partir de ações de pesquisa e desenvolvimento com o projeto MedFasee, através da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), em 2003. A partir dos primeiros protótipos, acompanhando o desenvolvimento internacional e aperfeiçoamento da tecnologia e melhoria dos protocolos de comunicação, surgiram trabalhos relevantes nos sistemas de baixa tensão para avaliação do desempenho dinâmico do SIN (Decker et al., 2009; Silva et al., 2013; Zimmer et al., 2014). Com resultados satisfatórios no projeto MedFasee, em 2013, o operador do sistema buscou firmar parcerias com o LabPlan com o intuito de desenvolver um SMSF no SIN.

Conforme ONS (2017), foi firmado um contrato com a Grid Solutions (GE) para implementação de um Projeto Piloto que, inicialmente, foi implementado em 31 SEs do SIN, tendo como meta de projeto que esse número atingisse 102 SEs até 2020. O sistema, denominado Rede Digital de Sincrofasores (RDS), apresenta as seguintes características:

- arquitetura em dois níveis;
- canais de telecomunicações dedicados para garantia de largura de banda e segurança/confiabilidade do sistema;
- fasores em tempo real utilizando endereçamento *unicast*, seguindo o padrão normativo IEEE (2011b);
- conexão da SE diretamente à RDS;
- a RDS será contratada pelos Agentes.

Em paralelo aos desenvolvimentos, o operador emitiu recomendações aos Agentes, por meio do Submódulo 11.8 dos Procedimentos de Rede ONS (2020), especificando questões relativas aos circuitos de telecomunicação, à instalação das PMUs nos circuitos de instrumentação, as grandezas monitoradas e a exatidão nas medições dos equipamentos utilizados.

Durante os desenvolvimentos do SMSF no Brasil, surgiram duas principais frentes no SMSF:

- Projeto Medfasee: com enfoque na análise de eventos e servindo como laboratório para o desenvolvimento de aplicações em estudos e monitoramento do sistema elétrico brasileiro. O projeto medfasee se iniciou com protótipos de PMUs desenvolvidos em parceria com a GE Reason (Decker et al.,

2009). Atualmente, o projeto contempla PMUs em 27 universidades federais e uma em Itaipu. O objetivo é acompanhar o desempenho do sistema frente às contingências que podem ser observadas a partir de dados obtidos na baixa tensão. Além disso, diversos trabalhos têm explorado os dados do SMSF para o desenvolvimento de metodologias aplicadas à proteção de sistemas elétricos (Wilk, 2023; Zanella, 2024), bem como para estudos de análise e convergência entre dados de sincrofasores e registros de oscilografias (Lorensi, 2024; Moraes et al., 2024). Especificamente, os estudos de convergência demonstram o potencial do uso combinado dessas fontes de informação para aprimorar a avaliação das condições operativas e aumentar a observabilidade dos sistemas elétricos;

- Projeto OpenWAMS: Iniciado em 2024 a partir do Projeto Piloto no SIN e do CC-PMS, o ONS estabeleceu uma parceria com a *Grid Protection Alliance* (GPA) para suporte técnico e capacitação. A iniciativa fornece um *framework* para operação e um ambiente de desenvolvimento, simulação e testes. Atualmente, integra 600 PMUs, com capacidade projetada para até 1500 em 60 *frames per second* (fps). As aplicações em andamento incluem avaliação da qualidade dos dados das PMUs, monitoramento de oscilações eletromecânicas, monitoramento da QEE e restrições de ângulo (integradas à avaliação de segurança dinâmica). Estão em planejamento módulos para localização de faltas, detecção de ilhamento e resincronização (GPA, 2024).

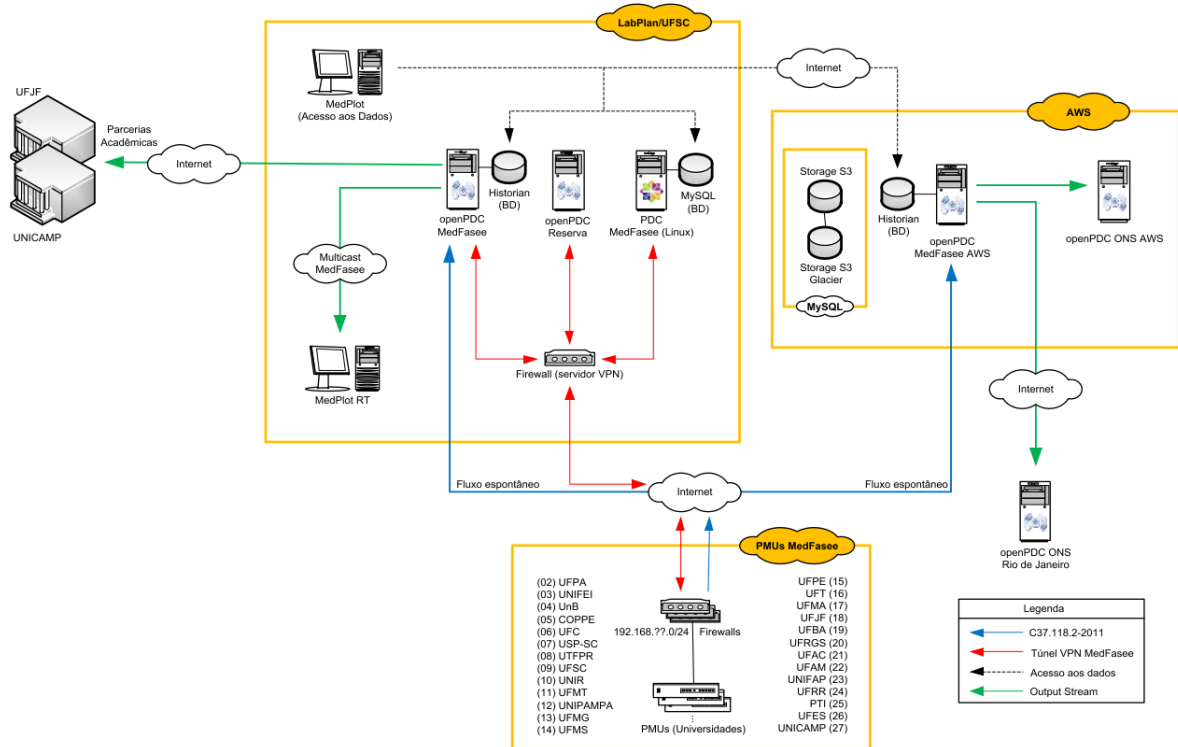
Recentemente, está em desenvolvimento o projeto Mpleno, cujo objetivo é elaborar um *plugin* que reúna módulos de monitoramento para detecção e processamento de distúrbios de QEE, com ênfase nas variações de tensão e eventos dinâmicos monitorados a partir da infraestrutura de SMSF em PACs. O projeto dedica atenção ao atendimento de requisitos de desempenho dinâmico e de QEE, tendo enfoque em usinas eólicas e fotovoltaicas, utilizando IEDs com funcionalidade PMU. Este trabalho insere-se nesse contexto, contribuindo sob a ótica das metas propostas pelo projeto.

2.4.3 Arquitetura de SMSF

O SMSF é composto por quatro elementos principais: as PMUs, que medem as grandezas elétricas e calculam os fasores sincronizados; a fonte de sincronização, que utiliza o sistema GPS para fornecer uma referência temporal precisa; os canais de comunicação, que transmitem os dados das PMUs para os *Phasor Data Concentrator* (PDCs) via *Internet*, utilizando o protocolo *Datagram Protocol* (UDP); e os PDCs, que recebem, processam e armazenam os dados para análise posterior. A operação desse sistema pode ser compreendida a partir do ambiente estabelecido na Figura 8

O funcionamento do sistema inicia-se com a medição das grandezas elétricas (tensão e corrente) pelas PMUs, que calculam os fasores sincronizados com base em

Figura 8 – Arquitetura Projeto MedFasee-BT.



Fonte: (Mantelli et al., 2017)

amostras de tensão e corrente, sincronizadas com o relógio GPS. As PMUs enviam os dados em uma taxa de *frames per second* (fps), permitindo um monitoramento em tempo real da dinâmica do sistema elétrico (IEEE, 2011b). A sincronização temporal é crítica para garantir que os dados coletados em diferentes locais estejam alinhados temporalmente, e o GPS fornece uma referência de tempo global para todas as PMUs no sistema. O encapsulamento dos dados e alinhamento das etiquetas de tempo são mediadas a partir dos protocolos de comunicação, fazendo uso das estruturas de *command frame* e *configuration frame* nos PDCs (IEEE, 2011c).

Os dados são enviados das PMUs para os PDCs por meio da Internet utilizando o protocolo UDP, adequado para transmissões em tempo real devido à sua baixa latência. A redundância da transferência de dados é assegurada pelo fluxo simultâneo enviado a dois destinos: um PDC central, responsável por concentrar as medições provenientes da maior parte das PMUs, e um serviço de armazenamento em nuvem, como o *Amazon Web Services* (AWS), os quais recebem o fluxo espontâneo de dados conforme definido pelo padrão IEEE C37.118 (IEEE, 2024b). Além disso, as comunicações entre servidores e o acesso remoto para configurações são realizados por meio de túneis de *Virtual Private Network* (VPN), garantindo maior segurança e integridade às conexões.

O acesso aos dados pode ser feito por meio do *framework* de código aberto

disponibilizado pela GPA, como o *openPDC*. No *OpenPDC*, os dados recebidos podem ser reorganizados, processados e retransmitidos por meio dos *output streams*, que correspondem aos fluxos de saída configurados para redistribuição dos dados sincronizados. Esses fluxos permitem que o PDC encaminhe os dados concentrados para diferentes destinos o mesmo protocolo do fluxo espontâneo recebido (*input stream*), ou formatos outros, como séries temporais para base histórica (*OpenHistorian*) e aplicações externas. Assim, o *OpenPDC* opera como um ponto de convergência e redistribuição, recebendo medições de múltiplas PMUs, alinhando temporalmente os *frames* e reenviando-os em fluxos contínuos e organizados para acesso de monitoramento, bancos de dados, ambiente de análise ou outros PDCs locais. Essa funcionalidade garante flexibilidade à arquitetura do SMSF, permitindo que os dados sejam simultaneamente armazenados, visualizados em tempo real ou integrados a outros sistemas conforme as necessidades operacionais.

A descrição da arquitetura apresentada nesta dissertação segue, em linhas gerais, a estrutura conceitual empregada no projeto MedFasee-BT; entretanto, vale destacar que essa configuração difere da arquitetura estabelecida em ONS (2020). No projeto MedFasee-BT, o fluxo de dados inicia-se na aquisição das medições pelas PMUs e segue diretamente para um PDC centralizado na UFSC, a partir do qual é disponibilizado um *output stream* para as instituições participantes. Já na arquitetura descrita em ONS (2020), o fluxo percorre um caminho hierárquico: os dados das PMUs são encaminhados inicialmente aos PDCs locais instalados nas subestações e, somente então, enviados ao PDC central do ONS. Assim, enquanto o MedFasee-BT adota uma configuração simplificada e centralizada, a arquitetura normativa do ONS, que é a referência adotada nesta dissertação, prevê uma topologia hierárquica com PDCs distribuídos e integração final no PDC central do operador.

2.4.4 Diretrizes técnicas

A norma balizadora do SMSF é a IEEE C.37-118. Sua primeira versão foi estabelecida em 2005, a qual especificou o formato de dados de configuração, leitura e dados; especificação de erro angular; conceito de *Total Vector Error* (TVE); uso do *Coordinated Universal Time* (UTC) como padrão de referência de tempo e, sincronização temporal das medições através de um GNSS, além de especificar a taxa de aquisição dos dados, que neste momento era de 10 a 25 fps para sistemas de 50 Hz, e de 10 a 30 fps para sistemas de 60 Hz (IEEE, 2005).

Na versão de 2011, foram divididas em duas partes: a etapa de requisitos de desempenho e para informações relativas à comunicação. Na parte de requisitos, houve a definição de estimação de frequência, valores analógicos (QEE) e *Rate Of Change Of Frequency* (ROCOF), além de estabelecer o cálculo de erro para tais dados. O cálculo dos erros, assim como do TVE dos sinais em regime permanente, estabeleceu

requisitos de desempenho. Além disso, a taxa de aquisição de dados foi elevada para 50 fasores por segundo, nos sistemas 50 Hz, e para 60 fasores por segundo para um sistema de 60 Hz (IEEE, 2011b). Na parte da comunicação, desenvolveu-se uma visão geral da estrutura de um SMSF, descrevendo cada parte que compõe este sistema. Além disso, trouxe diversas melhorias em relação à versão de 2005, incluindo a separação clara entre dados e comunicação para melhor organização do padrão, suporte a múltiplas PMUs em um único canal, expansão do formato de mensagens com novos tipos para controle e configuração, flexibilidade nas taxas de amostragem, suporte tanto a *Unicast* quanto a *Multicast* para maior eficiência em grandes sistemas, otimização da largura de banda por meio de compactação de dados e um gerenciamento de conexões aprimorado, tornando a comunicação entre PMUs e PDCs mais robusta (IEEE, 2011c).

Uma revisão de 2014 ajustou os critérios de desempenho das medições sincrofatoriais definidos na versão de 2011, apenas com modificações acerca dos requisitos de desempenho. As principais mudanças incluíram a correção dos limites de erro para TVE, erro de frequência e ROCOF. Além disso, houve uma melhor definição dos cálculos destes indicadores, reduzindo incertezas nas medições, e uma especificação mais clara sobre os filtros aplicados, garantindo que as medições sejam mais confiáveis mesmo sob oscilações rápidas de frequência e fase (IEEE, 2014).

Recentemente, uma revisão foi adicionada, dando ênfase à comunicação estabelecida entre PMU e PDC (IEEE, 2024b). Um ponto a ser destacado por esta revisão é a adição de uma funcionalidade que permite a configuração de dispositivos em um SMSF. Isto é, habilitou um mecanismo capaz de personalizar o *frame* de dados a serem enviados ou recebidos pelos dispositivos. Essa alteração possibilita uma comunicação entre os dispositivos, análoga ao que é estabelecido no protocolo de comunicação *Streaming Telemetry Transport Protocol (STTP)*, usando o mecanismo de *publisher/subscriber* (IEEE, 2024a, 2024b).

Ressalta-se que, além do protocolo IEEE C37.118.2, também são utilizados outros padrões para a transmissão de dados provenientes de PMUs. Entre eles destaca-se o IEC TR 61850-90-5, introduzido em 2012 com foco na operação em redes IP e na utilização de mecanismos adicionais de segurança e priorização de tráfego. Mais recentemente, surgiu o *Gateway Exchange Protocol (GEP)*, base do protocolo STTP, concebido para fornecer maior eficiência, escalabilidade e desempenho no transporte de dados sincrofatoriais e outras medições em tempo real.

2.4.4.1 Comparação entre os Protocolos de Comunicação de Fasores

No artigo elaborado pelo *Pacific Northwest National Laboratory* Carroll e Russell (2019), é apresentada uma análise comparativa entre os principais protocolos utilizados para a transferência de dados de equipamentos IEDs com funcionalidade

de PMU. O estudo avalia as versões dos protocolos IEEE C37.118.2-2011, IEC TR-61850-90-5-2012 e o STTP, que, à época da redação do documento, teve com base o protocolo GEP. A comparação considera aspectos como estrutura de dados, eficiência, suscetibilidade à perda de dados, escalabilidade, requisitos de segurança e demais características operacionais relevantes.

A partir das análises apresentadas no estudo, observa-se que os três protocolos avaliados apresentam desempenhos significativamente distintos para aplicações em larga escala de transmissão de dados sincrofasoriais. Os resultados experimentais conduzidos pela PeakRC indicaram que, em cenários de alto volume de dados transmitidos via UDP, o IEEE C37.118.2 apresentou perdas médias de aproximadamente 2,1% dos pacotes, enquanto o protocolo STTP reduziu esse índice para cerca de 0,14%, evidenciando maior robustez quanto à perda de dados. No que diz respeito à escalabilidade, os protocolos tradicionais baseados em quadros — IEEE C37.118.2 e IEC 61850-90-5 — permanecem limitados pelo tamanho máximo de 65 kB por frame, o que restringe o fluxo a valores em torno de 200 mil medições por segundo; em contraste, o STTP demonstrou capacidade de operar entre 3 e 5 milhões de medições por segundo, sendo limitado predominantemente pelo hardware disponível e não pela estrutura do protocolo. De forma geral, o estudo conclui que, embora os protocolos IEEE C37.118.2 e IEC 61850-90-5 permaneçam amplamente utilizados, o STTP apresenta vantagens significativas em termos de eficiência, escalabilidade e resiliência a perdas, características essenciais para infraestruturas modernas de medição em grande escala.

Nesse sentido, considerando as vantagens apresentadas na comparação entre os protocolos de transferência de dados, o ambiente desenvolvido nesta pesquisa adota o protocolo STTP para a transferência de dados, em substituição ao IEEE C37.118.2. Essa escolha se justifica pelos resultados que demonstram a capacidade do STTP de lidar com grandes volumes de medições por segundo, característica fundamental para a escalabilidade do número de PMUs e para o tratamento de fluxos massivos de dados, como os exigidos no sistema elétrico brasileiro. Além disso, sua maior eficiência e robustez operacional reforçam a adequação do protocolo ao contexto desta pesquisa. Assim, o STTP será empregado para o recebimento dos dados de interesse, sobre os quais será aplicada a metodologia desenvolvida ao longo deste trabalho.

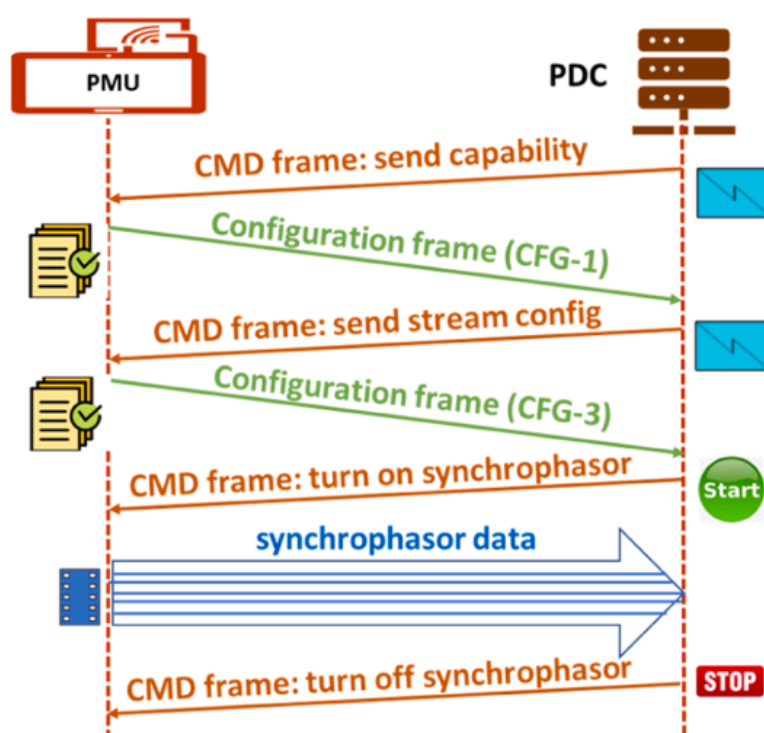
2.4.5 Uso do SMSF para monitoramento dos indicadores de QEE

Com a exigência de que novas instalações de geração conectadas à Rede Básica implementem o uso do SMSF, estabelece-se um ambiente de monitoramento que aumenta a observabilidade do sistema em tempo quase real. Esse recurso não se restringe apenas à prevenção de eventos severos por meio de sistemas de proteção,

mas também viabiliza o monitoramento contínuo de indicadores de desempenho relacionados à QEE. Entre esses indicadores, destaca-se o monitoramento das distorções harmônicas de tensão e corrente em parques eólicos e usinas solares, fornecendo subsídios importantes para a operação (ONS, 2024).

Na estrutura do protocolo de comunicação IEEE C37.118, especificado em IEEE (2011c), a Figura 9 ilustra a transmissão das informações em blocos lógicos de dados denominados *frames*, os quais são encapsulados dentro de mensagens de sincronização e medição.

Figura 9 – Transferência de dados via protocolo IEEE C37.118.



Fonte: (Hussain, 2025)

A norma IEEE (2011c) define três estruturas fundamentais para a transferência de dados. A saber:

- *Command Frame*: responsável por instruir a PMU ou o PDC a executar determinada ação, como iniciar ou parar a transmissão, solicitar informações de configuração ou redefinir estados internos.
- *Configuration Frame*: descreve a estrutura e os parâmetros dos dados que serão transmitidos nos *data frames*, incluindo número de canais, identificação da unidade, formatos de codificação, taxas de amostragem e outras informações necessárias para a correta interpretação dos dados.
- *Data Frame*: contém os dados fasoriais, valores de frequência, ROCOF, bem como sinais digitais e analógicos. Este é o *frame* principal de interesse, pois

transporta as grandezas obtidas continuamente, com *timestamp* comuns entre múltiplas unidades.

Em particular, no contexto deste trabalho, destaca-se o papel do *data frame*, que abriga os campos dos valores analógicos (escalares), capazes de encapsular o envio de valores de distorções harmônicas de tensão e corrente, permitindo o monitoramento e fundamentar metodologias de acompanhamento de indicadores de desempenho de QEE. Neste contexto, a construção dos indicadores neste trabalho foi desenvolvida através do uso do SMSF para aquisitar *frame* de dados de DTHT, permitindo o desenvolvimento de ferramentas para auxiliar no monitoramento dos indicadores, mediante a geração de série de dados de DTHT e sinalização de violações, quando houver.

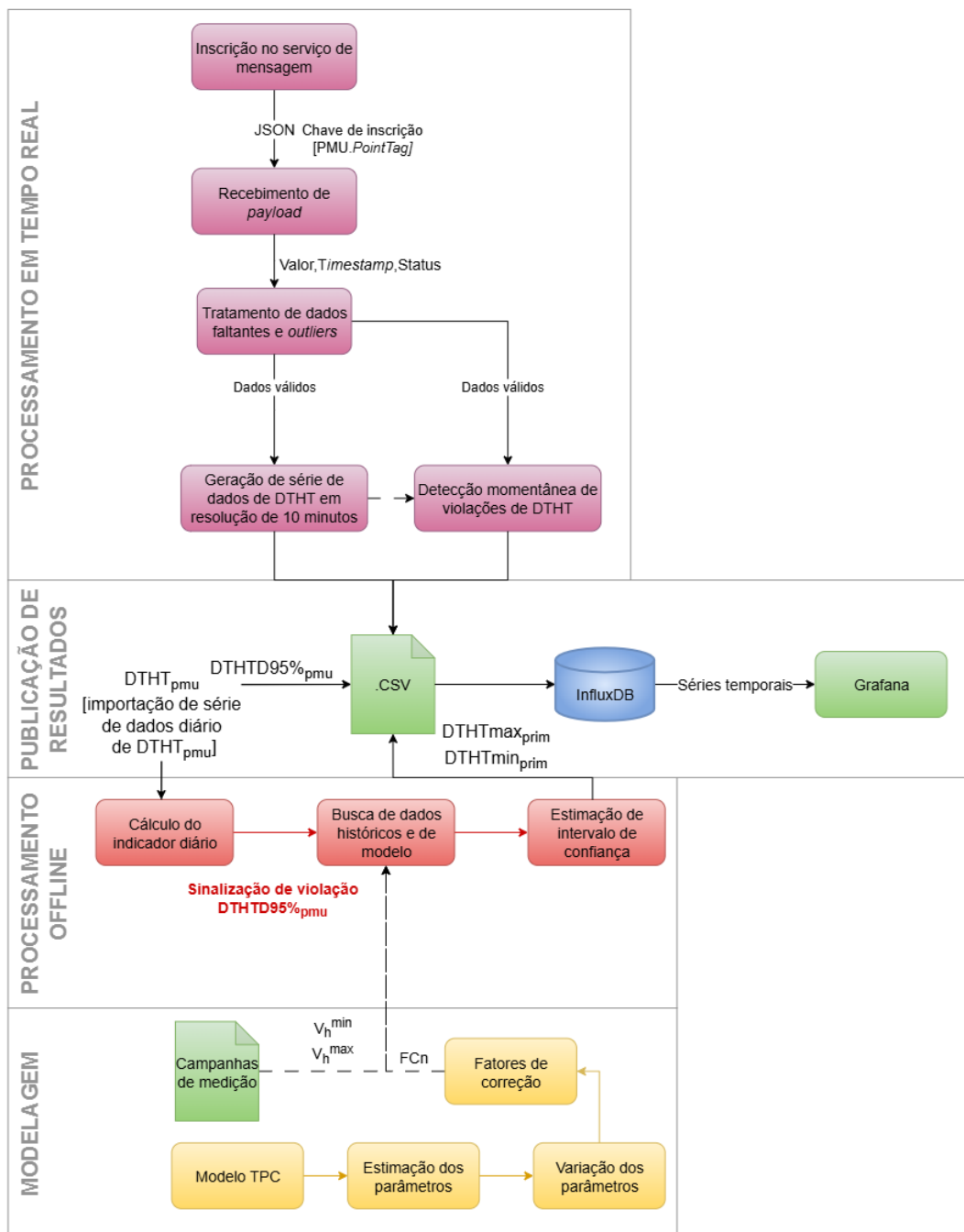
2.4.6 Considerações

A discussão apresentada nesta seção evidencia a crescente relevância dos SMSFs no contexto da operação de SEPs. A consolidação da tecnologia de IEDs com capacidade de estimação fasorial aplicada aos sinais de tensão e corrente, aliada à evolução dos GNSSs, tornou possível a implementação de dispositivos com funcionalidade de PMU. Esses equipamentos, integrados a arquiteturas de comunicação que utilizam a *Internet* para transferência de dados, permitiram a formação de uma infraestrutura capaz de prover medições sincronizadas no tempo e com elevada resolução temporal, características essenciais para observar distúrbios nos SEPs (ONS, 2023a). As diretrizes técnicas e as aplicações nacionais e internacionais demonstram que os SMSFs ampliam a observabilidade da rede para grandezas de tensão e corrente, ao mesmo tempo em que atuam como instrumentos para o monitoramento em tempo real, fornecendo suporte às funções de proteção, estabilidade, supervisão de QEE e aumento da capacidade de diagnóstico do sistema.

3 PROCESSAMENTO DE DADOS DE DTHT

Este capítulo tem por fim apresentar a metodologia desenvolvida para o monitoramento e a detecção de potenciais violações de DTHT a partir de dados provenientes de SMSF em PACs no SIN, de forma a apoiar a recomendação da realização de campanhas de medição. A metodologia desenvolvida foi estruturada conforme ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Ferramenta desenvolvida.



Fonte: Autor

Nessa figura, são destacadas 4 macroetapas metodológicas, a saber:

- modelagem: etapa assíncrona responsável pela elaboração de um modelo de um TPC de proteção visando estimar os parâmetros do circuito equivalente para extração de FCn considerando uma variação nos parâmetros estimados, emulando variações características de efeitos como envelhecimento e desgaste do equipamento;
- processamento *offline*: tem como entrada os insumos disponibilizados a partir de séries de dados históricos de DTHT processados a cada 10 minutos e publicados em uma base histórica, além de dados da modelagem de FCn de TPC, construindo um conjunto de informações que servem um modelo de otimização para estimação de valores mínimos e máximos de DTHT, simulando um intervalo de confiança para medições no primário de um TPC;
- processamento em tempo real: etapa responsável por aquissitar, tratar, processar e publicar as mensagens advindas de IEDs para as aplicações consumidoras que estejam inscritas no serviço de mensagem *broker*, detalhado na Subseção 3.1;
- publicação de resultados: etapa responsável pelo registro das informações e armazenamento em banco de dados a serem acessados por uma plataforma de visualização de séries de dados temporais.

O capítulo está organizado da seguinte forma. Na Subseção 3.1, detalha-se o processo desde a disponibilização dos dados pelas IEDs até o consumo das informações. Na Subseção 3.2, exploram-se as informações relativas à modelagem do circuito equivalente de um TPC de proteção para extrair FCns utilizados na estimação de valores extremos de DTHT. Por fim, na Subseção 3.3, apresenta-se o processo pelo qual essas séries de dados são disponibilizadas para visualização.

Com o objetivo de contemplar os estudos desenvolvidos, no procedimento para viabilização do monitoramento dos indicadores de DTHT fez-se uso da infraestrutura disponibilizada pelo SMSF, no âmbito do projeto Mpleno, utilizando-se de dados escalares de DTHT recebidos em *payload* na resolução de sincrofasores e também registros históricos de campanhas de medição em campo, criando um conjunto de dados reais para a composição da aplicação. Na elaboração de modelos, desenvolveu-se uma representação de um TPC de proteção, visando obter uma resposta em frequência dos transdutores de sinais de tensão e, em seguida, extrair os FCn deste modelo de TPC. Posteriormente, procede-se com a análise dos indicadores de desempenho para avaliar a confiabilidade das medidas oriundas do sistema de medição e aquisição dos dados de DTHT.

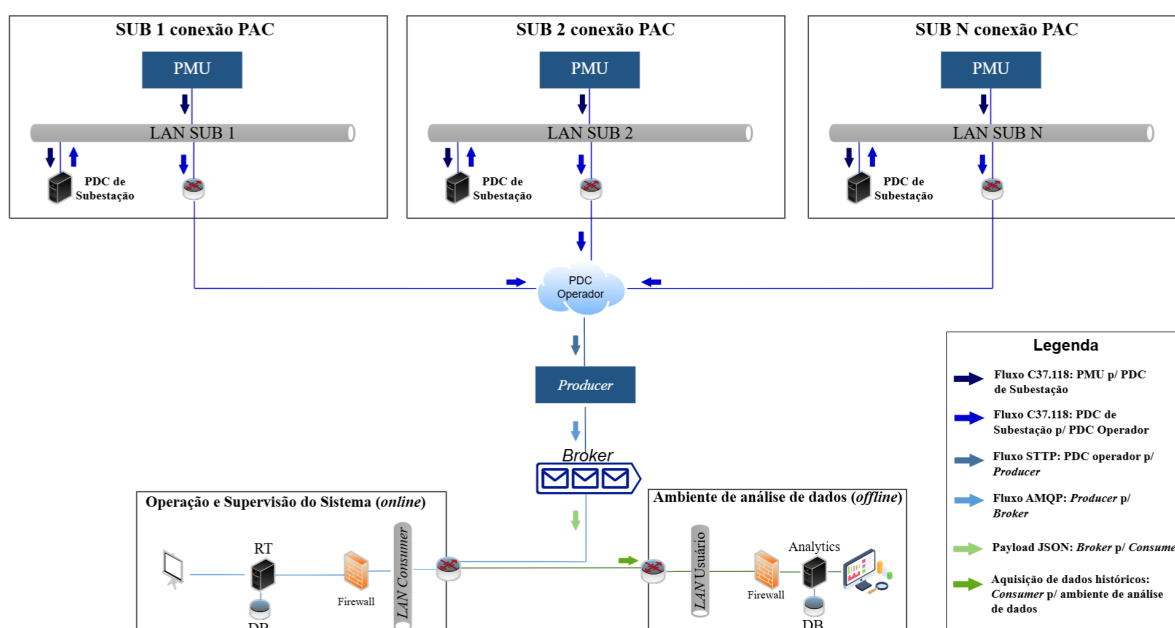
Neste contexto, são apresentados nas seções a seguir os desenvolvimentos metodológicos pautados na medição sincrofasorial, desde o processamento dos dados advindos do SMSF, até a elaboração e aplicação do processamento offline, descrevendo

esta estrutura de monitoramento implementada, visando o suporte às campanhas de medição a partir de *frame* de dados de PMU.

3.1 ARQUITETURA CONCEITUAL DE AQUISIÇÃO E PROCESSAMENTO DE DADOS

Para viabilizar o monitoramento dos indicadores de DTHT, baseado em *frame* de dados escalares de DTHT obtidos pelos equipamentos IEDs com funcionalidade PMU, estruturou-se um fluxo de dados a partir da integração com a infraestrutura disponibilizada pelo SMSF, no contexto do projeto *Mpleno*, ilustrado na Figura 11. Esta integração compreende desde a recepção dos dados oriundos de IEDs e seu encaminhamento para PDCs, até o consumo das informações por usuários inscritos em serviços de mensagens, mediado por um *software* mensageiro (*broker*). A partir dessa estrutura, estabelece-se um fluxo contínuo de aquisição e publicação dos dados, que são recebidos e processados por um ambiente de operação em tempo real.

Figura 11 – Arquitetura conceitual de aquisição e processamento de dados.



Fonte: Autor

Nesta seção, são descritas as etapas envolvidas no processamento dos dados do SMSF, desde a aquisição de dados em tempo real, a geração de séries temporais de DTHT, até a publicação dos resultados em base histórica para a visualização de dados em painéis *Grafana*. O procedimento abrange o recebimento e validação dos dados brutos, o tratamento de dados embebidos no fluxo de dados em protocolo IEEE C37.118, a agregação dos dados em janelas definidas, e a posterior publicação e armazenamento estruturado das informações. Esse fluxo visa garantir a consistên-

cia e confiabilidade dos dados utilizados na análise dos indicadores de desempenho de DTHT, possibilitando tanto o monitoramento quanto a detecção de possíveis não conformidades no ponto monitorado.

3.1.1 Aquisição de dados em tempo real

O processo de obtenção dos dados de DTHT ocorre na etapa de medição e aquisição dos sinais no SIN, realizada pelas IEDs, por meio da conversão analógico-digital dos sinais contínuos de tensão e corrente. Esses sinais são amostrados em alta resolução (por exemplo, 256 pontos por ciclo) e processados em etapa subsequente para o cálculo das grandezas de interesse.

A determinação do THD é realizada por meio da técnica de processamento de sinais *Fast Fourier Transform* (FFT), permitindo a extração do sinal RMS, que contempla tanto a componente fundamental quanto as componentes harmônicas associadas. A partir do sinal RMS, procede-se com a filtragem da componente fundamental, sendo o conteúdo espectral remanescente, formado pelas componentes harmônicas, o que define o valor de THD.

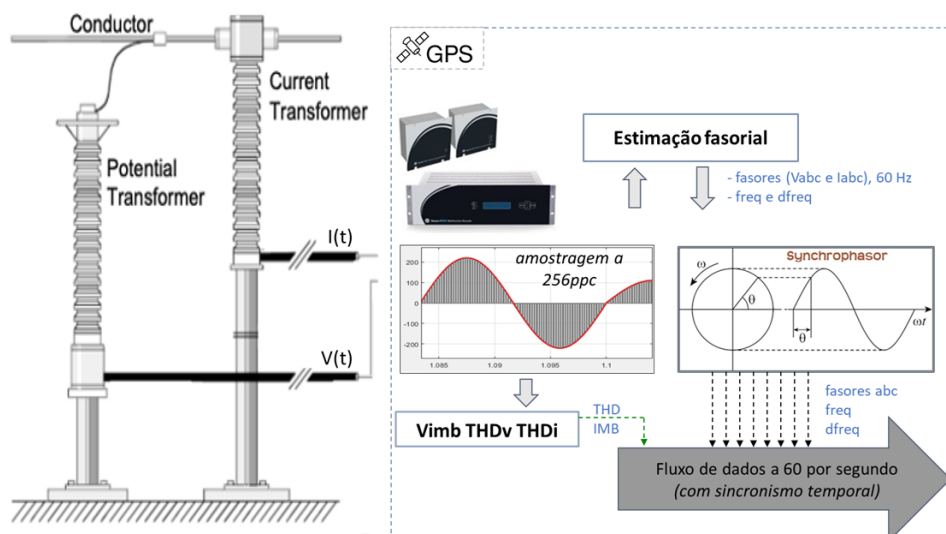
A partir dessa etapa, são realizados cálculos para estimação fasorial dos sinais de tensão e corrente, e também para a frequência e o ROCOF, que compõem o *Data Frame* definido pelo protocolo IEEE C37.118 (IEEE, 2011c). Além dessas grandezas, são inseridas grandezas escalares, como os valores de THD de tensão e corrente. O *frame* é então sincronizado e transmitido a uma taxa que pode variar conforme o equipamento, sendo comum a taxa de 60 amostras por segundo.

Na Figura 12, ilustra-se o processamento realizado para obtenção do *frame* de dados contendo os valores escalares de THD de tensão e corrente. As principais variáveis apresentadas são:

- $V(t)$: sinal de tensão instantâneo medido pelo transformador de potencial;
- $I(t)$: sinal de corrente instantâneo medido pelo transformador de corrente;
- V_{imb} : desequilíbrio de tensão;
- THD_v : distorção harmônica total de tensão;
- THD_i : distorção harmônica total de corrente;
- V_{abc} : fasor de tensão de sequência positiva;
- I_{abc} : fasor de corrente de sequência positiva;
- $freq$: frequência estimada pela IED e;
- d_{freq} : taxa de variação da frequência estimada (ROCOF).

O ambiente de aquisição de *frame* de dados é estabelecido a partir da integração da infraestrutura de SMSF do agente (isto é, a IED com módulos de PMU, *firewall* e equipamento de georreferenciamento, conectados a um PDC), com a mediação por

Figura 12 – Aquisição do frame de dados IEEE C37.118



Fonte: Adaptado de (UFSC, 2022)

parte do operador via *broker* e o consumo das informações por parte dos usuários. Desta maneira, estabelece-se o fluxo originário de IEDs, com funcionalidade de PMU, responsáveis pela disponibilização do *frame* de dados, com sincronização temporal através de estampas de tempo garantidas pelos aparelhos de georreferenciamento. As informações adquiridas são transmitidas em tempo real ao PDC da subestação por meio do protocolo de transferência de dados de sincrofases (IEEE, 2011c).

O PDC da subestação é um PDC local, pertencente a um agente de transmissão ou geração que concentrará informações de um ponto de monitoramento, que poderá ser representado por uma linha de transmissão de um PAC, com um ou mais ativos monitorados. Estas informações são organizadas e encaminhadas ao PDC do operador de sistemas (PDC centralizado), ainda sob o mesmo protocolo. Este PDC, por sua vez, de posse do operador, é responsável por concentrar as informações dos agentes e ter ferramentas capazes de realizar o reprocessamento dos dados, organizando-os em séries temporais para disponibilizá-los para um ambiente em tempo real. Neste intermédio entre o agente e o *consumer*, o operador do sistema atua como um servidor dos dados, os quais são disponibilizados através da arquitetura de *publisher/subscriber*, utilizando o protocolo STTP. O uso do STTP traz o benefício de ser um protocolo capaz de gerenciar grandes volumes de dados, um aspecto crucial para ampliar a observabilidade nos sistemas elétricos (IEEE, 2024a; Oliveira; Bollen, 2023).

Nesse contexto, uma aplicação mediadora é responsável por receber as informações do operador e encaminhá-las aos usuários, por meio de um serviço de mensagens (*broker*) ao qual os consumidores se inscrevem. Essa abordagem permite especificar o tipo de mensagem destinado a cada usuário, viabilizando o controle do fluxo de informações individualmente. Além disso, o sistema integra um serviço de

distribuição de mensagens, que recebe o fluxo de dados STTP e distribui as mensagens para os *consumers* através do protocolo AMQP, atuando como uma ponte entre o *producer*, responsável pela disponibilização das informações, e o *consumer*, encarregado de consumir e/ou processar os dados brutos. Os dados são disponibilizados à medida que os mecanismos de segurança como *firewalls* e validações do serviço de informações interagem com o assinante. Por fim, através da inscrição no serviço de mensagens e especificação das mensagens de interesse do *consumer*, há um fluxo direcionado para a unidade do assinante, em tempo real, o qual poderá publicar estes dados em tela ou processá-los e enviá-los para um ambiente de análise.

A partir da recepção dos dados no PDC do operador do sistema, há uma disponibilização das informações a partir da publicação dos dados aos *consumers*. Os *consumers*, por sua vez, receberão as informações em tempo real, fazendo uso de uma chave de acesso à informação de interesse. As informações inseridas na chave para solicitação dos dados são credenciais de acesso, as quais especificam:

- ip do servidor;
- porta de acesso;
- usuário;
- senha.

A partir da validação das credenciais, o *consumer* especificará ao serviço de mensagens as informações de interesse. Nesta assinatura, o consumidor descreve os dados de interesse, através dos campos:

- prefixo para aquisição de dados da [PMU];
- identificação do ponto de medição [*PointTag*].

As informações podem ser gerenciadas pelo *PointTag*, onde é especificado o ponto de monitoramento e a grandeza elétrica de interesse. Caso seja do interesse do usuário ter acesso a todas as medidas retransmitidas pelo *broker*, no campo de *PointTag*, apenas é passado um caractere especial como o "#", assim são disponibilizados todos os dados que o serviço de mensagens contém. Ademais, cada *PointTag* representa o valor de uma medida, por fase. No caso das medições trifásicas, são necessárias 3 *PointTag* para cada grandeza elétrica.

Com base nesses parâmetros, o *broker* disponibiliza um *payload*, em formato *JavaScript Object Notation* (JSON) retransmitindo um fluxo direcionado aos consumidores, com uma taxa de 60 fasores por segundo, contendo as seguintes informações:

- *ID*;
- *PointTag*;
- valor da medida;
- *Timestamp*;

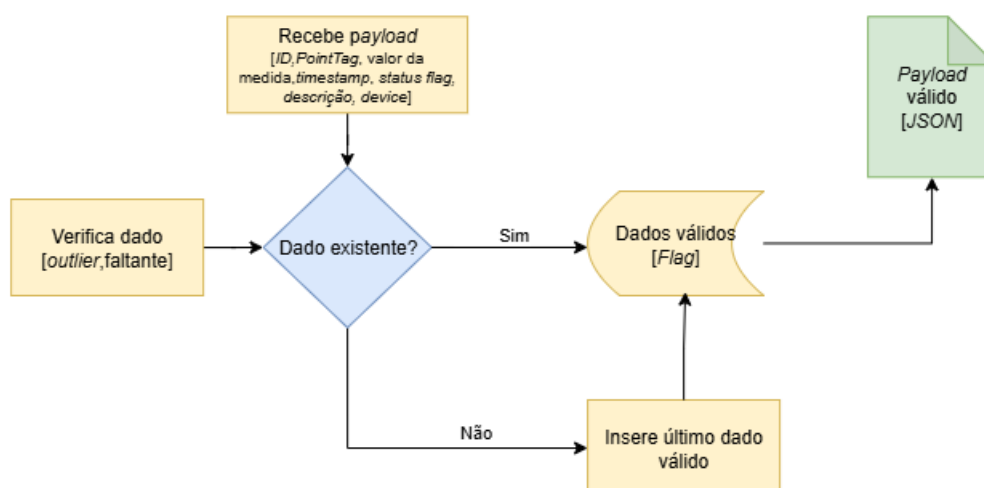
- qualidade do dado (*Status Flag*);
- descrição;
- *Device*.

Visto que essas informações advêm de protocolos de comunicação, os quais estão sujeitos à perda de pacotes entre emissor e receptor, é necessário verificar a disponibilidade destes dados brutos, a fim de averiguar a integridade das informações recebidas.

3.1.2 Tratamento de dados

Ao receber os dados advindos do *broker*, o *consumer* direciona estas informações para a etapa de tratamento de dados, conforme apresentado na Figura 13.

Figura 13 – Tratamento *payload* de mensagens.



Fonte: Autor

O processo inicia-se examinando cada conteúdo da mensagem no *payload* JSON. Nesta fase, realiza-se uma verificação nos dados quanto a possíveis lacunas e, se houver, à presença de valores negativos na mensagem. Quando tais inconsistências são detectadas, o sistema recupera a última mensagem válida e substitui o dado inválido. Após completar este processo de tratamento, o sistema gera um *payload* consistente e válido, que é então encaminhado para a etapa de agregação, onde os dados são agregados em uma janela de 10 minutos.

3.1.3 Agregação do fluxo de dados

Conforme descrito na Subseção 2.2.2.2, define-se em IEEE (2022b) o processo de integralização harmônica em duas etapas: a *very short time harmonic measurement*, obtida pela média quadrática de 15 valores RMS calculados em janelas de 12 ciclos

(60 Hz), e a *short time harmonic measurement*, resultante da média quadrática de 200 valores provenientes da etapa anterior. Essas expressões, já apresentadas na Equação (1) e Equação (2), serão aqui analisadas de modo a permitir a dedução das relações necessárias para a comparação com o procedimento adotado em ONS (2007) que utiliza exclusivamente a agregação em intervalos de 10 minutos, conforme a Equação (3).

As expressões (1) e (2) indicam que o procedimento normativo da IEEE 519 é construído sobre sequências de cálculos RMS de valores individuais de componentes harmônicas, calculadas a cada janela elementar.

Em paralelo, o Relatório Técnico Re. ONS/CEPEL – 2.1 define a integralização de indicadores por meio de uma média quadrática de K amostras, conforme indicado na Equação (3).

Assim como na IEEE 519, o cálculo parte explicitamente da disponibilidade de valores individuais de cada componente harmônica. Entretanto, no ambiente SMSF não se dispõe das componentes harmônicas individuais. As IEDs fornecem apenas valores já consolidados por *frame*, como os valores analógicos de THD de tensão e corrente, em taxas típicas de 60 *frames* por segundo. Assim, a partir dos valores disponibilizados por IEDs, em uma taxa de 60 fps, o resultado de dados nesta janela será:

$$N_{\text{frames}} = 60 \frac{\text{frames}}{\text{s}} \times 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} \times 10 \text{ min} = 36\,000 \text{ frames} \quad (12)$$

Para compatibilizar as expressões (1) e (2) com os dados disponíveis do SMSF, é necessário reinterpretar $F_{(n,j)}$ como equivalente à média quadrática, em 12 ciclos, de componente harmônica individuais, associadas a uma grandeza agregada (DTHT, por exemplo), para um dado *frame* de dados k . Com essa adaptação, pode-se reinterpretar a expressão de $F_{(n,j)}$ da norma IEEE Std 519™ como a média quadrática de 12 valores elementares correspondentes às janelas de 12 ciclos:

$$F_{n,j} = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} f_{\text{frame}}^2} \quad (13)$$

Substituindo a expressão (13) na expressão (1):

$$F_{n,vs}^2 = \frac{1}{15} \sum_{j=1}^{15} F_{n,j}^2 \Rightarrow F_{n,vs}^2 = \frac{1}{15} \sum_{j=1}^{15} \left(\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} f_{\text{frame}}^2 \right) \quad (14)$$

Agrupando os coeficientes:

$$F_{n,vs}^2 = \frac{1}{180} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{12} f_{\text{frame}}^2 \quad (15)$$

Substituindo a expressão (15) em (2):

$$F_{n,sh} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} \left[\frac{1}{180} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{12} f_{frame}^2 \right]} \Rightarrow F_{n,sh} = \sqrt{\frac{1}{200} \frac{1}{180} \sum_{i=1}^{200} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{12} f_{frame}^2} \quad (16)$$

Dado que a combinação das janelas intermediárias resulta exatamente no total de *frames* que compõem o período de 10 minutos considerado, a expressão acima pode ser reescrita como:

$$F_{n,sh} = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{i=1}^K f_{frame}^2} \Rightarrow V^{MQ} = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{i=1}^K f_{frame}^2} \quad (17)$$

sendo $K=36000$. Essa formulação tem exatamente a mesma estrutura da média quadrática definida em (ONS, 2007), demonstrando que o resultado da expressão (2), descrita em IEEE (2022b), corresponde à integralização quadrática considerando todas as amostras disponibilizadas pelas IEDs.

Assim, verifica-se que a diferença entre os procedimentos de agregação das duas normas reside apenas no critério do número de amostras utilizadas em cada janela, e não na estrutura matemática do cálculo, o que permite representar ambas em um arcabouço comum plenamente compatível com o ambiente de dados do SMSF.

3.1.4 Publicação de resultados

Os pontos nesta nova resolução de dados de DTHT são registrados em um arquivo *Comma Separated Values* (CSV), onde os campos especificados são:

- *PMU*;
- *timestamp*;
- valor da medida, por fase.

Em seguida, esse arquivo no formato de CSV é lido por um software codificado em linguagem *Python*, com o objetivo de formatar os dados para posterior registro no banco de dados *InfluxDB*.

Este processamento é realizado de forma circular, a fim de construir uma série de dados temporais de DTHT. Ao completar o período de 1 dia (24 horas), essa série é importada por uma aplicação, que é responsável por calcular o indicador diário DTHTD95% e registrá-lo em um arquivo CSV. Quando um valor superior ao limite de desempenho é registrado, aciona-se o processamento offline para o monitoramento do indicador semanal DTHTS95%.

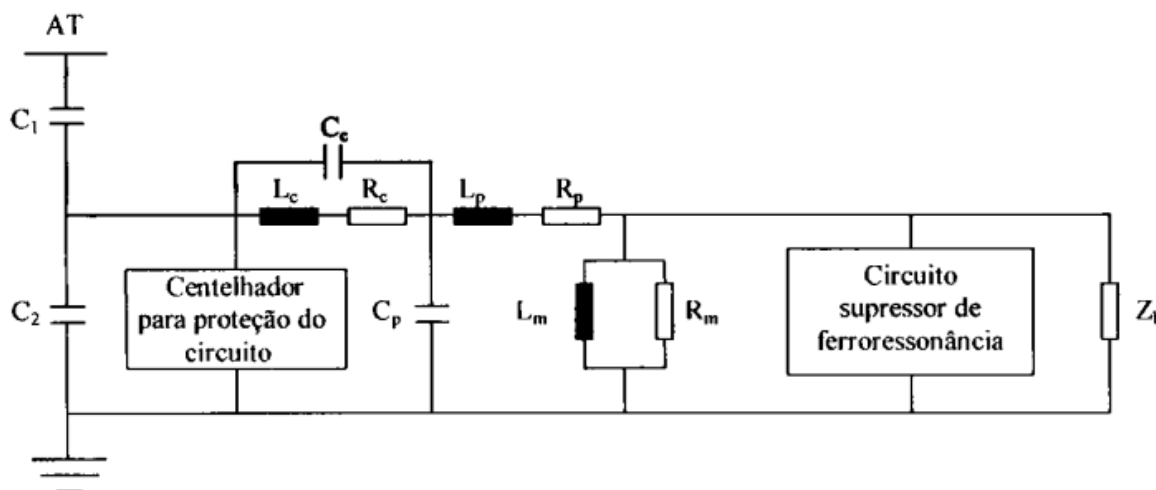
3.2 PROCESSAMENTO OFFLINE

O processamento offline é responsável por processar as informações a partir da sinalização de violações ao desempenho no indicador diário $DTHTD95\%_{pmu}$, visto a partir dos dados escalares de DTHT obtidos no *frame* de dados provenientes do SMSF, agregados em uma resolução de 10 minutos ao longo de um dia. Esta abordagem visa uma investigação mais próxima dos valores que levaram à violação dos indicadores de desempenho de DTHT. Ao ser acionado por meio do alerta gerado nas etapas anteriores, esse ambiente recebe como entrada a série temporal associada ao ponto monitorado.

Em um ambiente de modelagem, é elaborado um modelo de TPC para a estimação de parâmetros de um circuito equivalente, tendo como referência um TPC de proteção, para os quais estão disponíveis os valores de magnitude e fase da curva de resposta em frequência. Os parâmetros estimados são então submetidos às variações, visando representar os efeitos de desgaste e envelhecimento do equipamento. A partir da variação dos parâmetros, são então extraídos os FCns deste modelo, alimentando o processo de análise. No processamento dos dados *offline*, são combinadas a série temporal de dados de DTHT diários em conjunto com dados de simulação do TPC e também das campanhas de medição, servindo um modelo que pretende estimar valores máximos e mínimos de DTHT observados a partir do primário de um TPC. Esta aplicação do modelo possibilita a avaliação de possíveis impactos introduzidos pelo canal de instrumentação e está alinhada com as diretrizes estabelecidas para as campanhas de medição (ONS, 2018).

3.2.1 Modelagem do Transformador de Potencial Capacitivo

Figura 14 – Modelo simplificado do Transformador de Potencial Capacitivo.



Fonte: Adaptado de (Fernandes, 2003).

A modelagem do transformador de instrumento seguiu a metodologia desenvolvida para a estimação dos parâmetros do circuito de um TPC (Kojovic et al., 1994). Neste contexto, buscou-se a representação do circuito equivalente do TPC, assim como os efeitos de ferorrressonância impostos pelas reatâncias parasitas no circuito do transformador. Na modelagem desenvolvida, fez-se uso de uma análise de sensibilidade para a representação de um circuito equivalente, buscando-se a redução do número de parâmetros do modelo (Figura 14). Essa análise se justifica, visto que alguns dos parâmetros do circuito do TPC não se alteram drasticamente na faixa de frequência de 10 Hz até 10 kHz (Kozunovic et al., 1992; Fernandes, 2003). Assim, a simplificação utilizada no modelo do circuito TPC mantém a validade da aplicação desse modelo para a avaliação da resposta em frequência de um TPC.

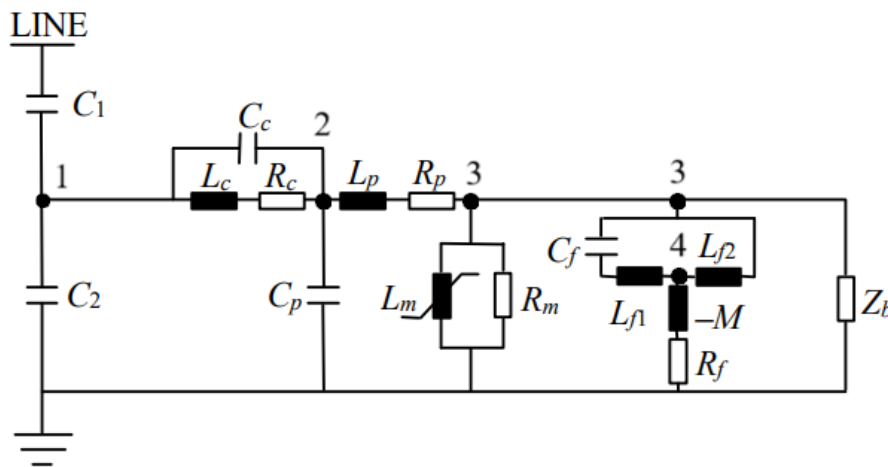
3.2.1.1 Análise do circuito equivalente

A partir do circuito simplificado do TPC, buscou-se obter a matriz admitância do modelo no domínio da frequência. Para isso, explorou-se a metodologia desenvolvida por (Kojovic et al., 1994), utilizando a representação matricial dos transformadores monofásicos, a partir da equação:

$$[E] = [Y]^{-1}[I] \quad (18)$$

Tendo o lado direito representado por Y^{-1} e I como a inversa da matriz admitância e o vetor das correntes nodais, respectivamente. A matriz admitância $[Y]$ foi obtida a partir da análise nodal do circuito da Figura 14. Os nós utilizados estão representados na figura 15.

Figura 15 – Análise nodal circuito.



Fonte: Adaptado de (Fernandes, 2003).

Assim, a representação $[Y]^{-1}$ é dada por meio da matriz

$$[Y]^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix}^{-1}$$

onde Y_{ii} e Y_{ij} representam, respectivamente, as admitâncias próprias e de interligação entre os elementos do circuito. Ressalta-se que os elementos que compõem o circuito do primário do transformador foram refletidos no secundário. As expressões das admitâncias nodais estão determinadas através das expressões

$$Y_{11} = \left(j\omega C_1 + j\omega C_2 + j\omega C_c + \frac{1}{R_c + j\omega L_c} \right) n^2$$

$$Y_{12} = Y_{21} = - \left(j\omega C_c + \frac{1}{R_c + j\omega L_c} \right) n^2$$

$$Y_{22} = \left(j\omega C_c + \frac{1}{R_c + j\omega L_c} + j\omega C_p + \frac{1}{R_p + j\omega L_p} \right) n^2$$

$$Y_{23} = Y_{32} = \frac{n^2}{R_p + j\omega L_p}$$

$$Y_{13} = Y_{14} = Y_{24} = Y_{31} = Y_{41} = Y_{42} = 0$$

$$Y_{34} = Y_{43} = \frac{1}{j\omega C_f} + \frac{1}{j\omega(L_1 + M)} + \frac{1}{j\omega(L_2 + M)}$$

$$Y_{33} = \left(\frac{1}{j\omega L_m} + \frac{1}{R_m} + \frac{1}{R_p + j\omega L_p} \right) n^2 + \frac{1}{j\omega C_f} + \frac{1}{j\omega(L_1 + M)} + \frac{1}{j\omega(L_2 + M)} + \frac{1}{R_b}$$

$$Y_{44} = \frac{1}{j\omega C_f} + \frac{1}{j\omega(L_1 + M)} + \frac{1}{j\omega(L_2 + M)} + \frac{1}{R_f - j\omega M}$$

O vetor $[I]$ é representado por

$$[I] = \begin{bmatrix} j\omega C_1 n & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \quad (19)$$

C_1 representa o capacitor de alta tensão do lado primário e n representa a relação de transformação nominal do TP indutivo.

3.2.1.2 Resposta em frequência

A partir dos parâmetros do TPC, as etapas de cálculo iniciam com o preenchimento da matriz admitância nodal e corrente de entrada. Ressalta-se que as saídas do circuito do TPC estão representadas na Equação (18), geradas a partir de uma matriz quadrada 4x4 e um vetor linha 4x1, resultando em 4 saídas de tensão, cada saída representando um nó do circuito equivalente do TPC. Neste caso, a saída de interesse está no nó 3, ilustrado na Figura 15, correspondendo à tensão no secun-

dário do transformador de instrumento. Ao calcular as saídas, são obtidos os valores absolutos, representados por uma fração do valor de entrada.

$$Ganho = \frac{V_0}{V_{in}} \quad [pu] \quad (20)$$

Como a tensão de saída é um valor reduzido pelo processo de transformação, a fração $\frac{V_0}{V_{in}}$ representa um valor bastante baixo. Com o objetivo de realizar a representação do diagrama de Bode, utilizou-se da escala logarítmica para avaliar a magnitude dos sinais. Desta maneira, a partir dos valores da relação de saída e entrada descritos na expressão (21), obtém-se um valor em *dB*

$$Ganho = 20 \ln \left(\frac{nE_3}{E_1} \right) \quad [dB] \quad (21)$$

É importante que este valor esteja referenciado com a relação de transformação nominal do transformador ensaiado, visto que existem critérios de exigências em normas para frequência fundamental, os quais este transformador passou para certificação para aferição de medições.

3.2.1.3 Cálculo dos fatores de correção

Para mensurar os sinais harmônicos medidos no primário de um TPC leva-se em consideração fatores de não linearidades impostas pela interação dos elementos capacitivos e indutivos do circuito. Isso culmina em variações entre o sinal de entrada no primário e a saída obtida no secundário. Buscando-se uma representação próxima ao valor do enrolamento primário, há a necessidade de utilizar correções dos sinais através dos FCns de cada ordem harmônica. Esses fatores são aplicados aos sinais lidos no secundário, utilizando-se da expressão do ganho expressa em (22).

$$RTP_n = \left(\frac{V_0}{V_{in}} \right)^{-1} \quad (22)$$

onde RTP_n representa a Relação de Transformação do TPC na frequência harmônica n . A partir desta expressão, considera-se uma Relação de Transformação normalizada, a partir da expressão (23).

$$V_{n_{corr}} = V_n \frac{RTP_n}{RTP_1} = V_n FC_n \quad (23)$$

onde

- $V_{n_{corr}}$ representa a tensão harmônica no TPC corrigido;
- V_n representa a tensão harmônica no TPC sem a aplicação do FCn;
- RTP_1 representa a Relação de Transformação do TPC na frequência fundamental.

Diante da impossibilidade de corrigir diretamente as componentes harmônicas de tensão a partir do fluxo de dados proveniente do SMSF, desenvolveu-se um modelo de otimização sujeito às condições de operação e às características de aquisição dos dados de PMUs. O objetivo do modelo é estimar os valores máximos e mínimos das componentes harmônicas e, assim, determinar os intervalos possíveis para a DTHT no primário do TPC, simulando diferentes condições operativas de DTHT nos pontos de monitoramento do SIN.

3.2.2 Estimação dos parâmetros

Com intuito de obter os parâmetros do circuito equivalente de um TPC, busca-se desenvolver uma metodologia que permita a realização de um ajuste a partir de uma curva construída utilizando valores de ensaio de um TPC e, um modelo do circuito equivalente do TPC representado na Figura 15. Esse processo de ajuste entre o modelo e o dado experimental é descrito como *curve fitting*, que pode ser modelado a partir da função erro:

$$\chi^2(a) = \sum_{i=1}^n \left[\frac{y_i - y(x_i; a)}{\sigma_i} \right]^2 \quad (24)$$

sendo

- $\chi^2(a)$ é a função objetivo qui-quadrado;
- y_i representa os dados observados no ensaio;
- $y(x_i; a)$ representa os dados advindos do modelo teórico do TPC ;
- σ_i denota os desvios padrão relativos às incertezas na medição;
- n indica o número de variáveis ajustadas.

A função objetivo em questão representa uma soma ponderada dos resíduos associados às variáveis de interesse. Considerando que tal função é utilizada no processo de ajuste entre o modelo e o ensaio, considerou-se como *função objetivo* do problema a expressão do erro vetorial estabelecida na expressão:

$$\mathcal{E} = \sum_{k=1}^N [FCn_{med,k} - FCn_{calc,k}]^2 \quad (25)$$

onde

- $FCn_{med,k}$ é o FCn obtido na frequência k -ésima;
- $FCn_{calc,k}$ é o fasor calculado pelo modelo;
- N é o número total de pontos de frequência.

Tendo em vista que a expressão que relaciona o erro vetorial entre o modelo e o ensaio estabelece um processo de ajuste, torna-se imprescindível realizar uma

Tabela 3 – Análise de sensibilidade da função objetivo para cada parâmetro.

Parâmetro	Variação na função objetivo	Variação do parâmetro[%]
c_1	3,3480e-1	0,1
c_2	3,3384e-1	10
rc	1,5960e-2	10
lc	1,2501e-1	10
cc	2,6220e-2	4,3
cp	3,3692e-2	0,12
rp	1,5946e-2	10
lp	1,5977e-2	10
rm	1,0776e-1	0,1
lm	1,6187e-2	0,1
$lf1$	1,5938e-2	0,1
cf	1,5938e-2	0,13
$lf2$	1,5938e-2	0,1
rf	1,5938e-2	9,1
m	1,5938e-2	10

avaliação da modelagem, verificando propriedades como convexidade, de modo a compreender os desafios impostos e selecionar o método de otimização mais adequado para a resolução do problema.

3.2.2.1 Análise do problema

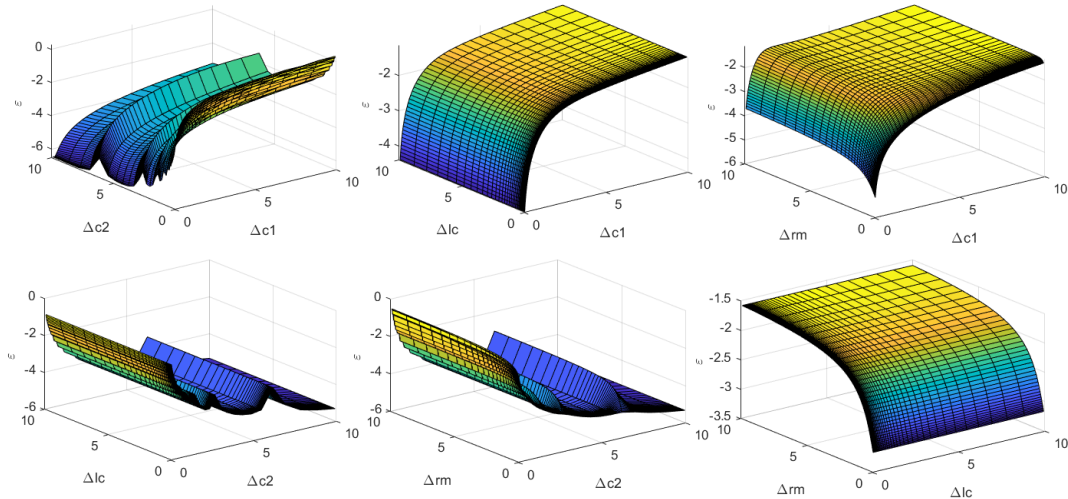
Analizando a Equação (24), observa-se que os termos correspondentes às variáveis independentes da expressão são os parâmetros do modelo teórico do TPC. Assim, a função objetivo é determinada pelo comportamento dessa função, representada matricialmente na Equação (18). Como o problema depende do vetor de parâmetros a , construído a partir de um circuito equivalente do TPC com 15 variáveis, a visualização do espaço de soluções torna-se complexa. Para contornar essa dificuldade, realizou-se uma análise de sensibilidade de cada parâmetro em relação aos valores de referência do modelo, permitindo a construção de representações gráficas do problema. Os resultados desta avaliação podem ser consultados na Tabela 3.

Na avaliação, verificou-se que os parâmetros do secundário tiveram pouca influência sobre a solução do problema. Em particular, os parâmetros do modelo do supressor de ferorressonância não apresentaram variações significativas. Em contrapartida, os parâmetros do circuito primário mostraram maior sensibilidade, principalmente os elementos armazenadores de energia, como capacitâncias e indutâncias, e também a resistência do enrolamento.

Para investigar o espaço de soluções próximas aos valores de referência, criou-se uma malha de pontos ao redor desses valores e, em seguida, selecionaram-se pares de parâmetros para gerar superfícies representativas do problema, conforme

ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Superfícies geradas a partir dos parâmetros com maior sensibilidade.



Fonte: Autor.

Observa-se que a superfície (c_1, c_2, ε) apresenta múltiplos vales e picos, indicando a presença de mínimos locais e caracterizando um problema não convexo, desafiador para métodos de otimização baseados em gradientes. As superfícies (c_1, l_c, ε) e (c_1, r_m, ε) exibem curvatura suave e decrescente, com um mínimo mais definido, sugerindo quase-convexidade ou monotonicidade nessa faixa. Já as superfícies (c_2, l_c, ε) e (c_2, r_m, ε) mantêm comportamento ondulatório, refletindo novamente a não convexidade em relação a c_2 . A superfície (l_c, r_m, ε) é praticamente plana, indicando baixa sensibilidade da função objetivo a esses parâmetros combinados.

Diante da heterogeneidade das superfícies, a análise global do problema torna-se complexa. As características observadas nas superfícies (c_1, c_2, ε) , (c_1, l_c, ε) e (c_1, r_m, ε) indicam potenciais não convexidade, múltiplos mínimos locais e regiões de baixa sensibilidade. Isto enseja a utilização de estratégias capazes de mitigar a convergência para mínimos locais.

3.2.2.2 Métodos empregados

No trabalho de (Kojovic et al., 1994) há uma breve descrição relacionada ao *curve fitting*, porém sem especificar um método empregado para este ajuste. No trabalho de (Fernandes, 2003), cita-se o método de *Newton* como base para a solução da estimação dos parâmetros. No entanto, é necessário conhecer *a priori* a forma de seu vetor gradiente e matriz hessiana, necessitando também que a inversa da matriz hessiana seja definida em cada passo de busca da otimização. Para contornar tais problemas, buscou-se variações do método de *Newton*, como o caso do método de

Levenberg-Marquardt, escolhido por apresentar bom desempenho em problemas de mínimos quadrados não lineares.

A técnica da busca do *Levenberg-Marquardt* utiliza as derivadas de 1° e 2° ordem para procurar uma direção viável para o problema. Desta forma, deriva-se a equação (24) em relação aos parâmetros do vetor a :

$$\frac{\partial \chi^2(a)}{\partial a_j} = -2 \sum_{i=1}^n \left[\frac{y_i - y(x_i; a)}{\sigma_i} \frac{\partial y(x_i; a)}{\partial a_j} \right] \quad (26)$$

$$\frac{\partial^2 \chi^2(a)}{\partial a_j \partial a_l} = 2 \sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i^2} \left[\frac{\partial y(x_i; a)}{\partial a_j} \frac{\partial y(x_i; a)}{\partial a_l} y_i - y(x_i; a) \right] \quad (27)$$

O método aplicado à minimização da função objetivo realiza passos de *Newton* em direção a um ponto de mínimo. Caso isto não seja cumprido, o passo seguinte é determinado através da expressão:

$$a_{k+1} = a_k - c \nabla \chi^2(a_k) \quad (28)$$

sendo $c = \frac{1}{\lambda \alpha_{jj}}$ uma constante que depende do inverso dos elementos da diagonal principal da matriz α_{jj} e de um fator de escala adimensional λ que pode ser definido arbitrariamente. Além dessa consideração, é definida uma nova matriz α' que apresenta as seguintes características:

$$\alpha'_{jj} = \alpha_{jj} (1 + \lambda) \quad (29)$$

$$\alpha'_{jj} = \alpha_{jj} (1 + \lambda)$$

$$\alpha'_{jl} = \alpha_{jl}, \quad (j \neq l) \quad (30)$$

O objetivo é tornar a nova matriz diagonalmente dominante, para λ suficientemente grande, evitando problemas com singularidades.

3.2.2.3 Análise do método iterativo

A estimação dos parâmetros do TPC mostrou-se um desafio significativo, especialmente nos cenários onde há ausência de informações e representações detalhadas destes dispositivos no uso da obtenção dos FCn. Nesse contexto, torna-se necessário o desenvolvimento de estratégias que permitam a reconstrução do modelo equivalente do TPC com base em dados indiretos, como curvas de resposta em frequência obtidas em campanhas de medição e também modelos referências de TPC utilizados para emular comportamentos transitórios no sistema (Probst, 2020). Para enfrentar este problema, modelos computacionais foram empregados com o objetivo de reproduzir o comportamento TPC para medição de harmônicos.

Inicialmente, foi adotado o método de *Levenberg-Marquardt*, utilizado na estimação de parâmetros em modelos não-lineares devido à sua eficiência computacional e simplicidade de implementação (Fernandes, 2003). No entanto, os resultados obtidos evidenciaram uma forte dependência do ponto inicial fornecido ao algoritmo, resultando frequentemente em convergência para soluções subótimas que não correspondiam aos valores de referência esperados.

Dada a complexidade do problema proposto e o custo das informações *a priori*, houve a necessidade de avaliar alternativas capazes de realizar a estimação dos parâmetros do TPC. Diante dessas limitações, optou-se pela aplicação de uma abordagem alternativa baseada em algoritmos evolutivos, mais especificamente o *Particle Swarm Optimization* (PSO). Esse método, classificado como uma técnica de computação evolucionária, apresenta maior robustez frente a problemas altamente não lineares, pois realiza a busca de soluções em paralelo sobre uma população de candidatos, aumentando as chances de escapar de mínimos locais e convergir para a solução global do problema.

3.2.2.4 *Particle Swarm Optimization*

No algoritmo do PSO, inicialmente gera-se uma população inicial (enxame), onde cada partícula é candidata a uma possível solução ótima para o problema. Estas partículas percorrem o espaço de soluções com uma velocidade aleatória e compartilham os respectivos pontos candidatos ao ótimo do problema. Assim, as partículas serão sempre direcionadas para onde o enxame está e, a partir do enxame, analisam-se as vizinhanças da partícula a fim de estabelecer o melhor candidato ao ótimo do problema.

Desta forma, dada uma partícula p , de dimensão d , em um espaço S , na posição x , percorrendo uma trajetória com velocidade v , sendo a posição e a velocidade dessa partícula aleatórias, a definição das partículas em diversos pontos do espaço gera um enxame, que irá mapear o espaço S a fim de obter os candidatos à solução do problema. Esse mapeamento é realizado a partir da análise de cada ponto gerado na função objetivo, com o intuito de verificar a convergência do método. Caso esses valores sejam menores entre as soluções encontradas do ótimo global até então, há uma atualização dos candidatos e, atendido o critério de convergência, o algoritmo encerra-se. O critério de atualização é descrito por meio das expressões:

$$v_{id} = wv_{id} + c_1 r_1 (p_{id} - x_{id}) + c_2 r_2 (p_{gd} - x_{id}) \quad (31)$$

sendo

- v_{id} denota a velocidade da partícula i ;
- x_{id} = posição da partícula i ;

- p_{id} denota o melhor resíduo da função objetivo daquela partícula i até aquela interação;
- p_{gd} denota o melhor resíduo da função objetivo dentre todas as partículas;
- w denota a inércia da partícula;
- c_1 denota o peso atribuído à partícula;
- c_2 denota o peso no enxame;
- r_1 denota a variável aleatória;
- r_2 denota a variável aleatória.

$$x_{id} = x_{ant_{id}} + v_{id} \quad (32)$$

sendo

- x_{id} denota a posição atualizada da partícula i ;
- $x_{ant_{id}}$ denota a última posição da partícula i ;
- v_{id} denota a última velocidade da partícula i .

O processo iterativo acima ocorre até que seja atingido algum critério de convergência desejado, ou seja, limitado pelo número máximo de iterações. O algoritmo abaixo sumariza as etapas do algoritmo PSO:

Algoritmo 1: Otimização por Enxame de Partículas (PSO)

```

1 Inicializar as partículas com posições e velocidades aleatórias;
2 Definir  $T$  como o tamanho do enxame;
3 for partícula  $i$  no enxame do
4   Calcular a função objetivo  $f_i$ ;
5   if  $f_i$  é melhor que  $pbest_i$  then
6     Atualizar  $pbest_i$  com  $f_i$ ;
7   end
8   if  $pbest_i$  é melhor que  $gbest$  then
9     Atualizar  $gbest$  com  $pbest_i$ ;
10  end
11  Atualizar velocidade e posição da partícula com as equações (1) e (2);
12 end
13 while critério de parada não for atingido do
14   Repetir as etapas acima;
15 end

```

3.2.3 Processamento dos parâmetros estimados do circuito equivalente

Após a obtenção dos parâmetros do circuito equivalente do modelo do TPC, considerou-se uma variabilidade em relação aos valores otimizados, buscando am-

pliar a gama de representação de TPCs reais frente aos diversos fatores que podem influenciar na alteração dos valores nominais dos parâmetros (Zhang et al., 2021). Neste sentido, considerou-se uma variação nos parâmetros estimados, seguindo uma distribuição de probabilidade uniforme. Esta variação implica em uma gama de curvas de resposta em frequência representando um desvio do valor estimado. A partir desta variação, extraiu-se FCn para os harmônicos de interesse nas curvas simuladas.

3.2.4 Intervalo de confiança para medições no TPC

Considere uma PMU conectada diretamente ao secundário do TP, negligenciando o impacto de eventuais cabos de controle. Com o objetivo de estabelecer um intervalo de confiança para $DTHI^{prim}$, define-se o seguinte problema de otimização:

$$\text{Min } f(x) = \sum_{h=2}^N (x_h + M\zeta_h), \quad \text{Max } f(x) = \sum_{h=2}^N (x_h - M\zeta_h) \quad (33)$$

sujeito a

$$g(x_2, \dots, x_n) = \sum_{h=2}^N a_h x_h + \zeta_h - b = 0 \quad (34)$$

$$r_h(x_2, \dots, x_n) = x_h + \zeta_h - x_h^{max} \leq 0, h = 2, \dots, N \quad (35)$$

$$t_h(x_2, \dots, x_n) = x_h^{min} - \zeta_h - x_h \geq 0, h = 2, \dots, N \quad (36)$$

onde

$$a_h = \frac{1}{FCn^2}$$

$$x_h = DTHI_{h_{prim}}^2$$

$$\zeta_h \geq 0$$

$$M \gg 0$$

$$b = DTHT_{pmu}^2$$

$$x_h^{min} = DTHI_{h_{prim}}^{min'}^2$$

$$x_h^{max} = DTHI_{h_{prim}}^{max'}^2$$

no qual $DTHI_{h_{prim}}$ denota a componente harmônica h referida ao lado primário do TPC. Para determinar o espaço de soluções viáveis do problema de otimização, utilizaram-se os valores extremos $DTHI_{h_{prim}}^{min'}$ e $DTHI_{h_{prim}}^{max'}$ das campanhas de medição, ponderados pela relação entre o $DTHT_{pmu}$ e DTHT da campanha.

A partir da estrutura do SMSF e da modelagem do TPC, elabora-se uma metodologia para a estimação de valores máximos e mínimos assumidos pelo transformador de instrumento a partir da união das informações reunidas.

3.3 AMBIENTE DE VISUALIZAÇÃO

Por fim deste processamento, os dados do modelo com correção do DTHT, bem como os dados do processamento realizado nas etapas anteriores, serão direcionados para o banco de dados *InfluxDB*, usados majoritariamente para trabalhar com séries temporais. A partir da coleta das informações e do armazenamento, essas informações são exportadas para uma plataforma de visualização de séries de dados (*Grafana*). Como resultado, consolidam-se todas as etapas para a aquisição, coleta e disponibilização desses dados em painéis para a visualização dos dados, reunindo as informações dos indicadores de DTHT e a estimação de um intervalo para medições referidas ao primário de um TPC.

3.4 CONSIDERAÇÕES

A metodologia proposta integra, de forma operacional, o *pipeline* completo necessário ao monitoramento contínuo de DTHTs, a partir de dados do SMSF. O processo envolve a aquisição síncrona dos *frames* de dados no protocolo IEEE C37.118, seguida do tratamento e validação do *payload*, da agregação em janelas de 10 minutos e do cálculo dos pontos de DTHT, com posterior geração do indicador diário DTHTD95%. O uso do *broker* para distribuição e publicação das mensagens aos consumidores, aliado ao registro do processamento dos dados em banco de dados e à disponibilização em plataformas de visualização, garante a circulação dos resultados em tempo real e possibilita a emissão de alertas para acionamento do processamento *offline*, sempre que necessário.

Em relação à avaliação da distorção harmônica, as análises podem ser conduzidas a partir de diferentes referenciais normativos e metodológicos. No âmbito internacional, a norma IEEE Std 519 estabelece requisitos consolidados para o monitoramento e a limitação da distorção harmônica de tensão e de corrente. Em paralelo, o Relatório Técnico ONS/CEPEL 2.1-028/2005 define diretrizes específicas no contexto dos indicadores obtidos nas campanhas de medição, no que se refere aos Procedimentos de Rede e os procedimentos para obtenção do indicador, em particular sobre o uso dos instrumentos de medição para computar o comprimento das janelas de medição e ao processo de agregação temporal aplicado à avaliação de indicadores de QEE.

Embora a IEEE 519 e o Relatório Técnico ONS/CEPEL 2.1-028/2005 utilizem abordagens aparentemente distintas para o tratamento das medições, sobretudo no que diz respeito à estruturação dos blocos de dados, ao tamanho das janelas de

agregação e à forma de obtenção das grandezas, ambas as metodologias se baseiam nos mesmos princípios:

- cálculo espectral em janelas de tempo definidas;
- normalização adequada dos componentes harmônicos; e
- agregação estatística para obtenção de indicadores de longo prazo.

No desenvolvimento metodológico conduzido neste estudo, essas duas referências foram analisadas de forma comparativa, com especial atenção:

- ao comprimento das janelas de análise (very short time, short time, 10 min, etc.);
- na estruturação dos blocos de amostras e na forma como cada norma os utiliza;
- à equivalência entre os procedimentos de agregação.

A partir dessa análise, desenvolveu-se uma formulação matemática unificada, na qual os procedimentos descritos em IEEE (2022b) e ONS (2007) podem ser expressos em um mesmo arcabouço, diferindo apenas na escolha da variável de processamento, a definição dos tamanhos de janelas e das quantidades de amostras consideradas.

Essa equivalência possui caráter geral e aplica-se não apenas ao cálculo de DTHT, mas a qualquer indicador cuja construção envolva operações de média quadrática ou integralização RMS. Isso inclui, por exemplo:

- a obtenção de valores de DTHT em 10 minutos;
- o cálculo de indicadores como o DTHTS95%;
- demais indicadores de QEE processados em 10 minutos, como os indicadores de flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão.

Complementarmente, a modelagem do TPC e a extração dos FCns fornecem um procedimento para estimar condições operativas e construir um intervalo de confiança para valores de DTHT referidos ao primário, por meio do desenvolvimento de um modelo de TPC, utilizando a análise de sensibilidade e métodos de estimação. O arranjo do monitoramento em tempo real acoplado à modelagem do intervalo de confiança prepara as bases para o capítulo 4, no qual são apresentados e discutidos o desempenho do pipeline, a estimação dos parâmetros do TPC e a aplicação prática do intervalo de confiança em séries temporais em um ponto de monitoramento conectado ao SIN.

4 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior. Os resultados estão concentrados nos processos da aquisição, processamento, modelagem e análise das soluções encontradas para cada etapa do desenvolvimento, conforme exposto no capítulo 3.

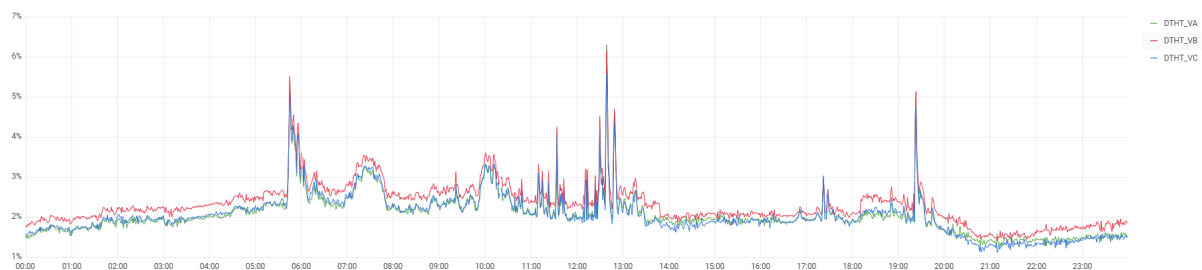
4.1 DADOS DE DTHT ADVINDOS DO SMSF

A seguir, apresentam-se os resultados relativos à implementação do processo de aquisição e geração de série temporal de dados de DTHT.

4.1.1 Aquisição dos dados de DTHT

Mediante o uso da infraestrutura de aquisição de dados, realizou-se uma consulta *offline* aos dados de DTHT, sob uma taxa de 60 fps, coletados de uma PMU da Rede Básica. Os dados correspondem a um período de 24 horas do dia 01 de junho de 2025, e foram utilizados para avaliar as condições operacionais nas quais os desenvolvimentos metodológicos foram implementados. A Figura 17 apresenta os registros coletados na resolução de sincrofases.

Figura 17 – Aquisição de dados na resolução de sincrofases.



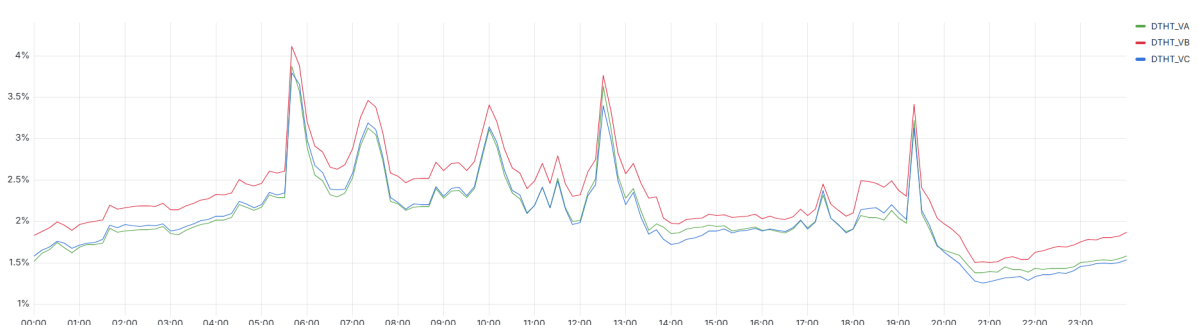
Fonte: Autor

4.1.2 Geração de série de dados

A partir da aquisição de dados no ambiente da Figura 17, os *payloads* do fluxo de dados são recebidos e agregados mediante o processamento especificado na subseção 3.1.3, resultando em pontos na resolução de 10 minutos para os dados de DTHT. Na sequência, esses dados são gravados em um arquivo CSV, contendo as informações de *timestamp* e o valor de DTHT, em %, para cada fase. Por fim, as medidas são exportadas para um ambiente de visualização *Grafana* e são construídos painéis contendo as séries de dados temporais de DTHT. O painel exibido na Figura

18 foi gerado a partir de 144 registros, correspondentes às 24 horas de aquisição de dados.

Figura 18 – Registros diários de Distorções de Tensões Harmônicas Totais em janelas de 10 minutos.



Fonte: Autor

A partir do processamento realizado ao longo de um dia, procede-se com a verificação dos valores limiares de DTHT estabelecidos no Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022b), com o objetivo de identificar potenciais violações. Para essa análise, utiliza-se como referência a Tabela 4, na qual estão apresentados os limites definidos nos Procedimentos de Rede para o indicador DTHT.

Tabela 4 – Limites de Distorção Harmônica de Tensão (DTHI) por ordem harmônica

$V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1.5%		
		≥ 8	1%			≥ 8	0.5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	0.5%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

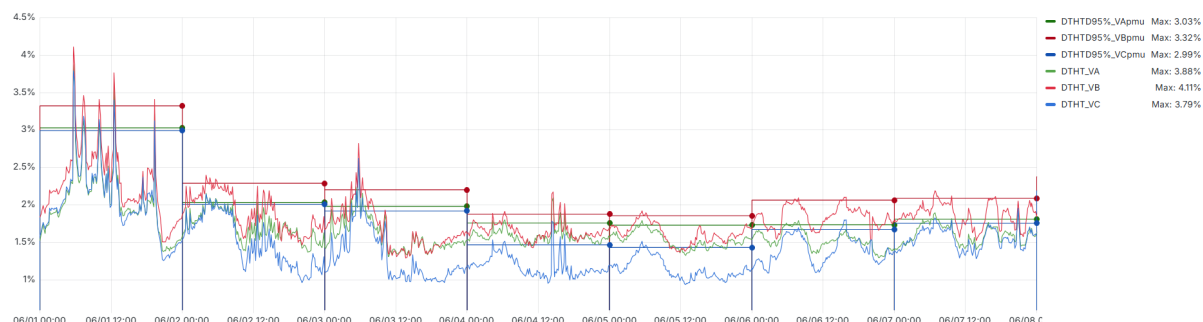
Fonte: Adaptado de (ONS, 2022b).

Observa-se na Figura 18 que, durante alguns períodos do dia, houve registros com valores de DTHT superiores ao limite global inferior, indicado na Tabela 4 para níveis de tensão acima de 69 kV.

Dessa maneira, buscou-se avaliar o valor do indicador diário para fins de comparação e detecção de possíveis violações do limiar desse indicador. Para uma melhor

visualização dos indicadores no painel, expandiu-se o conjunto de dados para um total de 1008 registros, totalizando 7 dias de monitoramento do ponto de medição, como pode ser visualizado na Figura 19.

Figura 19 – Indicador DTHTD95%.



Fonte: Autor

A Figura 19 evidencia que, dentre os registros diários, houve uma violação de 5% do conjunto de dados no primeiro dia de monitoramento. Isto é, em pelo menos 7 registros ao longo deste dia, os valores de DTHT ultrapassaram o limite global inferior estabelecido nas diretrizes de QEE (ONS, 2022b). Tais ocorrências configuram potenciais não conformidades de desempenho, exigindo, portanto, uma investigação mais detalhada do ponto de medição. Diante da configuração de uma potencial violação, o *pipeline* deste desenvolvimento é acionar o ambiente de análise desenvolvido, o qual será explorado na sequência, a fim de estimar um conjunto de pontos que representam os valores de máximos e mínimos de DTHT medidos no lado primário do TP.

4.2 PROCESSAMENTO OFFLINE

A seguir, apresentam-se os resultados relativos ao desenvolvimento da metodologia proposta para o ambiente de processamento *offline* a partir da entrada de série dados histórica de DTHT.

4.3 MODELO TPC

A partir dos dados obtidos via SMSF e assumindo-se que nem sempre há informações relacionadas ao ensaio do TI utilizado durante a campanha de medição, tampouco parâmetros do circuito desse TI, buscou-se construir um modelo capaz de gerar uma nuvem de FCn que reproduzisse o comportamento de um TPC real, emulando pontos de não linearidade em sua curva de resposta em frequência. Nesse contexto, desenvolveu-se um modelo de circuito equivalente, baseado no trabalho de Probst (2020), para a extração dos fasores harmônicos. Para fins de comparação e validação do comportamento obtido pelo modelo, utilizaram-se dados provenientes de

uma campanha de medição que continha valores da curva de resposta de um TPC empregado na Rede Básica. A partir disso, procedeu-se à estimação dos parâmetros do circuito equivalente do TPC, aplicando-se a equação (20). No processo de estimação, inicialmente, testou-se o modelo seguindo a mesma metodologia adotada nos trabalhos de Fernandes (2003) e Probst (2020), a fim de avaliar a aderência dos valores obtidos. A Tabela 5 apresenta os resultados dos testes de estimação realizados, considerando diferentes pontos iniciais..

Tabela 5 – Soluções ótimas encontradas para os parâmetros através do método *Levenberg-Marquardt* considerando diferentes valores iniciais para o vetor $\mathbf{a}$.

Parâmetro	Referência	Valores iniciais para o vetor de parâmetros $\mathbf{a}$				
		$\mathbf{a}[i] = 1$	$\mathbf{a}[i] = 2$	$\mathbf{a}[i] = 0,5$	$\mathbf{a}[i] = 40$	$\mathbf{a}[i] = 0,05$
c1	1,273e-08	8,077e-08	9,077e-08	4,309e-08	4,015e-07	4,762e-09
c2	8,378e-08	8,579e-20	1,224e-20	4,164e-19	2,328e-21	6,111e-09
rc	1,745e+02	2,008e-04	9,478e-05	6,953e-04	1,646e+04	4,569e+02
lc	6,920e+01	6,343e+01	5,644e+01	1,189e+02	4,847e+00	1,037e+01
cc	1,193e-10	1,157e-10	1,301e-10	6,174e-11	3,227e-09	7,060e-21
cp	3,000e-10	5,749e-10	6,460e-10	3,067e-10	1,297e-08	1,038e-23
rp	6,900e+02	2,396e-11	1,804e-11	1,955e-11	2,538e-11	5,285e+02
lp	3,930e+00	3,163e+00	2,815e+00	5,929e+00	7,866e-01	1,674e+00
rm	1,370e+06	1,703e+05	1,516e+05	3,192e+05	1,255e+05	3,053e+06
lm	6,279e+03	1,959e+03	1,743e+03	3,672e+03	3,277e+02	1,083e+04
lf1	1,447e+03	1,448e+03	2,877e+03	9,000e+03	5,783e+04	1,777e+02
cf	4,690e-09	4,697e-09	9,318e-09	2,549e-10	1,876e-07	4,707e-09
lf2	1,447e+03	1,441e+03	2,875e+03	1,789e+03	5,783e+04	4,010e+01
rf	2,478e+05	2,455e+05	4,929e+05	1,233e+05	9,913e+06	2,776e+03
m	9,190e-03	2,861e-02	1,829e-02	9,645e-02	3,676e-01	3,253e+01

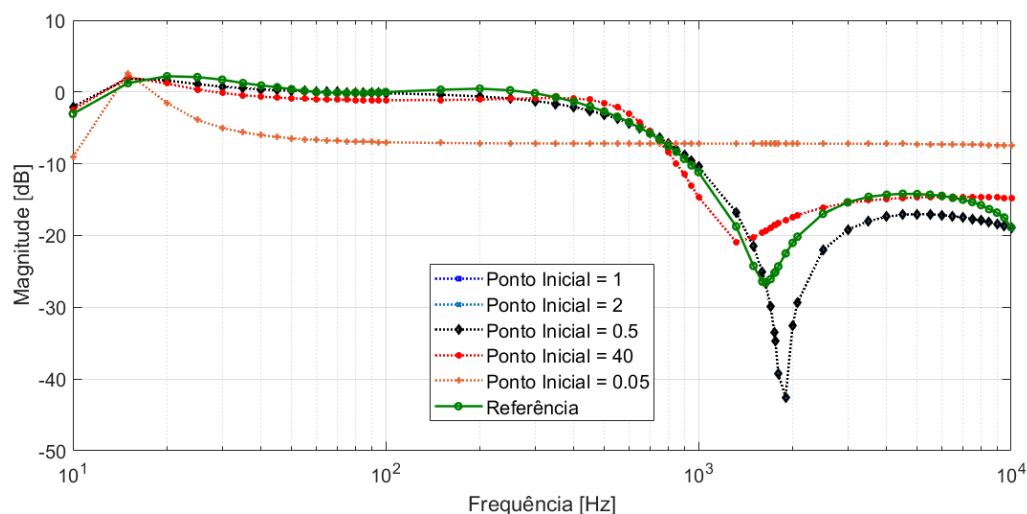
Observa-se que o método *Levenberg-Marquardt* é bastante dependente do ponto inicial utilizado. Isto é, para cada estimativa inicial, foram encontrados distintos candidatos a ótimos para a solução do problema, porém não convergindo para os valores de referência. Isto indica que as soluções encontradas são ótimos locais do problema, o que pode ser verificado através da Figura 20 relativa aos diagramas de Bode para magnitude e fase, obtidos a partir das soluções encontradas.

Verificou-se que o método *Levenberg-Marquardt* não alcançou a convergência para um ponto próximo do ótimo global. Desta forma, fez-se uso do algoritmo PSO para a solução do problema. Os valores estimados para os parâmetros estão apresentados na Tabela 6.

Ressalta-se que no trabalho de (Probst, 2020) o circuito equivalente não possui o mesmo modelo de circuito supressor de ferroressonância. Por esses motivos, adotou-se o modelo de (Fernandes, 2003) para estes elementos.

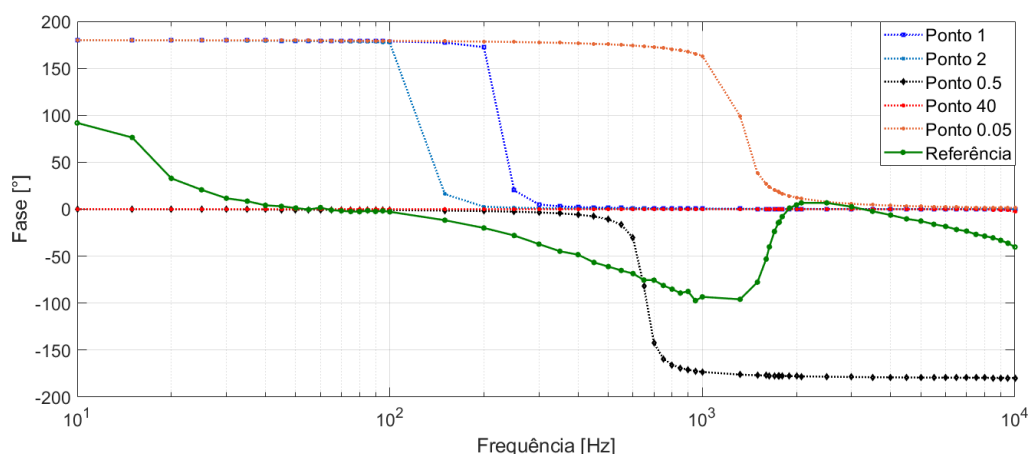
Observa-se que os parâmetros encontrados estão condizentes com os valores

Figura 20 – Curvas de magnitude a partir das soluções encontradas.



Fonte: Autor

Figura 21 – Curvas de fase a partir das soluções encontradas.



Fonte: Autor

de referência para os 3 pontos testados. As diferenças encontradas estão especificamente nos elementos do circuito supressor de ferroressonância, que é representado pelos parâmetros de ($lf1$, $lf2$, cf , rf , m).

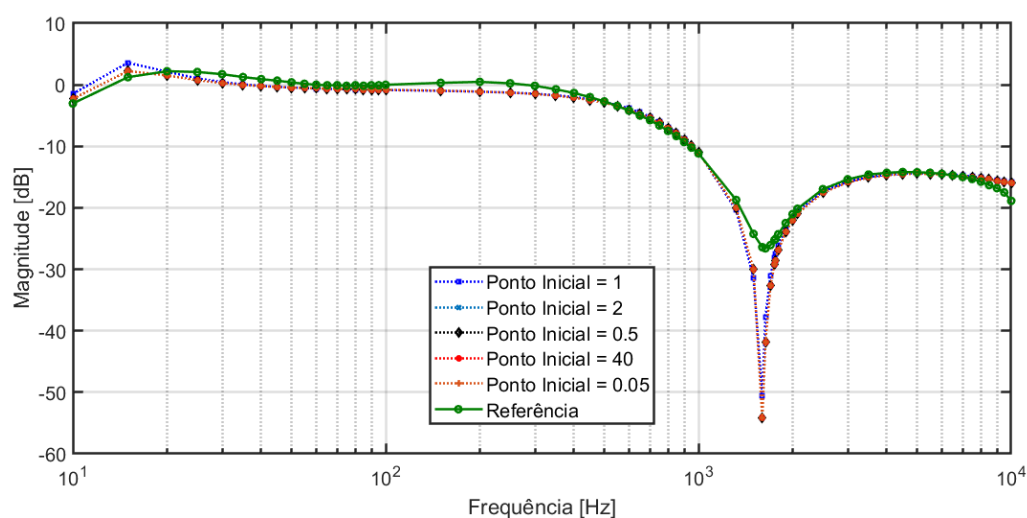
Na sequência, geraram-se os diagramas de Bode com o intuito de avaliar a variabilidade da resposta em frequência quanto a estimação dos parâmetros realizada (Figuras 22 e 23).

Percebe-se que no intervalo dos 10 Hz até pontos próximos ao 1 kHz o modelo tem boa aderência na obtenção da curva de resposta em frequência. A partir deste ponto, há uma diferença entre as curvas adquiridas via modelo e ensaio. Entende-se

Tabela 6 – Soluções ótimas encontradas para os parâmetros através do método PSO considerando diferentes valores iniciais para o vetor $\mathbf{a}$.

Parâmetro	Referência	Valores iniciais para o vetor de parâmetros $\mathbf{a}$				
		$\mathbf{a}[i] = 1$	$\mathbf{a}[i] = 2$	$\mathbf{a}[i] = 0,5$	$\mathbf{a}[i] = 40$	$\mathbf{a}[i] = 0,05$
c1	1,273e-08	1,045e-07	1,045e-07	1,045e-07	1,045e-07	1,045e-07
c2	8,378e-08	8,378e-09	8,378e-09	8,378e-09	8,378e-09	8,378e-09
rc	1,745e+02	1,745e+01	1,745e+01	1,745e+01	1,745e+01	1,745e+01
lc	6,920e+01	4,303e+01	4,303e+01	4,303e+01	4,303e+01	4,303e+01
cc	1,193e-10	2,279e-10	2,279e-10	2,279e-10	2,279e-10	2,279e-10
cp	3,000e-10	7,653e-10	7,653e-10	7,653e-10	7,653e-10	7,653e-10
rp	6,900e+02	6,900e+01	6,900e+01	6,900e+01	6,900e+01	6,900e+01
lp	3,930e+00	2,117e+00	2,117e+00	2,117e+00	2,117e+00	2,117e+00
rm	1,370e+06	1,370e+05	1,370e+05	1,370e+05	1,370e+05	1,370e+05
lm	6,279e+03	1,322e+03	1,322e+03	1,322e+03	1,322e+03	1,322e+03
lf1	1,447e+03	1,447e+04	1,447e+04	1,447e+04	1,447e+02	1,447e+04
cf	4,690e-09	4,690e-10	4,682e-08	4,690e-10	4,690e-10	4,691e-10
lf2	1,447e+03	1,436e+04	1,447e+04	1,447e+04	1,382e+04	1,361e+04
rf	2,478e+05	2,478e+06	2,478e+06	2,478e+06	2,478e+06	2,478e+06
m	9,190e-03	8,424e-02	9,190e-02	8,413e-02	9,190e-02	9,094e-02

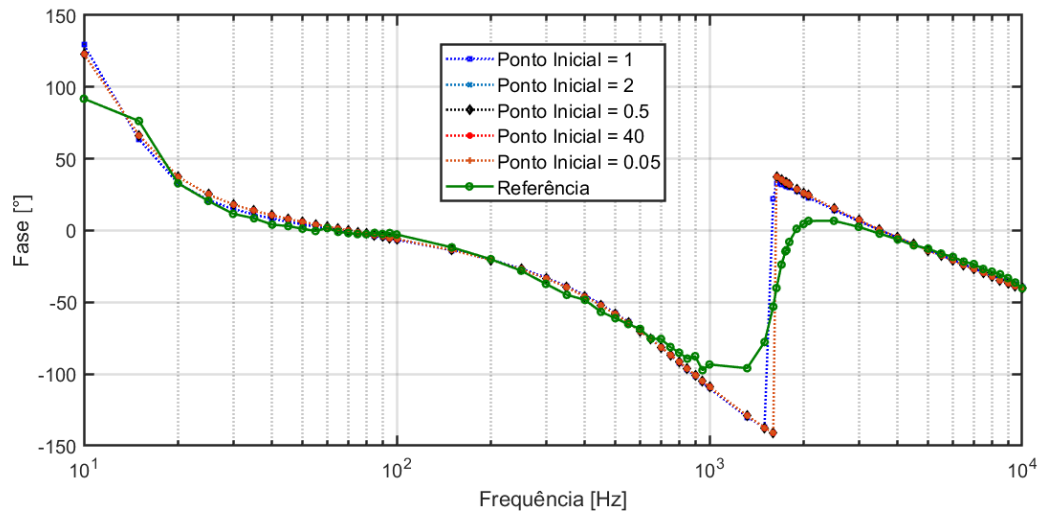
Figura 22 – Magnitude do diagrama de Bode.



Fonte: Autor

que o erro apresentado pode estar relacionado aos fenômenos não lineares, em especial o fenômeno da ferroressonância. Essa investigação onde necessitaria de uma validação em regime transitório, o que foge ao escopo do trabalho, pois o objetivo será de monitoramento, buscando medições em condições normais de operação. Apesar de existirem distinções entre a simulação e a referência de ensaio utilizada, a representação linear do TPC apresenta boa aderência na faixa de frequência de interesse

Figura 23 – Fase do diagrama de Bode.



Fonte: Autor

para distúrbios de DTHT.

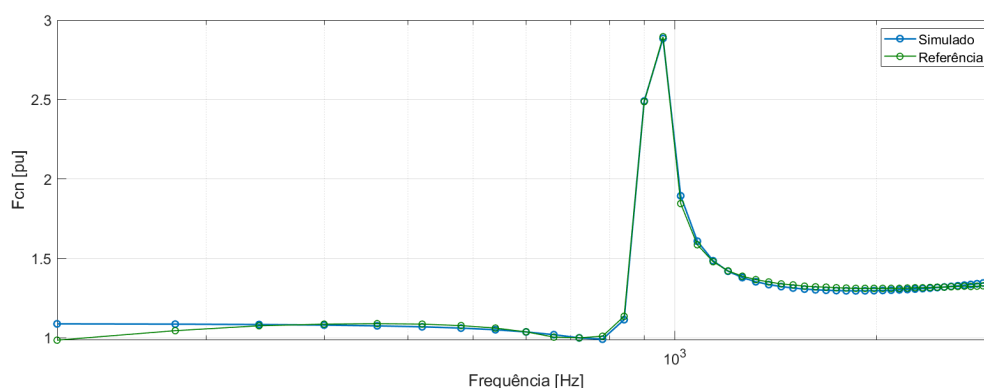
4.3.1 Fatores de Correção

Com o objetivo de verificar se a estimação dos parâmetros é capaz de reproduzir curvas de fatores de correção condizentes com os cenários de operação, aplicou-se o modelo de circuito equivalente do TPC, utilizando os valores de referência dos parâmetros, para obter a curva dos FCns de um TPC em operação durante uma campanha de medição. Nesse contexto, no modelo são calculados os fasores correspondentes a cada frequência harmônica, de 120 Hz a 3 kHz, e aplica a equação (24), buscando minimizar o erro vetorial entre os dados reais e os simulados. A Figura 24 apresenta os valores de FCns, em que a curva azul corresponde à simulação do modelo do TPC e a curva verde representa os valores de referência do TPC utilizados na campanha de medição.

Observa-se que, a partir do modelo, foi possível reproduzir um comportamento bastante condizente com a curva real de resposta em frequência dos FCns. Quanto às imperfeições, destaca-se que, até 180 Hz, houve as maiores diferenças entre a curva real e a simulada dos sinais de FCn. No entanto, nas frequências em que o ensaio do TPC apresentou amplificação do sinal, o modelo conseguiu capturar esse efeito, demonstrando uma eficácia no uso do PSO para a estimação dos parâmetros do TPC utilizado como referência.

Na etapa seguinte, buscou-se verificar o efeito de variações dos parâmetros do TPC, por exemplo, em função do envelhecimento e do desgaste do isolamento. Para representar esses efeitos, consideraram-se variações nos parâmetros otimizados

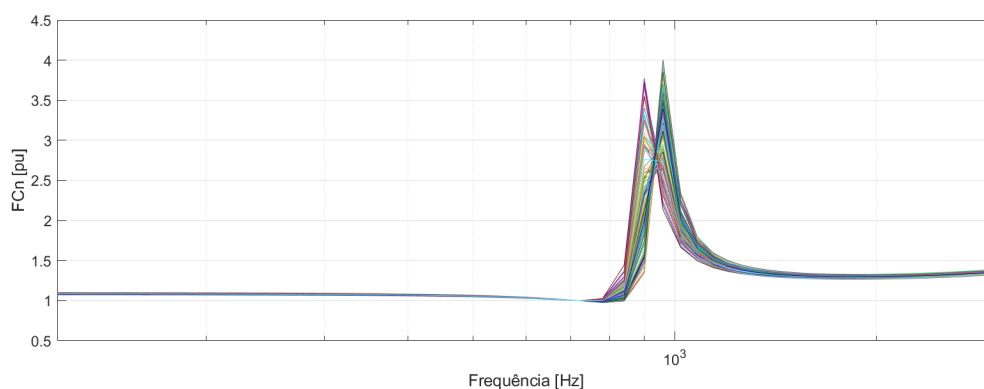
Figura 24 – Relação de transformação simulada x Relação de transformação referencial.



Fonte: Autor

do circuito a partir de uma distribuição uniforme, com variações de 2.5%. Por meio dessas variações, obteve-se um conjunto amostral de fatores de correção. Na Figura 25 ilustra-se a dispersão resultante desses fatores de correção.

Figura 25 – Nuvem de Fatores de Correção normalizados a partir da simulação.



Fonte: Autor

Na etapa final do processo, após a consolidação dos modelos e parâmetros estabelecidos nas fases precedentes, procedeu-se à aplicação sistemática desses elementos no problema de otimização, formulado na equação (24). A partir dos resultados obtidos, construíram-se intervalos de valores possíveis para o DTHT medido no primário. Mais especificamente, foram utilizadas 1008 amostras para a determinação do DTHT máximo e do DTHT mínimo no primário.

4.4 INTERVALO DE CONFIANÇA

Na resolução do problema de otimização, dispõem-se dos dados do modelo do TPC e informações do DTHT no secundário. O interesse é estimar um intervalo de confiança nas medições do TPC, a partir de uma série de dados de DTHT obtidas a partir do SMSF. No entanto, não se dispõe de informações sobre um ponto de medição em que há os dados da campanha de medição e também o monitoramento via SMSF. Desta forma, a aplicação da metodologia desenvolvida é subdividida em duas frentes: inicialmente, é avaliada a metodologia a partir dos dados consolidados durante uma campanha de medição, com informações do DTHT lidas no primário e secundário, isto é, com as correções do fator de correção. Posteriormente, utilizam-se dados de um ponto de monitoramento pelo SMSF a fim de ilustrar a estrutura desenvolvida com o processamento de dados de DTHT e também o modelo de estimação do intervalo de confiança.

4.4.1 Análise a partir dos dados das campanhas de medição

A partir dos dados advindos das etapas anteriores, construiu-se o problema de otimização considerando os limites mapeados nas planilhas da campanha de pré-operação e os fatores de correção obtidos por meio da variação de parâmetros de um modelo otimizado de TPC. Além disso, é exigido como entrada do problema o dado de DTHT obtido a partir do secundário do TPC. Esse dado, por sua vez, é considerado um valor medido pelos IEDs, sem a aplicação dos fatores de correção.

Para exemplificar o procedimento, na Tabela 7, foram extraídos os valores máximos e mínimos medidos durante os 7 dias da campanha de medição. Para manter a concisão do documento, apresentam-se apenas os valores do 7º harmônico da fase A, o qual apresentou o maior valor dentre os harmônicos.

Tabela 7 – Menores e maiores valores harmônicos individuais encontrados durante a campanha de medição.

$V_{7_{min}}$	$V_{7_{max}}$	$V\%5_{7_{min}}$	$V\%95_{7_{max}}$
0,1894	0,6694	0,4810	0,6311

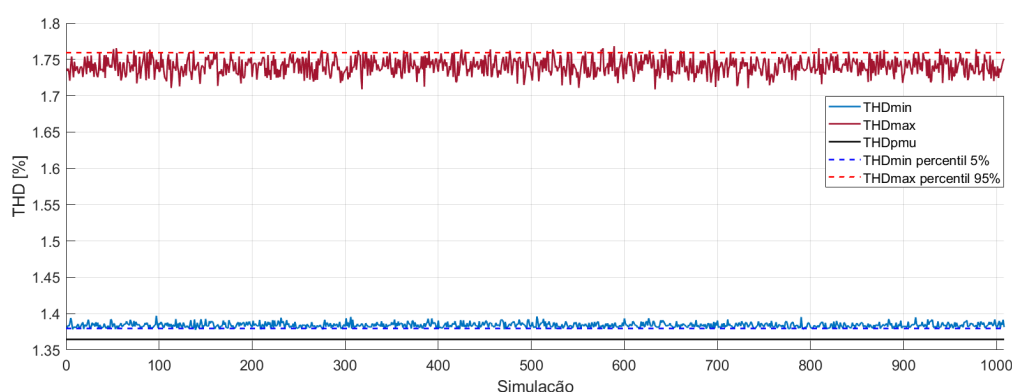
Na Tabela 8, apresentam-se os percentis análogos de DTHT encontrados durante a campanha de medição.

Tabela 8 – Menores e maiores valores de Distorções de Tensões Harmônicas Totais encontrados durante a campanha de medição.

$DTHT\%95_{min}$	$DTHT\%95_{max}$
0,9865	1,3205

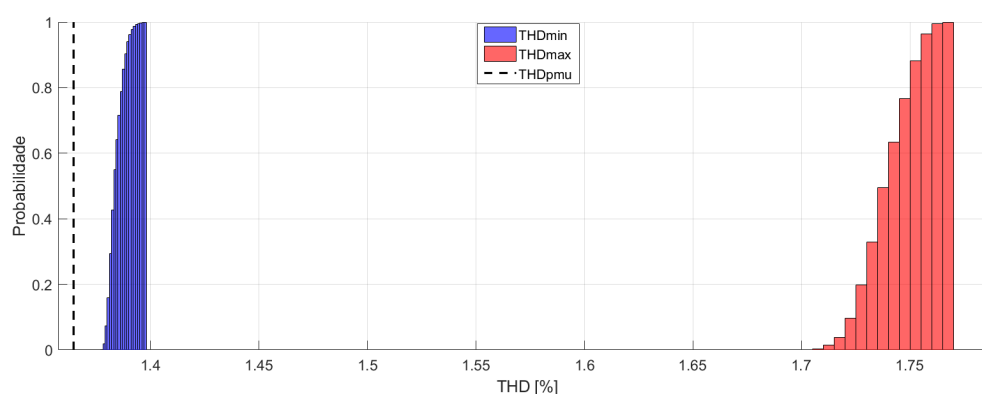
Os dados da campanha de medição foram utilizados como insumo para a solução de 1008 problemas de otimização, com variações nos parâmetros do TPC descritos na seção anterior, considerando o recebimento de $DTHT_{pmu}$ de 1,3645%, possibilitando a estimação dos valores extremos de DTHT referidos ao lado primário do TPC. Os resultados obtidos são ilustrados na Figura 26. Observa-se que os valores máximos simulados estão concentrados na faixa de 1.7 e 1.75.

Figura 26 – Valores máximos e mínimos de Distorções de Tensões Harmônicas Totais simulado.



Fonte: Autor

Figura 27 – Conjunto solução para os limiares de Distorções de Tensões Harmônicas Totais simulados.



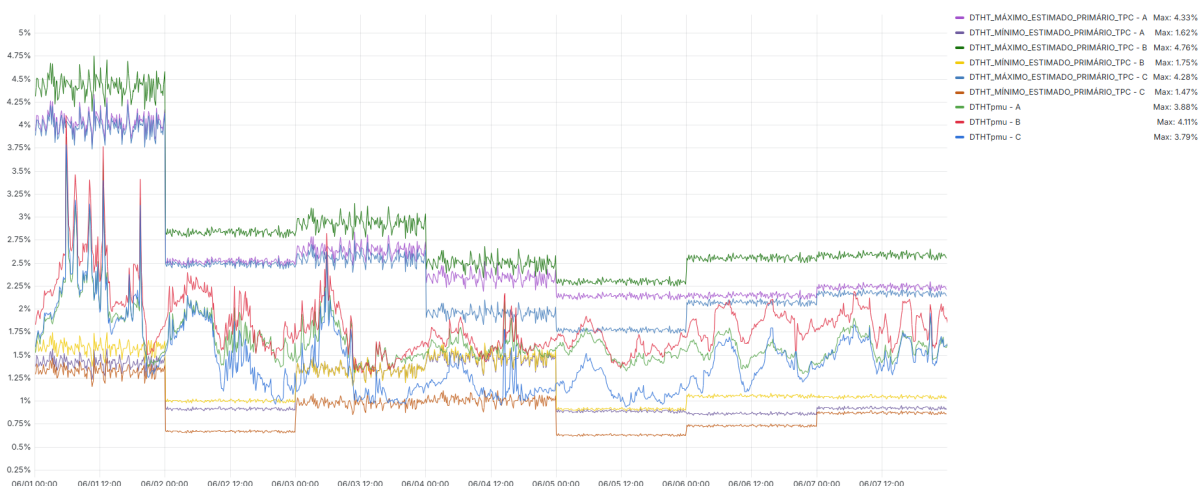
Fonte: Autor

A Figura 27 apresenta a distribuição acumulada de $DTHT_{min}$ e $DTHT_{max}$. Observa-se que a curva acumulada referente ao $DTHT_{min}$ possui baixa probabilidade de valores situarem-se em níveis mais baixos de distorção medida na PMU; enquanto a curva do $DTHT_{max}$ se limita a um patamar maior, em até 42% em relação a entrada do $DTHT_{pmu}$.

4.4.2 Aplicação da modelagem em um ponto de monitoramento pelo SMSF no SIN

Concluído o processo de estimativa e análise, os resultados obtidos a partir da integração entre as medições de sincrofasores e os valores estimados pelo modelo desenvolvido foram organizados em séries temporais de acordo com a natureza dos dados. As séries provenientes diretamente do SMSF são denominadas $DTHT_{pmu}$, enquanto aquelas construídas a partir dos valores estimados para o primário do TPC são indicadas por $DTHT_{prim}^{TPC}$. Ambas consolidam o histórico de DTHT, contemplando tanto as medições realizadas no secundário quanto os limites mínimo e máximo definidos pelo modelo para representar o comportamento no primário do TPC. Para possibilitar a análise dessas informações, todas as séries foram armazenadas no banco de dados InfluxDB e, posteriormente, disponibilizadas no ambiente Grafana, conforme ilustrado na Figura 28.

Figura 28 – Intervalo de confiança para os valores de Distorções de Tensões Harmônicas Totais emulados no primário.



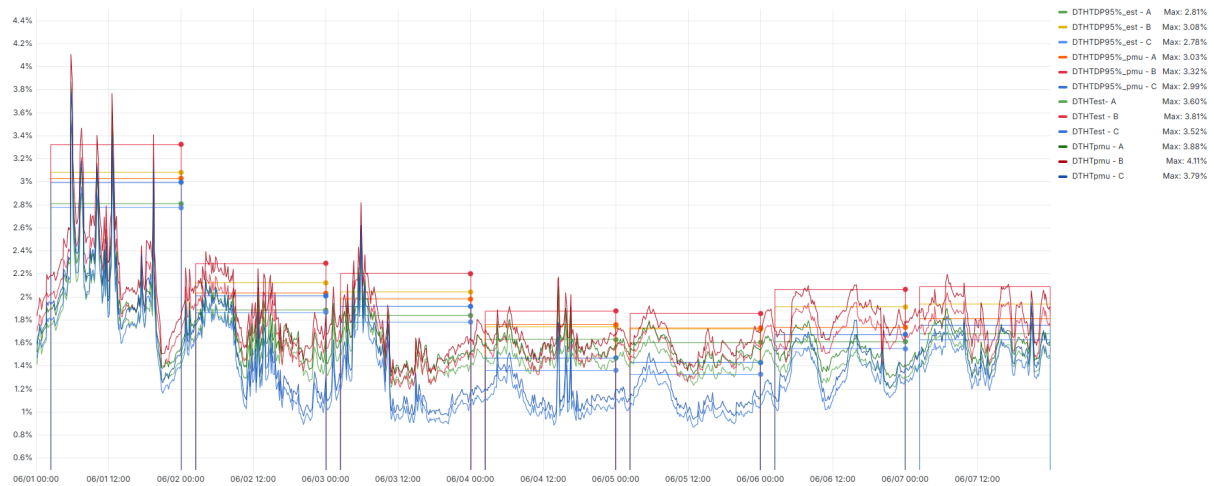
Fonte: Autor

Os dados foram organizados em painéis que destacam as variações de DTHT para ambas as séries e permitem comparar, de forma direta, os valores escalares medidos no secundário com os valores máximos e mínimos estimados para o primário do TPC. Observa-se que, no dia 01/06, a série de $DTHT_{prim,max}^{TPC}$ apresenta trechos com valores superiores a 4%, situando-se acima do limite global inferior e sinalizando um possível risco de violação do indicador semanal DTHTS95%. Tal observação é particularmente relevante, pois o DTHTS95% é avaliado sobre uma janela de sete dias consecutivos — totalizando 1008 registros de DTHT — conforme estabelecido nos procedimentos das campanhas de medição.

Como complemento à análise, emprega-se o fator de compensação β_{P5} , cal-

culado como um percentil 5% do perfil de componentes harmônicas com menores valores de DTHT, aplicado aos valores de $DTHT_{pmu}$, com o objetivo de inferir limites menos conservadores para o DTHT no lado primário do TPC.

Figura 29 – Intervalo de confiança para os valores de Distorções de Tensões Harmônicas Totais emulados no primário com aplicação do fator de segurança



Fonte: Autor

A aplicação desse fator se integra naturalmente às séries temporais de resultados geradas ao longo das simulações e medições. Cada instante analisado passa a contar com quatro informações complementares: a série de dados $DTHT_{pmu}$ processados a partir do fluxo de dados da PMU, série de dados $DTHT_{estimado}^{TPC}$ estimada (via modelo de otimização), fazendo uso do fator de segurança β_{P5} , sendo os percentis de 95% diários considerados para os dados estimados ($DTHTD_{estimado,P95\%}^{TPC}$) e também da PMU ($DTHTD_{pmu,P95\%}$). Essa integração encerra o ciclo completo entre aquisição, modelagem, análise e monitoramento da qualidade da medição, sinalizando eventuais não conformidades em relação ao indicador de DTHT.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentam-se as conclusões obtidas a partir dos desenvolvimentos metodológicos e resultados. Em seguida, apontam-se as limitações da pesquisa realizada e sugestões para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho, desenvolveram-se ferramentas de suporte ao monitoramento dos indicadores de DTHTs e à detecção de potenciais violações no indicador DTHTD-95%, obtidos a partir da infraestrutura do SMSF. O uso dessas ferramentas estabelece uma aquisição de dados de DTHT recebidos de *frames* de dados originários das PMUs instaladas no SIN, realizando um processamento dos dados, contemplado nas etapas de tratamento, geração de série de dados de DTHT em resolução de 10 minutos e publicação dos resultados em uma base de dados para a construção de um ambiente de visualização. A partir deste processamento, é possível calcular os indicadores de *DTHTD95%_{pmu}*, possibilitando apoiar o monitoramento dos indicadores de DTHT nos pontos de monitoramento que integrem o SIN. Além disso, na detecção de indicadores superiores aos limites estabelecidos, desenvolveu-se uma ferramenta que possibilita, por simulação, estimar os valores máximos e mínimos medidos no TI conectado a PMU. A ferramenta faz uso de um modelo de TPC de proteção para extrair os FCns que servem a um modelo de otimização linear que possibilita obter uma margem operativa das medições no primário a partir da série temporal diária publicada na base histórica.

Para a estimação dos FCns, estabeleceu-se um circuito equivalente baseado no modelo de TPC de proteção desenvolvido por Probst (2020), utilizando o método de estimação de parâmetros descrito em Fernandes (2003). Entretanto, a aplicação do método de otimização Levenberg–Marquardt, empregado como referência para a estimação dos parâmetros, apresentou, neste trabalho, dificuldades relacionadas à variabilidade das soluções obtidas a partir de diferentes pontos iniciais. Esse desafio motivou a adoção de uma alternativa: o método de otimização por PSO, que permitiu a obtenção de resultados mais aderentes à realidade. Os resultados dessa etapa mostraram boa correspondência com as curvas do diagrama de Bode das referências. Com a validação do método de estimação dos parâmetros, aplicou-se uma variação dos parâmetros a fim de emular os efeitos de desgaste dos equipamentos e a saturação do núcleo do TPC. Com essa variação, obtiveram-se os FCns empregados no modelo de intervalo de confiança.

O modelo de intervalo de confiança foi elaborado a partir de um problema de otimização linear, tendo como entrada uma série de dados diários de DTHT registrados no banco de dados durante o processamento em tempo real das medições sincrofa-

soriais. Além disso, incluíram-se os dados consolidados em campanhas de medição de referência, utilizados para gerar os valores máximos e mínimos das harmônicas individuais no modelo de otimização e também foi feita a estimação dos FCns obtidos do modelo de TPC. Os resultados dessa etapa forneceram uma margem operativa, permitindo que as medidas do modelo sirvam de suporte à tomada de decisão para o acionamento de campanhas de medição nos pontos monitorados.

Adicionalmente, avaliou-se a possibilidade de incorporar um fator de segurança ao intervalo de confiança, com o objetivo de ampliar de forma controlada a estimativa dos valores de DTHT referidos ao primário do TPC. A introdução desse fator adiciona uma margem suplementar que pode ser útil em situações nas quais empreendimentos apresentem características semelhantes, porém não disponham de informações detalhadas sobre seus equipamentos de instrumentação ou sobre campanhas de medição. Observou-se que essa abordagem tende a produzir intervalos ligeiramente menos conservadores, preservando, contudo, coesão com os dados reais.

Para a publicação dos resultados, foi criado um ambiente que registra as informações no banco de dados *InfluxDB* e, em seguida, projeta em ambiente de visualização a série temporal de dados de DTHT, os indicadores e a simulação do intervalo de confiança. Dessa maneira, viabilizou-se a integração da infraestrutura com as ferramentas de monitoramento dos indicadores de DTHT, utilizando *frame* de dados do SMSFs e aplicando o modelo de intervalo de confiança para medições do primário. Essa integração fornece suporte ao monitoramento e à detecção de potenciais não conformidades, além de auxiliar na definição da necessidade de realização de campanhas de medição.

Neste contexto, a estratégia proposta viabiliza o monitoramento online de inúmeros pontos de interesse no SIN, tais como PACs de usinas eólicas e fotovoltaicas, terminais de elos HVDC e cargas não lineares. Dessa forma, amplia-se a capacidade de monitoramento de distúrbios associados à DTHT, fortalecendo o suporte às atividades da operação no âmbito da QEE.

5.2 LIMITAÇÕES DO TRABALHO

A busca por generalizar a etapa de extração dos fatores de correção levou a uma dificuldade de reprodutibilidade para estabelecer uma curva abrangente dos fatores de correção coincidente com os dados das campanhas de medição. Houve a necessidade de aplicar uma *seed* específica para validar a curva simulada com as curvas de referência. Além disso, a dificuldade de encontrar informações de ensaio de TPC e também um modelo que seja para uso específico de monitoramento tornou esta modelagem mais desafiadora. Entende-se que é essencial um modelo que considere a operação para esse espectro de frequência de análise, visando uma representação mais fiel da operação do monitoramento de distorções harmônicas.

Além disso, na etapa de validação do modelo de TPC, fazendo uso da simulação

dos FCns para comparação com os dados da campanha de medição e, posteriormente, avaliando a metodologia em um ambiente de monitoramento via SMSF, não se dispôs de dados de uma campanha de medição para o ponto de monitoramento no SIN. Haja vista que o procedimento desenvolvido foi validado em uma campanha de medição que não corresponde ao ponto de medição, isso pode gerar lacunas na metodologia proposta, visto que a aplicação no SMSF refere-se a um ponto de monitoramento distinto do da campanha de medição. Seria ideal que as etapas adotadas correspondessem ao mesmo ponto de medição no SIN, tanto para a validação do modelo quanto para o processamento dos dados via SMSF. Para isso, faz-se necessário ter disponível um maior número de informações sobre os pontos de monitoramento que integrem o SIN.

5.3 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Apontam-se como sugestões para trabalhos futuros, a saber:

- Entende-se que será necessário fazer uma análise exploratória de informações sobre modelo de TPCs para uso em monitoramento, em específico para faixa de frequência que cubra os fenômeno de DTHT, além de buscar por mais informações sobre ensaios com resposta em frequência em níveis de tensão na Rede Básica.
- Propõe-se investigar o uso de métodos de otimização na estimação de intervalos de confiança a partir de dados reais, de forma a representar as variabilidades observadas. Pretende-se ainda verificar a existência de aplicações semelhantes em pontos de monitoramento de PACs, particularmente em sistemas com presença de geração eólica e fotovoltaica.
- Entende-se que as limitações impostas pelos modelos estão aliadas à quantidade de dados incipientes para a validação dos modelos nos pontos de monitoramento via SMSF no SIN. Neste sentido, faz-se necessário ter mais informações disponíveis dos pontos de monitoramento para viabilizar ações de suporte aos procedimentos determinados nas diretrizes dos Procedimentos de Rede e adotados pelo operador.
- O desenvolvimento metodológico deste trabalho demonstrou a viabilidade de monitorar e detectar o indicador DTHT a partir dos SMSFs. A abordagem pode ser estendida a outros índices de qualidade, como flutuações e desequilíbrios de tensão, e, com o acesso a dados de distorções harmônicas de corrente, possibilita estudos de conformidade de desempenho. Como perspectiva futura, propõe-se expandir a metodologia para outros indicadores de QEE, ampliando sua aplicabilidade e relevância.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, C. A. S. et al. **Proteção de Sistemas elétricos**. 2. ed. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência: Light, 2005.
- ARRUDA, E. F.; KAGAN, N.; RIBEIRO, P.F. Three-phase harmonic distortion state estimation algorithm based on evolutionary strategies. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, vol. 80, no. 9, p. 1024–1032, 2010.
- BROWN, R. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2009.
- CARROLL, J. R.; RUSSELL, F. R. A Comparison of Phasor Communication Protocols: A Comparison of IEEE C37.118.2-2011, IEC TR 61850-90-5 and the Streaming Telemetry Transport Protocol (STTP) for the Transfer of Synchrophasor and Other Streaming Data. **Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) Technical Report**, PNNL-28499, 2019.
- CATALIOTTI, A. et al. Compensation of Nonlinearity of Voltage and Current Instrument Transformers. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, vol. 68, no. 5, p. 1322–1332, 2019.
- CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES. **CIGRÉ JWG C4.112: Guidelines for Power Quality Monitoring – Measurement Locations, Processing and Presentation of Data**: Technical Brochure C4.112. Paris, France, 2014.
- DECKER, I. C. et al. Estudo e avaliação do desempenho de um protótipo de sistema de medição fasorial sincronizada instalado no sistema de transmissão da Eletrosul. **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Recife, PE, Brasil, 2009.
- DUGAN, Roger C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 3. ed. New York, USA: McGraw-Hill, 2012.
- FAIFER et al. Voltage Transducers Testing Procedure Based on the Best Linear Approximation. **IEEE International Conference on Power Systems**, Liverpool, UK, 2017.
- FERNANDES, Damásio Júnior. **Modelo de Transformadores de Potencial Capacitivos para Estudos de Transitorios Eletromagneticos**. 2003. Tese de doutorado – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, Brasil.
- FRONTIN, S. O. **EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1. ed. Brasília, DF, Brasil: Teixeira, 2013.

GOKLANI et al. Instrument Transformer Calibration and Robust Estimation of Transmission Line Parameters Using PMU Measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 36, no. 3, p. 1761–1770, 2021.

HAMRITA et al. On-Line Correction of Errors Introduced by Instrument Transformers in Transmission-Level Steady-State Waveform Measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 15, no. 4, p. 1116–1120, 2000.

HEYDT, G. T. Identification of harmonic sources by a state estimation technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 4, no. 1, p. 569–576, 1989.

HUSSAIN, S. M. S. Public key-based quantum-resistant security scheme for IEEE C37.118.2 PMU communication. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, vol. 252, 2025.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 2664 - Standard for Streaming Telemetry Transport Protocol (STTP)**. New York, USA: IEEE, 2024.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1159.1 - Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. New York, USA: IEEE, 2019.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 2800 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems**. New York, USA: IEEE, 2022.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519 - IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems**. 3. ed. New York, USA: IEEE, 2022. Revision of IEEE Std 519-2014.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C37.118.2 - IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems**. New York, USA: IEEE, 2024. Revision of IEEE Std C37.118.2-2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C37.242 - IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control**. New York, USA: IEEE, 2021. Revision of IEEE Std C37.242-2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE-C37.118-1 - Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems**. New York, USA: IEEE, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE-C37.118-2005 - IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems**. New York, USA: IEEE, 2005.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE-C37.118.1 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems**. New York, USA: IEEE, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE-C37.118.1a - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems - Amendment 1: Modification of Performance Requirements**. New York, USA: IEEE, 2014.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE-C37.118.2 - IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems**. New York, USA: IEEE, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL e ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE-C57.13 - IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers**. 2. ed. New York, USA: IEEE, 2016. p. 1–96.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TR: 61869-103 - Instrument transformers - The use of instrument transformers for power quality measurement**, Geneva, Switzerland, 2012.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC: 61000-4-15 -Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-15: Testing and measurement techniques — Flickermeter — Functional and design specifications**. Geneva, Switzerland, 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC: 61000-4-30 -Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4-30: Testing and measurements techniques - Power quality measurement methods**. 2. ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2023.

JAYATHILAKA, I. et al. Calibration System for High-Voltage Transformers With Multiharmonic Distorted Waveforms. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, vol. 73, 2024.

KEZUNOVIC, M et al. Digital models of coupling capacitor voltage transformers for protective relay transient studies. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 7, no. 4, p. 1927–1935, 1992.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2. ed. Florianópolis, Brasil: UFSC - Florianópolis, 2012.

KOJOVIC, L et al. A new method for the CCVT performance analysis using field measurements, signal processing and EMTP modeling. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 9, no. 4, p. 1907–1915, 1994.

LIRA, Ricardo et al. **Use of GPA Synchrophasor Products at ONS**. Richmond, USA: GPA, out. 2024. Apresentação em conferência. Disponível em: https://www.gridprotectionalliance.org/UserForum/2024/Synchrophasor/204%20-%20ONS_openWAMS_GPA2024Richmond_v2_FINAL_PUBLIC.pdf.

LORENSI, L. **Implementação de protótipo de ambiente para convergência de dados de sincrofasores e de oscilografias e análise de eventos no Sistema Interligado Nacional**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

MANTELLI, F. M. et al. Operação e Manutenção de um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores – Experiência do Projeto MedFasee. **XXIV SNPTTE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, Curitiba, PR, Brasil, 2017.

MELO, I. D. et al. Harmonic state estimation for distribution networks using phasor measurement units. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, vol. 147, p. 133–144, 2017.

MITTELSTADT, W. A. et al. **The DOE Wide Area Measurement System (WAMS) Project: Demonstration of dynamic information technology for the future power system**. Arlington, VA, USA, 1995.

MORAES, G. R et al. Plataforma de análise de perturbações em sistemas de potência baseada na convergência de dados de sincrofasores e oscilografias. **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Sociedade Brasileira de Automática, Rio de Janeiro, Brasil, 2024.

OLIVEIRA, R. A.; BOLLEN, M. H. J. Deep learning for power quality. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, vol. 214, 2023.

OMICRON ENERGY. **FRANEO 800 — Sweep Frequency Response Analyzer (SFRA)**. Klaus, Austria, 2024. Disponível em: <https://www.omicronenergy.com/pt/produtos/franeo-800/>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO. **Sistema de Medição de Sincrofasores**. Rio de Janeiro, Brasil: ONS, jul. 2017. Apresentação em conferência. Disponível em: https://publico.ons.org.br/encontro_protecao/Dia4_Apresentacao6_SistemadeMedicaodeSincrofasores.pdf.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min: Relatório de Análise de Perturbação - RAP**. Rio de Janeiro, Brasil: ONS, ago. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **CADERNO DE ENSAIOS PARA CERTIFICAÇÃO DE INSTRUMENTO DE MEDIÇÃO PARA AS CAMPANHAS DE MEDIÇÃO DE QEE**. Rio de Janeiro, Brasil, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **DEFINIÇÃO DAS METODOLOGIAS E PROCEDIMENTOS NECESSÁRIOS ÀS CAMPANHAS DE MEDIÇÃO DOS INDICADORES DE DESEMPENHO**. Re. ONS – 2.1- 028/2005 – Revisão 4. Rio de Janeiro, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **NT-ONS DPL 0074/2024 - Revisão dos Pareceres de Acesso para Contratação da Margem de Escoamento Extraordinária**. Rio de Janeiro, Brasil: ONS, agosto 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **ONS NT 009/2016 - Rev. 2. Instruções para realização de estudos de QEE relacionados aos acessos à rede básica ou aos barramentos de fronteira com a rede básica para parques eólicos, solares, consumidores livres e distribuidoras**. Revisão 2. Rio de Janeiro, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **ONS RE 2.3-0061/2015 - Rev. 4. Lista de Equipamentos Certificados para uma Campanha de Medições de Harmônicos**. Revisão 4. Rio de Janeiro, 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 11.8 - Sistema de Medição de Sincrofasores**. Revisão 2020.03. Rio de Janeiro, 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Revisão 2023.10. Rio de Janeiro, Brasil, nov. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. Revisão 2022.10. Rio de Janeiro, Brasil, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica**. Revisão 2016.12. Rio de Janeiro, Brasil, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica**. Revisão 2022.10. Rio de Janeiro, Brasil, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 7.8 - Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações com elementos não lineares ou especiais**. Revisão 2022.10. Rio de Janeiro, Brasil, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 9.7 - Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica**. Revisão 2020.12. Rio de Janeiro, Brasil, 2021.

PANDIT, M.; SODHI, R. Synchrophasor Estimation: Review, Limitations and Future Trends. **2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)**, IEEE, Kuala Lumpur, Malaysia, 2022.

PHADKE, A.G. SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENTS - A HISTORICAL OVERVIEW. **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition**, IEEE, Yokohama, Japan, 2002.

PHADKE, A.G.; THORP, J. S. HISTORY AND APPLICATIONS OF PHASOR MEASUREMENTS. **2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**, IEEE, Atlanta, GA, USA, 2006.

PROBST, F.L. **Modelagem de um Transformador de Potencial Capacitivo para Avaliação de Comportamento em Regime Transitório**. 2020. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.

RAKPENTHAI, C. et al. On Harmonic State estimation of power system with uncertain network parameters. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 28, no. 4, p. 4829–4838, 2013.

SANJEEVIKUMAR et al. **Power Quality in Modern Power Systems**. 1. ed. Cambridge, Massachusetts, USA: Academic Press, 2021.

SILVA, P.A.S. et al. Análise do Desempenho Dinâmico da Interligação AC-RO/SIN com a Inserção da UHE Santo Antônio usando Sincrofasores. **XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Florianópolis, SC, Brasil, 2013.

TOSCANI, S. et al. Compensating Nonlinearities in Voltage Transformers for Enhanced Harmonic Measurements: The Simplified Volterra Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 36, no. 1, p. 362–370, 2021.

ULIANA, A. N. **Análise da utilização de dados de sincrofasores para obtenção de indicadores de afundamentos momentâneos de tensão**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA. **Workshop de Qualidade de Energia Elétrica: Monitoramento online da Qualidade de Energia Elétrica no SIN**

– **Projeto Piloto: Parte 1 - Fundamentos e Diretrizes**. Florianópolis, Brasil: UFSC, 2022.

VIEIRA, P. C. C. **Estudo do desempenho de canais de instrumentação para a medição sincronizada de fasores**. 2014. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

WILK, I. W. **Estudo e Aplicação de Medição Sincronizada de Fasores em Sistemas Especiais de Proteção**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

ZANELLA, L. da C. **Modelo de Aprendizagem de Máquina para o Aprimoramento do Sistema Especial de Proteção dos Elos HVDC associados à UHE Belo Monte**. 2024. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

ZHANG, Y. et al. Influencing Factor and Error Analysis of Operating Capacitor Voltage Transformer Harmonic Measurement. **Journal of Physics: Conference Series**, vol. 2121, 2021.

ZHU, X. et al. Harmonic voltage phasor reconstruction and harmonic state estimation based on the measurement data of a capacitive voltage transformer. **IET Electric Power Applications**, vol. 18, no. 10, p. 1332–1346, 2024.

ZIMMER, V. et al. Análise do Desempenho Dinâmico do SIN durante Grandes Perturbações Utilizando Sincrofasores. **XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Florianópolis, SC, Brasil, 2014.