

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Alessandra Nazi Uliana

**Análise da utilização de dados de sincrofasores para obtenção de indicadores
de afundamentos momentâneos de tensão**

Florianópolis
2022

Alessandra Nazi Uliana

**Análise da utilização de dados de sincrofasores para obtenção de indicadores
de afundamentos momentâneos de tensão**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Coorientador: Prof. Diego Issicaba, PhD.

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Uliana, Alessandra

Análise da utilização de dados de sincrofasores para obtenção de indicadores de afundamentos momentâneos de tensão / Alessandra Uliana ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, coorientador, Diego Issicaba, 2022.
94 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas de Energia Elétrica. 3. Qualidade de Energia. 4. Afundamentos de Tensão. 5. Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores. I. da Cunha de Aquino, Antonio Felipe . II. Issicaba, Diego. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Alessandra Nazi Uliana

**Análise da utilização de dados de sincrofasores para obtenção de indicadores de
afundamentos momentâneos de tensão**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 16 de março de 2022.



Documento assinado digitalmente
Jean Viane Leite
Data: 28/03/2022 16:39:13-0300
CPF: 003.474.909-80
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Antonio Felipe da Cunha de Aquino
Data: 28/03/2022 11:31:16-0300
CPF: 044.652.117-59
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Diego Issicaba
Data: 28/03/2022 15:05:22-0300
CPF: 045.633.719-98
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Diego Issicaba, Dr.
Coorientador
Universidade Federal de Santa Catarina

ILDEMAR CASSANA Assinado de forma digital por ILDEMAR
DECKER:20024720097 CASSANA DECKER:20024720097
Dados: 2022.03.24 14:39:02 -03'00'

Prof. Ildemar Cassana Decker, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Eletricista Fabiano Andrade de Oliveira, M.Sc.
Operador Nacional do Sistema Elétrico

MARCELO NEUJHR
AGOSTINI:71581910010

Assinado digitalmente por MARCELO NEUJHR AGOSTINI:71581910010
DN: C=BR, O=ICP-Brasil, OU=Certificado Digital, OU=16605807000198,
OU=Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB, OU=RFB e-CPF A3, OU=(em
branco), CN=MARCELO NEUJHR AGOSTINI:71581910010
Razão: Eu sou o autor deste documento
Localização:
Data: 2022-03-24 10:02:08

Eng. Eletricista Marcelo Neujahr Agostini, Dr.
General Electric

AGRADECIMENTOS

À minha família por todo apoio incondicional durante os anos deste ciclo de estudo. Agradeço especialmente aos meus pais, José Antonio e Denise, por sempre me incentivarem a priorizar o conhecimento e a educação, e vê-los como agentes de mudança na sociedade. Sou imensamente grata por tudo o que me proporcionaram e diariamente visam proporcionar, e por todas as oportunidades e experiências que me ajudaram a enfrentar.

À meus amigos e amigas que cultivei ao longo dos anos na graduação, em especial para aqueles e aquelas que começaram comigo em 2016.2 e até hoje são parte essencial na minha vida. Somente tenho a agradecer todos os momentos que desbravamos juntos, dentro e fora das salas de aula. Vocês foram minha família durante esses anos e sou muito grata por ter feito parte da vida de vocês, e por tê-los presente em minha vida, mesmo com tantas intervenções do destino.

À Universidade Federal de Santa Catarina, por me acolher nesse ciclo que mudou minha vida; por me proporcionar momentos e oportunidades ímpares e de qualidade, que outrora jamais teria acesso. Agradeço também aos servidores da instituição, por seu trabalho fundamental na manutenção e zelo dos serviços que garantem o funcionamento dos espaços públicos da universidade. Por fim, meu agradecimento aos professores que tive ao longo do curso de graduação, em especial aos do curso de Engenharia Elétrica, pelos ensinamentos compartilhados e pela educação de qualidade.

Ao professor Ildemar Decker, por ter me concedido a oportunidade de estagiar no LabPlan em 2019, experiência qual materializou este trabalho. Agradeço por todo apoio e confiança nas atividades que realizei durante este vínculo. Foram sem dúvida atividades desafiadoras e motivadoras, que me fizeram desenvolver ainda mais a capacidade de autonomia no aprendizado.

Ao professor Antonio Felipe, meu orientador. Foi uma honra poder aprender com sua rica experiência, didática entusiasta e visão aplicada. Esta troca de conhecimento foi extremamente valiosa no meu processo de formação acadêmica e profissional.

Ao professor Diego Issicaba, meu coorientador. Sua análise detalhista e interdisciplinar foram essenciais durante este período. Suas contribuições precisas me motivaram ainda mais a estudar o tema e a pensar sobre seus desdobramentos.

A ambos meus orientadores, professor Antonio Felipe e Diego Issicaba, agradeço pela orientação neste trabalho e nas atividades desenvolvidas no LabPlan; pelo apoio, aprendizado, paciência, e pelas ricas discussões sobre o assunto deste trabalho que cultivamos ao longo do último ano.

Aos colegas do LabPlan, por toda a ajuda e conhecimento repassado durante meu período de estágio. Sou muito grata por ter feito parte de um ambiente de pesquisa de qualidade.

RESUMO

No contexto de modernização dos sistemas elétricos de potência, com a digitalização de subestações, prevê-se a gradual transição dos sistemas de controle, medição e proteção, outrora com equipamentos dedicados, para a utilização de *hardwares* com funções compartilhadas, como os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED), a partir das configurações de *software* ajustadas para cada finalidade. Neste cenário, destacam-se os Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF), cuja infraestrutura é baseada em Unidades de Medição Fasorial (PMU), as quais podem fazer parte dos IEDs, ou constituir equipamentos dedicados. Tais sistemas, a partir dos pontos de monitoração, possibilitam a obtenção de grandezas do sistema elétrico de forma contínua, o que permite conhecer as condições do mesmo. Dentro desta perspectiva, este trabalho traz um estudo que visa contribuir na sinergia com os SMSF existentes, no âmbito do monitoramento da qualidade de energia elétrica. Desta forma, almeja-se a obtenção de dados já disponíveis no SMSF da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) para contribuir com o acompanhamento contínuo em diversos pontos do sistema. No âmbito de qualidade de energia elétrica, a sinergia com os equipamentos dos SMSF poderia possibilitar o monitoramento contínuo de indicadores de qualidade de energia, além de fornecer suporte aos estudos de acesso ou integração à rede de transmissão e às campanhas de medição, sem o custo adicional de instalação de novas infraestruturas. Neste contexto, o presente trabalho busca realizar uma análise da utilização de dados de sincrofasores de um SMSF instalado em pontos de baixa tensão no SIN para a obtenção de indicadores de afundamentos momentâneos de tensão, um dos principais e mais comuns fenômenos de qualidade de energia elétrica. Para isto, utilizou-se registros de oscilografias e de sincrofasores de eventos capturados nos terminais de medição desse sistema como principal ferramenta para o processo de análise. A análise foi apoiada na compreensão do processamento de sinais envolvido nos equipamentos utilizados para medição de qualidade de energia e nas PMUs. Os resultados indicam a possibilidade de aplicação de sincrofasores para a geração dos indicadores de afundamentos de tensão no intuito de apoiar e aperfeiçoar as metodologias relacionadas à operação do sistema de transmissão, no estudo, acompanhamento e avaliação desses fenômenos, baseados em indicadores, cuja metodologia e aplicação também podem ser estendidas para os fenômenos de elevações de tensão.

Palavras-chave: Medição Sincronizada de Fasores. Qualidade de Energia Elétrica. Indicadores de Afundamentos de Tensão.

ABSTRACT

In the context of the modernization of the electrical power systems, with the arising of digitalization of substations, it is expected a gradual transition of the control, measurement and protection systems, formerly with dedicated equipment, for the use of hardware with shared functions, such as Intelligent Electronic Devices (IED), by software configurations adjusted for each purpose. In this scenario, Synchronized Phasor Measurement Systems stand out, whose infrastructure is based on Phasor Measurement Units (PMU), which can be part of the IEDs, or constitute dedicated equipment. Such systems, from the monitoring points, make it possible to obtain quantities of the electrical system in a continuous way, which allows knowing the conditions of the system. Within this perspective, this work presents a study that aims to contribute to the synergy with the existing SMSF, within the scope of monitoring the power quality. In this way, the aim is to obtain data already available in the SMFS of the Basic Network of the National Interconnected System (SIN) to contribute to continuous monitoring at various points in the system. In the scope of electric power quality, synergy with the SMFS equipment could enable the continuous monitoring of power quality indicators, in addition to providing support for studies of access or integration to the transmission network and measurement campaigns, without the additional cost of installing new infrastructures. In that sense, the present work seeks to carry out an analysis of the use of synchrophasor data from a SMSF installed at low voltage points in the SIN to obtain indicators of momentary voltage sags, one of the main and most common phenomena of electrical power quality. For this, oscillography and synchrophasor records of events captured in the measurement terminals of this system were used as the main tool for the analysis process. The analysis was supported by the understanding of the signal processing involved in the equipment used for power quality measurement and in the PMUs. The results indicate the possibility of applying synchrophasors to generate voltage sag indicators in order to support and improve methodologies related to the operation of the transmission system, in the study, monitoring and evaluation of these phenomena, based on indicators, whose methodology and application can also be extended for the phenomena of voltage swells.

Keywords: Synchrophasor Measurement. Power Quality. Voltage Sag Index.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema de transmissão interligado norte-americano e sistemas constituintes, que atende atualmente Canadá e Estados Unidos.	29
Figura 2 – Desenho esquemático da origem de afundamentos de tensão em um ponto do sistema de potência.	34
Figura 3 – Afundamento de tensão devido à falta trifásica em um sistema de transmissão, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.	35
Figura 4 – Afundamento de tensão com lenta recuperação devido à falta trifásica em um sistema de transmissão, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.	35
Figura 5 – Afundamento de tensão devido à falta assimétrica em um sistema de transmissão, com recuperação em dois estágios, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.	36
Figura 6 – Afundamento de tensão devido à falta fase-terra em um sistema de transmissão de 400 kV, medidos nos níveis de 132 kV (à esquerda), 10 kV (à direita) e em 400 V (abaixo).	37
Figura 7 – Afundamento de tensão devido à falta assimétrica em um sistema de transmissão, com influência de carga, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.	38
Figura 8 – Curva de referência elaborada pela <i>Information Technology Industry Council</i> (ITIC).	41
Figura 9 – Curva de referência elaborada pela <i>Semiconductor Equipment and Materials International Group</i> (SEMI).	42
Figura 10 – Tabela recomendada pela IEC 61000-4-11 para contabilização e caracterização de afundamentos de tensão a nível sistêmico.	43
Figura 11 – Tabela recomendada pela IEC 61000-2-8 para contabilização e caracterização de afundamentos de tensão a nível sistêmico.	43
Figura 12 – Tabela recomendada pela UNIPEDDE para contabilização e caracterização de afundamentos de tensão a nível sistêmico.	44
Figura 13 – Tabela de classificação dos fenômenos eletromagnéticos em um sistema elétrico a partir das características de concentração espectral, duração e magnitude da tensão do fenômeno.	45
Figura 14 – Tabela de classificação de Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) utilizada pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)	46
Figura 15 – Tabela de contabilização e caracterização de VTCDs utilizada pelo PRODIST com a representação das regiões de sensibilidade	46

Figura 16 – Tabela dos fatores de ponderação e impacto base para cálculo do fator de impacto dos eventos de VTCD	47
Figura 17 – Tabela de descrição dos tipos de eventos de VTCD, de acordo com Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).	48
Figura 18 – Tabela de contabilização e caracterização de afundamentos de tensão, de acordo com ONS.	49
Figura 19 – Protótipo da arquitetura de convergência de dados proveniente de dispositivos em WAMS, baseado em eventos e em série temporal.	52
Figura 20 – Sistema integrador da arquitetura de convergência de dados da Figura 19.	53
Figura 21 – Site do projeto MedFasee BT: Visão Geral do SMSF MedFasee BT e localização dos terminais de medição fasorial.	56
Figura 22 – Terminais do SMSF MedFasee BT cujos eventos registrados foram utilizados no desenvolvimento deste trabalho.	56
Figura 23 – Diagrama de blocos da arquitetura genérica de uma <i>Phasor Measurement Unit</i> (PMU).	60
Figura 24 – Resposta em Frequência de Referência para a PMU da classe M.	61
Figura 25 – Características dos coeficientes do filtro da PMU da classe M de acordo com as amostras para o exemplo abordado no anexo C da norma IEEE std C37.118-1.	62
Figura 26 – Magnitude da resposta em frequência do filtro da PMU da classe M utilizado no exemplo apresentado pela norma IEEE std C37.118-1.	62
Figura 27 – Coeficientes para o filtro da PMU da classe P utilizado no exemplo pela norma IEEE std C37.118-1.	63
Figura 28 – Magnitude da resposta em frequência do filtro da PMU da classe P para o caso exemplo apresentado na IEEE std C37.118-1.	64
Figura 29 – Diagrama do modelo de estimação fasorial adotado no anexo C da IEEE std C37.118-1.	64
Figura 30 – Modelo para estimação dos fasores de sequência, da frequência e do RoCoF.	66
Figura 31 – Gráfico ilustrativo dos sincrofasores reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe M, indicados na legenda por “Simulador”.	67
Figura 32 – Gráfico ampliado ilustrativo dos sincrofasores reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe M, indicados na legenda por “Simulador”.	67
Figura 33 – Gráfico ilustrativo dos sincrofasores reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe P, indicados na legenda por “Simulador”.	68

Figura 34 – Gráfico ampliado ilustrativo dos sincrofasores reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe P, indicados na legenda por “Simulador”.	68
Figura 35 – Ilustração da interpolação realizada para identificar os instantes de tempo inicial e final dos eventos de afundamento de tensão, a partir do módulo dos sincrofasores de tensão.	73
Figura 36 – Gráfico comparativo do valor RMS, do módulo do sincrofasor obtido pela PMU da classe M, indicando o trecho da forma de onda na presença do afundamento e a janela de estimação dos fasores da PMU da classe M.	80
Figura 37 – Gráfico comparativo do valor RMS, do módulo do sincrofasor obtido pela PMU classe P, indicando o trecho da forma de onda na presença do afundamento e a janela de estimação dos fasores da PMU da classe P.	81
Figura 38 – <i>Overshoot</i> e <i>undershoot</i> durante a ocorrência de um degrau negativo em um sinal.	81
Figura 39 – <i>Overshoot</i> e <i>undershoot</i> durante a ocorrência de um degrau positivo em um sinal.	82
Figura 40 – Posicionamento da etiqueta de tempo na janela de estimação dos fasores para filtros digitais simétricos.	82
Figura 41 – Posicionamento da etiqueta de tempo na janela de estimação dos fasores para outros tipos de filtro digital.	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sistemas síncronos que compõem o sistema de transmissão do continente europeu.	30
Tabela 2 – Indicadores calculados relativos aos eventos de afundamento de tensão selecionados.	76
Tabela 3 – Diferenças entre os indicadores de magnitude calculados a partir de dados de sincrofasores e de oscilografias.	77
Tabela 4 – Diferenças entre os indicadores de duração calculados a partir de dados de sincrofasores e de oscilografias.	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COMTRADE	<i>Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems</i>
DFR	Registrador Digital de Falta
DFT	Transformada Discreta de Fourier
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FFT	Transformada Rápida de Fourier
FIR	Resposta ao Impulso Finita
GPA	<i>Grid Protection Alliance</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IFFT	Transformada Inversa Rápida de Fourier
ITIC	<i>Information Technology Industry Council</i>
LabPlan	Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PQDIF	<i>Power Quality Data Interchange Format</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RoCoF	Taxa de Variação da Frequência
SARFI	<i>System Average RMS Variation Frequency Index</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEMI	<i>Semiconductor Equipment and Materials International Group</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMSF	Sistema de Medição Sincronizada de Fasores
UNIPEDA	<i>International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy</i>
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
WAMS	<i>Wide Area Measurement System</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

kV	Kilovolt
V_{rms}	Tensão eficaz
$V_{rms}(\frac{1}{2})$	Tensão eficaz atualizada a cada meio ciclo
V_{sr}	Tensão de referência deslizante
V_r	Tensão de referência fixa
E_{VS}	Energia de um afundamento de tensão
S_e	Severidade de um afundamento de tensão
V_n	Tensão nominal
$p.u.$	Por unidade
ms	Milissegundos
Hz	Hertz
dB	Decibel
fps	Frames por segundo
rad/s	Radianos por segundo
s	Segundos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO	24
1.2	OBJETIVOS	25
1.2.1	Objetivos Gerais	25
1.2.2	Objetivos Específicos	26
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	26
2	REVISÃO DO ESTADO DA ARTE	27
2.1	VISÃO GERAL DA AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	27
2.1.1	Cenário Internacional	28
2.1.1.1	Estados Unidos	28
2.1.1.2	Europa	30
2.1.2	Cenário Brasileiro	31
2.2	AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	33
2.2.1	Natureza do Fenômeno e Suas Causas	34
2.2.2	Caracterização de Afundamentos de Tensão	38
2.2.2.1	Contabilização pelas Normas Internacionais	39
2.2.2.2	Contabilização pelas Normas Brasileiras	45
2.2.3	Revisão de Trabalhos sobre a Caracterização de Afundamentos de Tensão a partir de PMUs	49
3	METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DOS INDICADORES DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	55
3.1	OBTENÇÃO E DESCRIÇÃO DOS DADOS	55
3.2	PROCESSAMENTO DE SINAIS	57
3.2.1	Medidores de Qualidade de Energia Elétrica	57
3.2.2	Unidades de Medição Fasorial	59
3.2.2.1	PMU M	61
3.2.2.2	PMU P	62
3.2.2.3	Estimação Fasorial	64
3.3	DESCRIÇÃO DO ALGORITMO E INDICADORES	69
4	RESULTADOS	75
4.1	EVENTOS SELECIONADOS	75
4.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS DE CAMPO	75
4.3	INVESTIGAÇÕES ADICIONAIS COM BASE EM PMU SIMULADA	79
5	CONCLUSÃO	85
	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos modernos estão sujeitos a um cenário de grande penetração de tecnologias baseadas em conversores eletrônicos, seja pela integração de fontes renováveis de energia, ou pela conexão de equipamentos baseados em microprocessadores como cargas. A tendência de integração destes tipos de tecnologia nas redes elétricas faz com que seja necessário atentar ainda mais o olhar para os problemas relacionados à qualidade de energia elétrica nos sistemas de potência (SAINI; KAPOOR, 2012).

Para Saini e Kapoor (2012), os problemas relacionados à qualidade de energia elétrica podem ser atribuídos a distúrbios ocorridos nas redes interconectadas de energia, que podem acometer todos os níveis do sistema, desde a transmissão à distribuição. Estes distúrbios podem ter origem nos elementos que compõem os sistemas de energia, como fenômenos relacionados às linhas de transmissão, ou a fatores externos, como as descargas elétricas. De todo modo, para Mali, Chakrasali e Aprameya (2015), estas variações geram grandes impactos nos equipamentos com tecnologia baseada em eletrônica de potência e em microeletrônica, os quais possuem grande sensibilidade a variações indesejadas que ocorrem nos sinais de tensão e corrente.

Nesse sentido, os fenômenos relativos à qualidade de energia, em especial os afundamentos de tensão, podem gerar grandes impactos econômicos para os serviços e consumidores conectados à rede elétrica. Para consumidores industriais, por exemplo, além do prejuízo devido à interrupção dos processos de produção, tem-se também gastos relacionados a reparos dos equipamentos, que podem apresentar mal funcionamento devido às variações de tensão experimentadas pelos mesmos (MALI; CHAKRASALI; APRAMEYA, 2015). Com isto, conforme abordado por Saini e Kapoor (2012), discute-se cada vez mais a necessidade de estabelecer um monitoramento contínuo no contexto da qualidade de energia elétrica. Diversas motivações surgem para fortalecer esta abordagem, como a elaboração de indicadores para *benchmarking* de qualidade de energia, especialmente apropriado num contexto de regulamentação de energia elétrica e sistemas de transmissão (KILTER *et al.*, 2016).

Ao encontro da abordagem de monitoramento contínuo da qualidade de energia elétrica proposta por Saini e Kapoor (2012), também são esperadas ações de modernização dos sistemas elétricos, que estão sendo estimuladas na busca de garantir segurança, flexibilidade e utilização econômica dos recursos e infraestruturas disponíveis. Isto se deve, sobretudo, ao cenário de forte participação de fontes de geração renováveis conectadas por inversores nas redes de transmissão e distribuição (HUNT; FLYNN; SMITH, 2019).

Deste modo, os diversos sistemas automatizados e seus equipamentos constituintes, responsáveis pela operação e monitoramento do sistema elétrico, incluindo aqueles relativos à proteção e controle, tendem a ser substituídos por um sistema constituído de dispositivos únicos (HUNT; FLYNN; SMITH, 2019). No tocante à qualidade de energia

elétrica, espera-se uma substituição gradual dos medidores convencionais de qualidade de energia, de caráter dedicado, por Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), os quais possuem funcionalidades compartilhadas. Para o caso de sistemas de transmissão, como abordado em C4.112 (2014), tais dispositivos teriam funcionalidades relacionadas a qualidade de energia juntamente com a funcionalidade de Unidade de Medição Fasorial (PMU). Sendo assim, observa-se um grande interesse na aplicação da monitoração de qualidade de energia elétrica a partir de infraestruturas devotas a constituição de Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF).

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

Diante da perspectiva de expansão da utilização de fontes de energia renováveis e sua conexão nos sistemas de transmissão e distribuição, observa-se que essa tendência é vista como um fator motivante para a modernização e digitalização de subestações, a partir da introdução de IEDs com *softwares* definidos para cada aplicação, em substituição aos atuais dispositivos de uso único (HUNT; FLYNN; SMITH, 2019). Neste âmbito, há também não só um grande interesse na convergência das infraestruturas de comunicação, informação e de redes elétricas, em conjunto com as tecnologias relacionadas às *smart grids*, como também na convergência dos dados resultante deste processo (TAFT; BECKER-DIPPMANN, 2015).

Conforme abordado por Taft e Becker-Dippmann (2015), quando o processo de convergência de dados ocorre, elementos comuns da infraestrutura encontram-se disponíveis de tal forma que permitem a criação de uma plataforma, com uma variedade de funcionalidades. Muitas vezes esta plataforma emergente não é planejada, mas sua existência permite o desenvolvimento e a sinergia de inovações relacionadas ao sistema, principalmente se a plataforma é aberta em termos de interoperabilidade. Além disto, a plataforma é considerada um ponto de interdependência da rede, haja visto os diversos equipamentos e sistemas presentes no sistema convergido.

Nestas plataformas, estarão disponíveis diversos tipos de dados, em especial aqueles disponíveis a partir de lotes ou *batch*, e aqueles disponíveis a partir de *streaming*. Taft e Becker-Dippmann (2015) trazem as classes de dados mais importantes e que estão em ascensão no contexto de convergência de infraestruturas. Destas classes, destacam-se os dados de telemetria do padrão *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) e de PMUs, os quais correspondem às medidas realizadas repetitivamente nos pontos de medição. Dados de PMUs são enviados para centros de operação com taxas de até 120 amostras por segundo. Outra classe de destaque são as oscilografias, as quais correspondem às formas de onda amostradas das grandezas observadas, geralmente tensão e corrente. Tipicamente esse tipo de dado se encontra disponível após o disparo de equipamentos de proteção ou medição, que registra o conjunto de dados referente ao intervalo de tempo do evento que causou o disparo. No caso de medidores utilizados para avaliação e monitoração

da qualidade de energia, estes dados possuem uma alta resolução, resultante da alta taxa de amostragem.

Taft e Becker-Dippmann (2015) trazem ainda que não há uma hierarquia da importância dos dados, em termos de definição de qual é o melhor para todas as aplicações. Neste contexto, se faz necessário avaliar quais questões relacionadas a cada classe de dados são cruciais para as aplicações desejadas. Fatores como latência, disponibilidade, armazenamento, são variáveis de interesse e que podem adquirir diferentes ponderações a depender do contexto de aplicação em questão.

Com base nesta perspectiva, observa-se um vasto potencial para estudos relacionados à convergência de dados no Sistema Interligado Nacional (SIN), sobretudo no que diz respeito aos dados de sincrofasores e de oscilografias, no contexto de qualidade de energia. Isto é motivado pelas edições recentes de leilões de empreendimentos geridos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, dado por ANEEL (2021a), as quais adotam a exigência da instalação de SMSFs para linhas de transmissão de tensão nominal igual ou superior a 345 *kVs*, conforme definido pelo submódulo 2.13 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2021b). Sob esta ótica, observam-se recursos e infraestrutura para uma futura disponibilização de uma plataforma de convergência de dados no SIN, como resultado da modernização do sistema. Em especial, no que tange à qualidade de energia em sistemas de transmissão, observa-se um potencial de exploração da disponibilização de dados de oscilografia e de sincrofasores, sobretudo para a avaliação e a monitoração contínua de indicadores de qualidade de energia, como por exemplo para afundamentos de tensão e distorção harmônica.

1.2 OBJETIVOS

Para o presente trabalho, identificam-se os objetivos gerais e específicos, descritos nas subseções a seguir.

1.2.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem como objetivo central analisar a utilização de dados de sincrofasores, oriundos do SMSF MedFasee Baixa Tensão (BT), desenvolvido e mantido pelo Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan) da Universidade Federal de Santa Catarina, para a obtenção de indicadores de afundamentos de tensão. Para isto, os estudos metodológicos realizados visam comparar a obtenção de indicadores de afundamento utilizando registros de eventos ocorridos no SIN durante o período de nove meses, por meio de duas classes de dados: de PMU, a partir de dados de sincrofasores; e de oscilografia, utilizando-se as formas de ondas amostradas dos eventos registrados. Os indicadores calculados a partir dos registros de oscilografia são utilizados como referência no processo de análise.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Compreensão do fenômeno de afundamento de tensão, e as circunstâncias que o envolvem, desde sua origem até sua caracterização, a partir da revisão do estado da arte sobre o tema;
- Pesquisa e levantamento de trabalhos relacionados à utilização de PMUs no contexto de qualidade de energia em sistemas elétricos de potência, sobretudo referentes à caracterização de afundamentos de tensão;
- Estudo do processamento de sinais envolvido nos equipamentos utilizados para medição no contexto de qualidade de energia elétrica e nas PMUs;
- Implementação de um algoritmo para cálculo dos indicadores com base nos dados disponíveis de eventos registrados, apoiado no estudo descrito no item anterior;
- Análise dos resultados obtidos a partir da implementação do algoritmo.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No capítulo 2 é apresentado uma revisão do estado da arte sobre afundamentos de tensão, iniciando com uma abordagem generalista sobre a avaliação da qualidade de energia elétrica, seguido de explicações na literatura tradicional sobre a origem, causas e características do fenômeno. É explorado ainda como ocorre a contabilização e a caracterização dos afundamentos de tensão sob a ótica das principais normativas nacionais e internacionais. Por fim, são abordados alguns trabalhos relevantes sobre a caracterização de afundamentos de tensão a partir de PMUs.

Em seguida, o capítulo 3 descreve a metodologia utilizada no trabalho. São detalhados aspectos relacionados à obtenção e descrição dos dados, bem como questões relacionadas ao processamento de sinais de medidores de qualidade de energia e de PMUs. Ao fim, são descritos os algoritmos implementados para o processamento dos dados. Os resultados são abordados no capítulo 4, o qual tem suas discussões apoiadas no desenvolvimento metodológico realizado. Finalmente, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho, juntamente com possíveis contribuições e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica relacionada ao fenômeno de afundamento de tensão. Em um primeiro momento, é explorado um breve panorama sobre as campanhas de medição de qualidade de energia elétrica, especialmente visando o acesso e expansão de novas instalações ao sistema de transmissão. Em seguida, são abordadas as características envolvidas nas VTCDs, em especial dos afundamentos momentâneos de tensão, como origem, causas, classificação e como estes fenômenos são avaliados e contabilizados com base nas normativas vigentes, e na literatura consolidada da área. Por fim, são comentados alguns trabalhos envolvendo a caracterização de fenômenos de qualidade de energia, em especial de afundamentos de tensão, a partir de PMUs.

2.1 VISÃO GERAL DA AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

A Qualidade de Energia Elétrica, ou *Power Quality* em inglês, pode ser entendida como a combinação entre os aspectos relacionados à qualidade de tensão e de corrente (BOLLEN, 2003). Para ambas as grandezas, a qualidade se refere aos desvios que as mesmas possam vir a ter em relação ao seus valores ideais. Ainda para Bollen (2003) os distúrbios associados à qualidade de energia podem ser classificadas em dois tipos: variações e eventos. Essa classificação depende da forma como as características das grandezas tensão e corrente são medidas.

A diferença entre os dois tipos de distúrbios é, muitas vezes, sutil. Segundo Bollen (2003), variações são desvios pequenos da tensão ou corrente em relação às suas características nominais, e que podem ser observadas em qualquer instante de tempo. As variações ocorrem em regime permanente e são esperadas dentro do contexto da operação. Já os eventos são desvios que são impulsionados por agentes causadores, e cujos valores ultrapassam limiares pré-definidos. Neste contexto, variações de valor *Root Mean Square* (RMS) (V_{rms}) e de frequência são tratados como simples variações, ao passo que afundamentos de tensão são tratados como eventos.

Apesar da qualidade de energia ser tratada como a qualidade de tensão e de corrente, a grande parte das normatizações recai sobre a qualidade de energia como qualidade de tensão. Isto ocorre, segundo Brown (2009), pois o fornecedor tem controle apenas da tensão entregue às cargas ou barramentos, visto que a corrente é drenada de acordo com as características da carga, e portanto fora do domínio de controle do mesmo.

A qualidade de energia elétrica também envolve os conceitos de confiabilidade e disponibilidade. Para Brown (2009), a confiabilidade é definida como todos os aspectos que envolvem a interrupção do fornecimento para o consumidor. Já disponibilidade é definida como a parcela de tempo que a tensão é fornecida sem interrupções, o que é visto como um aspecto inserido dentro da confiabilidade.

Ainda para Brown (2009) os principais fenômenos relacionados à qualidade de

energia elétrica são os afundamentos, elevações e interrupções de tensão, as sobretensões e subtensões, os transitórios, *flicker* e distorções harmônicas. Deste modo, o objetivo deste tópico é fornecer um breve panorama de como a qualidade de energia é avaliada nos sistemas elétricos de transmissão, nacional e internacionalmente, levando em consideração como é feita a monitoração dos fenômenos citados, em especial dos afundamentos de tensão.

2.1.1 Cenário Internacional

Neste subtópico, é discutido sobre como se dá a avaliação de qualidade de energia elétrica, sobretudo de tensão, nos sistemas elétricos de transmissão norte-americano e europeu. Ambos os continentes possuem sistemas elétricos geograficamente extensos, característica similar à Rede Básica do SIN. Inicialmente, são contextualizados os agentes envolvidos em questões regulatórias e operativas, e por conseguinte, são explanados os aspectos relacionados à avaliação de qualidade de energia em situações envolvendo o acesso ao sistema elétrico de transmissão.

2.1.1.1 Estados Unidos

O sistema de transmissão interligado americano abrange todo o território dos Estados Unidos e possui algumas instalações no norte do México e na região de Quebec no Canadá (WECC, 2022). De modo genérico, ele pode ser dividido em quatro grandes sistemas elétricos que operam separadamente, conforme indicado na Figura 1. Seis entidades regionais possuem acreditação da *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) para assegurar as normas de confiabilidade estabelecidas pela corporação. A NERC é uma organização regulatória internacional, sem fins lucrativos, sob amparo da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) e com responsabilidade nas áreas internacionais, fora dos Estados Unidos, cujas instalações do sistema interligado estão presentes. Seu objetivo é assegurar a confiabilidade e a segurança da rede elétrica (NERC, 2013).

Em se tratando da interconexão de instalações nos sistemas elétricos e o acompanhamento da qualidade de energia nestes casos, a FERC tem estabelecido um conjunto de procedimentos para a conexão de geradores de pequeno e grande porte. Além disto, está em processo de revisão um acordo de padronização da interconexão de energias alternativas, como a geração eólica (FERC, 2020). A NERC estabelece procedimentos obrigatórios relacionados ao *design*, conexão e manutenção de prestadoras de serviço para o sistema interligado americano a partir dos documentos FAC. O conjunto de requerimentos destes documentos diz respeito a como deve ser a organização para os estudos e requisitos para interconexão de agentes de transmissão e geração, de forma a garantir a confiabilidade do sistema de transmissão¹.

¹ <https://www.nerc.com/pa/stand/Pages/ReliabilityStandardsUnitedStates.aspx?jurisdiction=United%20States>

Figura 1 – Sistema de transmissão interligado norte-americano e sistemas constituintes, que atende atualmente Canadá e Estados Unidos.



Fonte: WECC (2022).

Conforme abordado por NERC (2017), os requisitos de interconexão das instalações que desejam conectar-se ao sistema de transmissão devem ser especificados e disponibilizados pelos proprietários das instalações de transmissão. Proprietários das instalações de geração também podem conduzir o estudo de impacto das interconexões, desde que possuam um acordo completamente executado para tal, e cujas instalações existentes já se encontram interconectadas ao sistema de transmissão. Estes estudos devem ser atualizados quando necessário e disponibilizados sob requisição. Os requisitos de interconexão devem abordar os requisitos necessários para instalações de geração, transmissão e do usuário final se conectarem a sua instalação.

Da mesma forma, NERC (2020) traz que cada entidade planejadora de transmissão e coordenadora de planejamento realize um estudo do impacto na confiabilidade do sistema na interconexão de novas instalações de geração, transmissão ou de usuário final. Este estudo deve também incluir modificações materiais necessárias nas interconexões existentes nas instalações. Concessionárias como a City Water, Light and Power, e a AMP Transmission descrevem em CWLP (2014) e AMPT (2019), respectivamente, os requisitos para interconexão em suas instalações de transmissão. De um modo geral, as etapas constituem-se da realização da requisição de acesso à transmissão; da realização de estudos de impacto na rede elétrica e de possíveis modificações na infraestrutura para atender os requisitos estabelecidos; construção, teste e inspeção pré-energização.

Alguns sistemas de transmissão especificam as requisições de qualidade de energia elétrica, como em AMPT (2019) e em CWLP (2014). No geral, os fenômenos mais abordados neste tipo de documento, se tratando de requisitos de qualidade de energia elétrica, são as distorções harmônicas e *flicker*. Nesse contexto, o requisitante do acesso deve satisfazer os requisitos estabelecidos na *IEEE std 1159-2019 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*.

2.1.1.2 Europa

O sistema interligado de transmissão de energia elétrica europeu, de acordo com Liu *et al.* (2020), é composto por cinco subsistemas síncronos que são interligados por conexões em corrente contínua, elencados na Tabela 1. O sistema interligado fica sob supervisão do *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E). Juntamente com a *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), ambos estabelecem alguns códigos de rede que os operadores, a nível nacional, devem garantir. A ENTSO-E estabelece três códigos relacionados à conexão de equipamentos ou instalações na rede de transmissão, sendo eles o Código de Conexão de Demanda, o Código de Conexão *High Voltage Direct Current* (HVDC) e os Requisitos para Geradores. Tais códigos possuem uma estrutura de descrição das ações e operações esperadas e a quais atores (concessionárias, operadores, agentes) elas se destinam (ENTSO-E, 2020).

Tabela 1 – Sistemas síncronos que compõem o sistema de transmissão do continente europeu.

Nome	Membros	Área (10 ⁴ km ²)
Rede continental síncrona	França, Alemanha, Espanha e outros 21 países	344.9
Rede nórdica síncrona	Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca central	117.5
Rede báltica síncrona	Lituânia, Letônia e Estônia	17.5
Rede britânica	Reino Unido	24.5
Rede irlandesa	Irlanda	7

Fonte: Adaptado de Liu *et al.* (2020).

Tanto o Código de Conexão quanto os Requisitos atribuem a responsabilidade aos operadores relevantes do sistema em casos de detalhamento de valores de requisitos específicos. No Código de Conexão são apenas estabelecidos os requisitos gerais, como por exemplo as faixas de tensão e frequência fora do valor nominal, e o tempo máximo permitido em cada uma (ENTSO-E, 2020). Por operadores relevantes, tem-se os 42 operadores que compõe a ENTSO-E, representando cerca de 35 países europeus².

Alguns operadores, como o operador que atua no sistema de transmissão holandês e em uma parte da Alemanha, possuem um documento com as etapas e atividades envolvidas na avaliação da conformidade para parques eólicos com relação aos requisitos de conexão no sistema. No que tange à qualidade de energia, de acordo com TenneT (2014), as medições para esse fim devem ser realizadas no ponto de conexão e com equipamentos da classe A estabelecidos pela *IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*. Os aspectos que devem ser avaliados são: variações lentas e rápidas de tensão, como *flicker*, afundamentos e variações devido ao fenômeno de *inrush*, desbalanço de tensão, distorção harmônica da tensão, componentes e tensões inter-harmônicas. A avaliação e as medições

² <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>

devem ser realizadas pelo menos durante uma semana, a começar pela primeira energização. Uma rodada intermediária de medições deve ser feita caso requisitada durante a fase de construção e antes de energizar a instalação. A fase final deve ser realizada durante uma semana de total ou alta operação do parque (operando acima de 50% de sua capacidade nominal), e devem ser incluídas manobras de operação que envolvam turbinas, cabos, transformadores e compensação reativa.

Outro exemplo é o operador do sistema da Bélgica, Elia, que estabelece um procedimento de três etapas para a integração de novas instalações. Conforme abordadas em Elia (2021), as etapas se constituem de um estudo preliminar de caráter opcional; um estudo técnico aprofundado com base nas especificações fornecidas pelo requisitante; e uma etapa destinada à qualidade de energia. Todas estas etapas são realizadas pelo operador e requisitados pela parte interessada em realizar o acesso.

Na parte de qualidade de energia, ainda conforme Elia (2021), o operador deve avaliar a garantia de que a tensão no ponto de conexão obedece aos requisitos da CE-NELEC/EN 50160. Com isso, o operador avalia, com base nas especificações técnicas, se o estudo de qualidade de energia se faz necessário. Em seguida, são realizados testes de concordância, com objetivo de verificar os impactos das novas integrações na rede avaliada. Como resultado, é elaborado um relatório, que pode indicar a necessidade do monitoramento de qualidade de energia no ponto de conexão bem como de medidas compensatórias para possíveis violações de limiares de distorção, por exemplo. O operador também oferece outros serviços de monitoramento de qualidade de energia mediante requisição.

No geral, é possível observar algumas semelhanças e diferenças entre os dois casos gerais internacionais abordados, Estados Unidos e Europa. Ambos possuem uma rede de transmissão composta pela interligação de subsistemas, o que gera reflexos na forma de gerenciamento dos mesmos, e por consequência, do sistema interligado. Observa-se que os procedimentos implementados para a conexão de novas instalações de agentes de geração ou transmissão são similares, apesar da complexidade das relações envolvidas entre os agentes e as organizações. Uma consequência direta da existência de subsistemas é a descentralização do gerenciamento deste tipo de procedimento, que possui em ambos os casos, a regulação feita por entidades federais ou continentais, mas cujos detalhes são definidos por cada entidade responsável pela coordenação do subsistema em questão.

2.1.2 Cenário Brasileiro

No Brasil, a instituição responsável pelo acompanhamento da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) da Rede Básica de transmissão do SIN é o ONS. Enquanto o ONS realiza o gerenciamento da QEE da Rede, os agentes que apresentam requisição para conectar-se à Rede são encarregados de realizar estudos e campanhas de medição a fim de avaliar o desempenho de sua instalação em relação à QEE (ONS, 2019), (ONS, 2021e).

Destacam-se duas situações onde os agentes devem realizar os estudos e as campa-

nhas de medição: 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 característica não linear. 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, no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) (ONS, 2019), (ONS, 2021d), (ONS, 2021e).

Em ONS (2021d), são estabelecidos os requisitos mínimos de QEE nos cenários de integração ou acesso descritos anteriormente. As metodologias para o estudo e avaliação de desempenho são detalhadas por ONS (2019) e por ONS (2021c). No que se refere aos estudos de VTCDs, ONS (2021c) dispõe que, tais estudos devem ser feitos em *softwares* de cálculo de curto-circuito e tensão resultante. Junto as variações, devem ser agregados atributos estatísticos para qualificar a probabilidade de ocorrência de um nível de afundamento de tensão em um barramento. Além disso, os agentes são responsáveis por fornecer informações estatísticas relacionadas à taxa de ocorrência de curto-circuito nas linhas de transmissão e equipamentos. Ainda, a partir dos estudos e de medições em alguns pontos do sistema, estimam-se os afundamentos experimentados em demais barramentos, permitindo o acompanhamento dos impactos resultantes na rede de transmissão e nos usuários conectados.

No que tange às campanhas de medição, as mesmas são realizadas 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, 2019), (ONS, 2021e). Elas são classificadas de acordo com o estágio de acesso ou integração. O procedimento para as campanhas de medição compartilha de etapas comuns com todos os agentes envolvidos, como a campanha de pré e pós integração. 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, 2019).

Como indicado pelos nomes, as campanhas de pré e pós integração visam realizar a medição dos indicadores de tensão antes e depois da entrada em operação da nova instalação, respectivamente. A campanha de pós integração é realizada após a definição final da necessidade de implementação de filtros. Já a campanha de monitoramento tem como foco a monitoração 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. É indicada também 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, 2019).

Quanto aos instrumentos utilizados para realização 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 IEC 61000-4-30. Ainda, de acordo com ONS (2019), caso o equipamento não tenha o certificado de conformidade, o mesmo pode ser ensaiado em laboratório credenciado e seguindo os procedimentos do caderno de ensaios disponibilizado pelo ONS.

Conforme discutido nesta seção, os procedimentos para acompanhamento ou monitoração da qualidade de energia durante a integração de novas instalações à rede de transmissão, sobretudo quando a conexão é feita por meio de conversores eletrônicos, como parques eólicos e fotovoltaicos, possuem similaridades nos cenários abordados. Verifica-se que, no processo de acesso à rede de transmissão, há um envolvimento do operador do sistema e das partes interessadas em realizar a conexão na rede, no que tange à realização de estudos e avaliação de impactos na qualidade de energia elétrica. No geral, nota-se que o interesse no monitoramento da qualidade de energia elétrica é voltado para a verificação dos níveis de distorção harmônica, que devem estar em conformidade com normativas nacionais, internacionais e/ou de órgãos relevantes, como o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) e Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC).

2.2 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

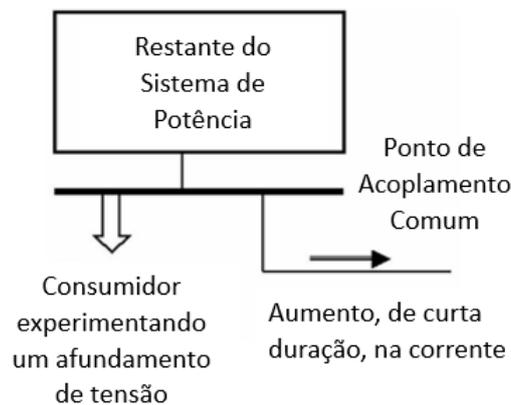
Nesta seção serão abordados os conceitos teóricos e formulações envolvendo os fenômenos de afundamentos de tensão. Serão apresentados os cenários de origem e principais causas, bem como as características e classificação deste fenômeno. Será tratado ainda do procedimento de contabilização do mesmo, segundo as normativas de referência em qualidade de energia, com ênfase nos procedimentos nacionais e internacionais. Por fim, serão discutidos trabalhos selecionados do estado da arte relacionados à afundamentos de tensão e sua caracterização a partir de dispositivos constituintes de *Wide Area Measurement System* (WAMS), como as PMUs.

Conforme conceitua Bollen e Gu (2006), os afundamentos de tensão são eventos de curta duração, os quais consistem em uma redução da magnitude da tensão a valores entre a tensão nominal e próximo a zero, com duração entre meio ciclo da frequência nominal a um minuto. Também, de acordo com os referidos autores, são encarados como um dos principais problemas de qualidade de energia enfrentado por consumidores industriais conectados à rede de transmissão, pois as atividades produtivas são interrompidas devido a este fenômeno.

2.2.1 Natureza do Fenômeno e Suas Causas

Para Bollen e Gu (2006), um afundamento de tensão experimentado por uma conexão em um ponto de acoplamento comum é decorrente de um aumento, por um curto período de tempo, na corrente em outra conexão neste ponto, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Desenho esquemático da origem de afundamentos de tensão em um ponto do sistema de potência.



Fonte: Adaptado de Bollen e Gu (2006).

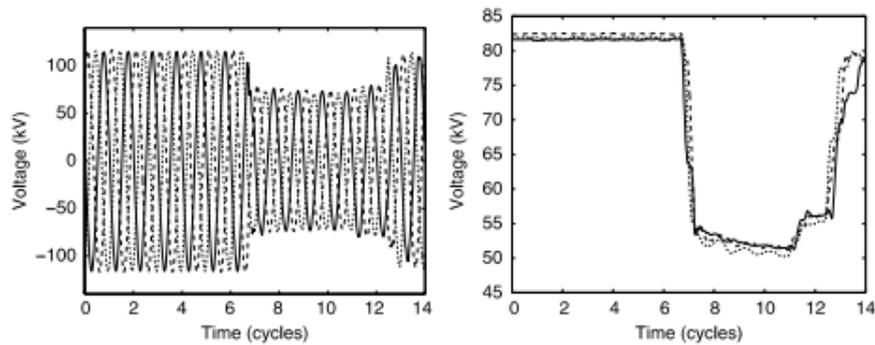
Bollen e Gu (2006) trazem que os eventos mais comuns que causam o fenômeno de afundamento de tensão são curtos-circuitos, partidas de motores de indução, energização de transformadores e de capacitores. Contudo, segundo os autores, a literatura possui grande parte de estudos de afundamentos de tensão centrado naqueles que tem sua origem causada por faltas, justamente por ser o tipo de evento-causa de maior ocorrência.

Nesse sentido, observa-se também os vastos estudos relacionados ao modo como os afundamentos de tensão são influenciados pela ocorrência dos diversos tipos de faltas. De modo geral, os afundamentos de tensão decorrentes de faltas trifásicas e de faltas desbalanceadas ou não-simétricas, apresentam características diferentes. Em faltas trifásicas, observa-se um aumento da corrente nas três fases, e como consequência, a tensão nessas fases decrescem (BOLLEN; GU, 2006). O comportamento das tensões, nessa situação, é ilustrado a partir da Figura 3.

O processo de recuperação do afundamento de tensão também pode ser observado por meio das formas de onda e do valor RMS (V_{rms}). Na ocorrência de faltas nos sistemas de transmissão, a recuperação em dois estágios é um processo comum. Este processo acontece, segundo Bollen e Gu (2006, p.427, tradução nossa)³ “[...] devido à abertura dos disjuntores em extremidades distintas da linha de transmissão, em instantes ligeiramente diferentes.”

³ No original: This is due to the opening of the circuit breakers at the different sides of the transmission line at slightly different instants.

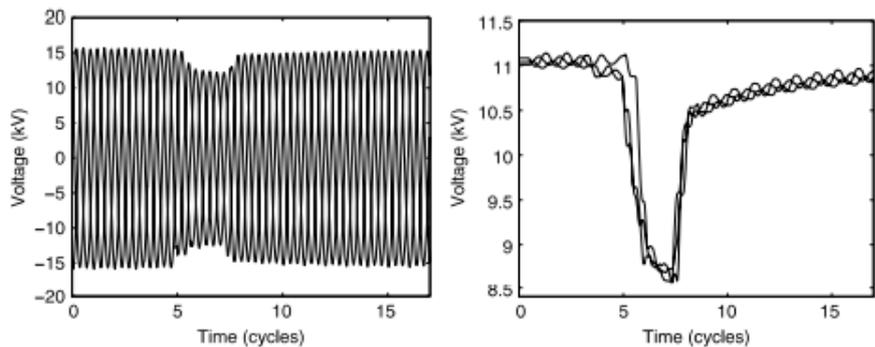
Figura 3 – Afundamento de tensão devido à falta trifásica em um sistema de transmissão, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.



Fonte: Bollen e Gu (2006).

Apesar do tempo de ação dos disjuntores ser na faixa de ciclos, muitas vezes a característica dinâmica da carga exerce influência no processo de recuperação das tensões (BOLLEN; GU, 2006). Cargas constituídas de motores de indução geralmente apresentam uma recuperação lenta e equilibrada, devido à necessidade de drenagem da corrente para reestabelecimento da operação. Há casos em que a recuperação da tensão pode levar à saturação dos transformadores, o que gera como consequência distorções harmônicas na tensão. Na Figura 4 pode ser visto um afundamento de tensão cuja recuperação ocorre de forma mais lenta.

Figura 4 – Afundamento de tensão com lenta recuperação devido à falta trifásica em um sistema de transmissão, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.



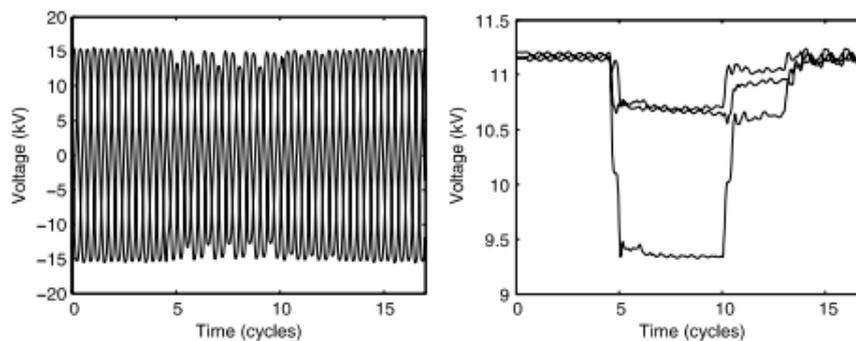
Fonte: Bollen e Gu (2006).

Para casos de faltas trifásicas em sistemas de distribuição, Bollen e Gu (2006) demonstram, com o apoio de registros, que o desvio de ângulo da componente fundamental da frequência do sinal de tensão indica a ocorrência das contingências desse tipo nesse nível do sistema elétrico. Deste modo, quando são observados saltos no ângulo da componente da frequência fundamental, este comportamento é usado como uma indicação da ocorrência de faltas trifásicas em sistemas de distribuição. Segundo os autores, estes saltos no ângulo

se devem ao fato da relação $\frac{X}{R}$ dos transformadores ser maior do que a relação das linhas e cabos atingidos pela falta.

Na ocorrência de faltas assimétricas, o comportamento das tensões é diferente do caso de uma falta simétrica. Para o caso da Figura 5, Bollen e Gu (2006) trazem que, duas das três fases apresentaram quedas de tensão de aproximadamente mesma magnitude, e menos severa do que a fase restante. Essa fase, por sua vez, apresenta uma queda significativamente maior do que as outras duas fases. O processo de recuperação em dois estágios também pode ser observado por V_{rms} . A Figura 5 ilustra as formas de onda e os valores RMS para o caso descrito.

Figura 5 – Afundamento de tensão devido à falta assimétrica em um sistema de transmissão, com recuperação em dois estágios, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.



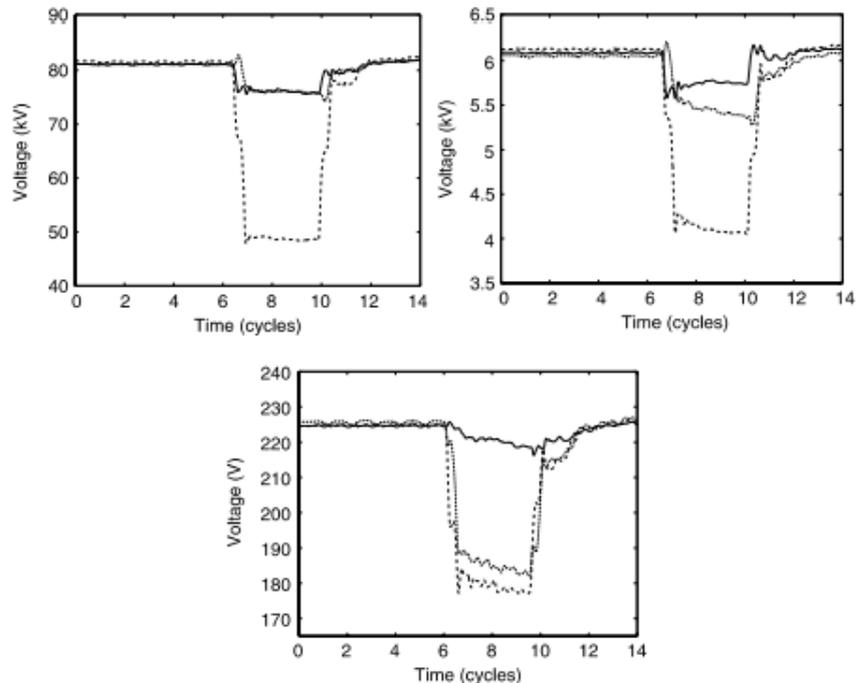
Fonte: Bollen e Gu (2006).

Quando a falta no sistema de transmissão causa afundamentos de tensão nas subestações de mesmo nível, Bollen e Gu (2006) trazem que os afundamentos também se propagam para os equipamentos terminais, conectados a níveis de tensão mais baixos. Quando isso ocorre, uma das fases apresenta uma queda mais expressiva, enquanto as duas fases restantes apresentam afundamentos de menor profundidade, contudo com valores próximos. Isso ocorre, segundo Bollen e Gu (2006), devido à propagação da falta em transformadores conectados em Delta-Y, e em casos da ausência da componente de sequência zero em um afundamento de tensão ocasionado por uma falta fase-terra. A Figura 6 traz uma falta fase-terra localizada no nível de 400 kV em um sistema de transmissão e observada nos seguintes níveis de medição: 132 kV (gráfico à esquerda), 10kV (gráfico à direita) e 400 V (gráfico inferior).

De acordo com Bollen e Gu (2006), o comportamento da carga também pode interferir no processo de recuperação da tensão, assim como visto no caso da falta trifásica no sistema de transmissão. Neste caso, devido às características dinâmicas da carga, há variações de corrente da mesma durante a falta. Por conseguinte, a tensão também apresenta variações. Este efeito pode ser observado nos gráficos representativos das medições realizadas nos níveis de tensão de 132 kV e 400 V na Figura 6, para uma falta fase-terra

no sistema de 400 kV.

Figura 6 – Afundamento de tensão devido à falta fase-terra em um sistema de transmissão de 400 kV, medidos nos níveis de 132 kV (à esquerda), 10 kV (à direita) e em 400 V (abaixo).

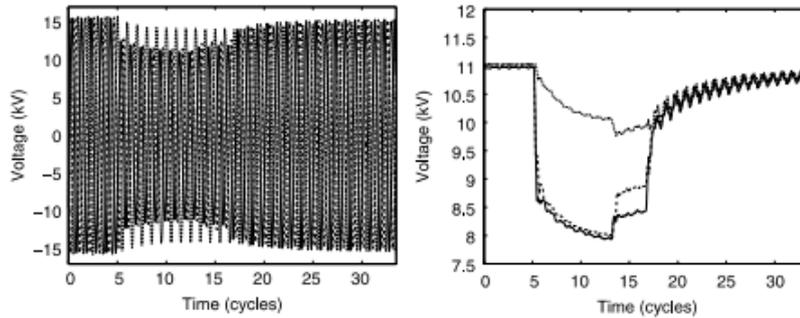


Fonte: Bollen e Gu (2006).

Em cargas com presença de motores de indução próxima ao local de medição, na ocorrência de falta assimétrica, observa-se durante o afundamento de tensão que duas fases apresentam o mesmo valor de tensão, e que a fase remanescente apresenta uma leve queda indicado no gráfico à esquerda da Figura 7. Todas as fases decrescem em um ritmo lento, até a abertura de um dos lados da linha de transmissão. Esse ritmo deve-se, segundo Bollen e Gu (2006), a presença dos motores de indução que consomem de forma gradual a corrente fornecida pelo sistema. Após a abertura de um dos lados da linha, há duas fases que se recuperam rapidamente, enquanto a fase remanescente experimenta um afundamento mais pronunciado. Quando a falta é removida, com a abertura do segundo lado da linha de transmissão, observa-se que há uma recuperação lenta das tensões de todas as fases. Isso é atribuído, segundo os autores, devido à forte presença de carga indutiva, como motores, perto do local da falta ou do local de monitoração. Observa-se ainda que as oscilações remanescentes são indícios da presença de distorção harmônica, decorrente da saturação dos transformadores durante a recuperação (BOLLEN; GU, 2006).

Ainda de acordo com Bollen e Gu (2006), a energização de transformadores, apesar de apresentar afundamentos quase instantâneos e lenta recuperação, assim como no caso dos afundamentos causados por partida de motores de indução, a queda de tensão nas três fases ocorre de forma diferente. Isso, segundo os autores, deve-se à grande parcela de

Figura 7 – Afundamento de tensão devido à falta assimétrica em um sistema de transmissão, com influência de carga, com formas de onda à esquerda e valores RMS à direita.



Fonte: Adaptado de (BOLLEN; GU, 2006).

distorção harmônica inserida pelo transformador no ponto da falta e de medição localizado no sistema, e a presença de correntes de *inrush* de tais equipamentos.

A partir do tipo de falta, da origem e do comportamento dos fasores de tensão, foi elaborada, com base em simulações, uma classificação com cerca de sete tipos de afundamentos por Bollen (2003). Os trabalhos de Bollen (2000) e Bollen e Gu (2006) também utilizam e exemplificam a classificação, que foi criada, de acordo com o autor, para explicar a propagação de afundamentos de tensão nos equipamentos, sobretudo transformadores.

2.2.2 Caracterização de Afundamentos de Tensão

Para Bollen e Gu (2006), afundamentos de tensão monofásicos são adequadamente caracterizados apenas pela duração e pela magnitude ou tensão residual. A duração do evento é definida como a diferença entre os instantes final e inicial do evento. Estes instantes são definidos com base em V_{rms} . Quando este valor ultrapassa abaixo de um determinado valor limite de tensão, o instante de tempo é registrado. O mesmo acontece quando a tensão retorna de um valor abaixo para um valor acima desse limiar.

Contudo, Bollen e Gu (2006) trazem a necessidade de outras métricas de caracterização além de V_{rms} e da duração, tais como o desvio de ângulo e *point on wave*, sendo este segundo de especial interesse, visto que exerce influência durante a operação de equipamentos com tecnologia baseada em eletrônica de potência. Ambas são características pouco utilizadas para a avaliação de afundamentos de tensão. Um dos motivos é que ainda perduram algumas questões relacionadas ao cálculo, à definição desta característica para sistemas trifásicos e à detecção, por exemplo, conforme abordado por Wang *et al.* (2020).

A forma mais comum de realizar a estimação da magnitude de um afundamento de tensão é a partir do cálculo de V_{rms} . O cálculo pode ser realizado sobre um período equivalente a um ou meio ciclo da frequência nominal do sistema. Outras formas de

estimar a magnitude são a partir da componente fundamental da tensão, e da tensão de pico. Conforme abordado por Bollen (2000), a obtenção da componente fundamental da tensão pela Transformada Rápida de Fourier (FFT), também possibilita a obtenção, do mesmo modo, do desvio de ângulo. Contudo, esta medida pode ser calculada apenas na resolução de um período, de um ciclo da frequência fundamental.

Em relação à duração, Bollen (2000) traz que a mesma está associada ao tempo de eliminação da falta. Nos casos onde a falta ocorre no sistema de transmissão, esse tempo é menor em relação ao tempo de eliminação de falta em um sistema de distribuição. Segundo o autor, isso se deve ao fato dos equipamentos de proteção possuírem uma tolerância temporal menor, devido à característica crítica que a rede de transmissão desempenha em um sistema elétrico. Dessa forma, faltas que ocorrem em níveis de tensão menores geralmente produzem afundamentos de tensão de maior duração que aquelas que ocorrem nos sistemas de transmissão.

Desse modo, a magnitude, a duração e o desvio de ângulo são referidos como indicadores dos eventos de afundamento de tensão, geralmente obtidos a nível local e sistêmico. Tais indicadores são definidos por padronizações de instituições referência na área, como o IEEE e a IEC e em códigos de rede a nível nacional, como os Procedimentos de Rede do ONS e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

2.2.2.1 Contabilização pelas Normas Internacionais

Uma das principais normativas referentes à interpretação dos dados obtidos a partir dos afundamentos de tensão é a *IEEE 1564 - Guide for Voltage Sag Indices*. Neste documento, são estabelecidas algumas práticas para realizar a quantificação e a caracterização de eventos individuais. Também são estabelecidos cálculos relativos aos indicadores, relacionados à performance e à severidade dos eventos de afundamentos de tensão, a nível local e sistêmico. O documento foi elaborado com base em diversas normativas, entre elas a IEC 61000-4-30 (IEEE, 2014a).

No que diz respeito à caracterização de afundamentos de tensão, a IEEE (2014a) estabelece como uma das características de eventos individuais o valor RMS no tempo ($V_{rms}(t)$). Segundo o documento, este valor corresponde ao valor eficaz de tensão atualizado a cada meio ciclo ($V_{rms(\frac{1}{2})}$), definido pela equação (1), para medições com um ou mais canais. Em sistemas trifásicos, tanto o menor valor $V_{rms(\frac{1}{2})}$ quanto a tensão característica - outro indicador que pode ser calculado por meio de tensões trifásica, como será abordado posteriormente - podem ser usadas. O objetivo de utilizar $V_{rms}(t)$ é para a extração dos seguintes indicadores de eventos únicos: tensão retida, profundidade e duração IEEE

(2014a).

$$V_{rms(\frac{1}{2})}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1+k-N}^k v_i^2} \quad (1)$$

Com N sendo o número de amostras por ciclo, v_i a forma de onda amostrada de tensão, e k o índice das amostras.

A IEEE (2014a) destaca que o processo de amostragem deve ser sincronizado com a frequência do sistema. Desta forma, a frequência de amostragem não é um número fixo de amostras por segundo mas um número fixo de amostras por ciclo. Para o cálculo de $V_{rms(\frac{1}{2})}$ a diferença entre medidas não sincronizadas e sincronizadas é pequena - se considerado pequenos desvios da frequência em relação ao seu valor nominal-, ao passo que a sincronização é essencial para a quantificação de distorção harmônica e para os cálculos de mudança de fase.

Assim como estabelecido na ABNT (2011), a duração é obtida a partir da diferença entre os instantes final e inicial do afundamento de tensão. Estes instantes dependem dos limiares de tensão estabelecidos. Em relação à magnitude do afundamento de tensão, a mesma pode ser quantificada de duas formas: a partir da tensão residual ou da profundidade.

A tensão residual de um afundamento de tensão é definida como “o menor valor de $V_{rms(\frac{1}{2})}$ medido em qualquer canal de medição durante o evento (ABNT NBR IEC 61000-4-30, p.18, 2011).” Já a profundidade é definida como “a diferença entre a tensão de referência e a tensão residual. É usualmente expressa em porcentagem da tensão de referência (ABNT NBR IEC 61000-4-30, p.18, 2011).”

Neste sentido, a ABNT (2011) também pontua que a utilização da profundidade como indicador é recomendada para os casos onde a tensão de referência utilizada é a tensão de referência deslizante. Geralmente, esta grandeza é útil para distribuidores de energia em sistemas de alta tensão, e nos casos onde for utilizada a tensão de referência deslizante (V_{sr}). Já a utilização da tensão residual (V_r) é indicada para utilização em casos para reporte a um consumidor final.

Outros indicadores também explorados em IEEE (2014a) são os indicadores locais e sistêmicos. Como indicadores locais dos afundamentos de tensão, tem-se: a energia (E_{VS}) e a severidade (S_e). Já como indicadores sistêmicos, tem-se o *System Average RMS Variation Frequency Index* (SARFI), e tabelas propostas pela *International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy* (UNIPEDA); pela IEC 61000-4-11 e pela *IEC 61000-2-8 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-8: Environment - Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results*. Os indicadores de energia e severidade também são calculados a nível sistêmico.

A energia do afundamento de tensão “pode ser interpretada como a energia (ou falta dela) em um evento de afundamento de tensão (IEEE Std 1564-2014, p.12, 2014,

tradução nossa)⁴.” Ela pode ser quantificada a partir dos valores de $V_{rms(\frac{1}{2})}$, dada pela equação (2), ou a partir da duração e da tensão residual, conforme a equação (3).

$$E_{VS} = \frac{1}{2f_0} \sum_{k=1}^N \left[1 - \left(\frac{V_{rms(\frac{1}{2})(k)}}{V_n} \right)^2 \right] \quad (2)$$

$$E_{VS} = \left[1 - \left(\frac{V_{res}}{V_n} \right)^2 \right] T \quad (3)$$

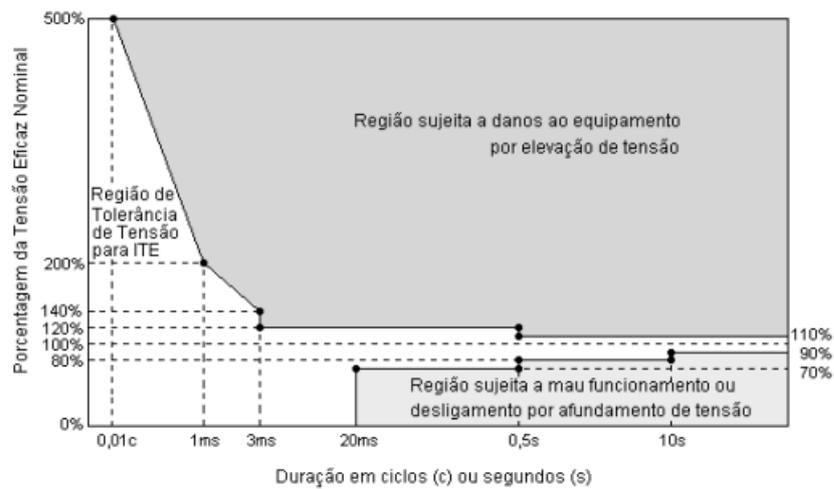
Onde V_n é a tensão nominal do sistema.

A severidade de um afundamento de tensão, de acordo com IEEE (2014a), é calculada a partir da tensão residual e de uma curva de referência, com a formulação dada pela equação (4). As curvas de referência indicadas são da ITIC ou da SEMI. Estas curvas são estabelecidas pelas respectivas organizações como forma de padronizar a vulnerabilidade dos equipamentos eletrônicos perante variações da tensão durante a alimentação fornecida a esses dispositivos (DECKMANN; POMÍLIO, s.d.).

$$S_e = \frac{1 - V_{res}}{1 - V_{curva}(d)} \quad (4)$$

As curvas são ilustradas nas Figuras 8 e 9. Elas consistem em uma relação entre a duração e a magnitude do evento que os equipamentos possam vir a ser submetidos. Na equação (4), a variável $V_{curva}(d)$ indica a magnitude da tensão da curva de referência associada a duração do evento, dada por d . O termo V_{res} no denominador desta equação se refere à tensão residual do evento.

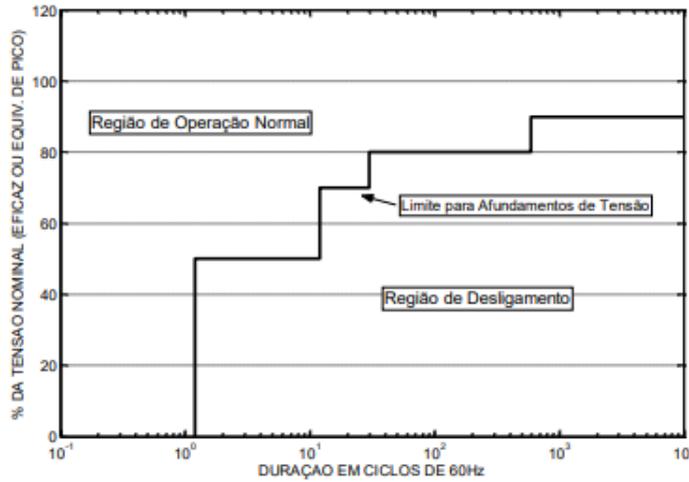
Figura 8 – Curva de referência elaborada pela ITIC.



Fonte: Deckmann e Pomílio (s.d.).

⁴ No original: The voltage sag energy, E_{VS} , can be interpreted as the energy (or lack of it) in the voltage sag event.

Figura 9 – Curva de referência elaborada pela SEMI.



Fonte: Deckmann e Pomílio (s.d.).

Ambos os indicadores, severidade e energia do afundamento de tensão, podem ser utilizados para reportar ou contabilizar afundamentos de tensão a nível sistêmico, conforme indica IEEE (2014a). Neste caso, é possível obter tanto um indicador acumulado, que consiste do somatório das energias ou severidades locais, quanto um indicador médio, que se refere à média simples do indicador acumulado.

Para medições, em múltiplos canais, ou trifásicas, também é possível obter a tensão característica do afundamento. Esta informação é calculada a partir das formas de onda das tensões fase-terra nas três fases. Calcula-se a tensão de sequência zero, a partir de uma média simples entre as três tensões, conforme as equações em (5). Após, obtém-se as tensões de cada fase reduzidas, a partir da subtração da tensão de sequência zero de cada tensão de fase. Por fim, obtém-se a diferença de tensões de fase-neutro, duas a duas, e ponderadas pelo inverso de $\sqrt{3}$. A equação das tensões obtidas nesta etapa final é dada em (6). A tensão característica é dada pelo menor valor dos seis valores calculados (IEEE, 2014a).

$$\begin{aligned}
 V'_a(t) &= V_a(t) - V_0(t) \\
 V'_b(t) &= V_b(t) - V_0(t) \\
 V'_c(t) &= V_c(t) - V_0(t)
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

$$\begin{aligned}
 V_{ab}(t) &= \frac{V_a(t) - V_b(t)}{\sqrt{3}} \\
 V_{bc}(t) &= \frac{V_b(t) - V_c(t)}{\sqrt{3}} \\
 V_{ca}(t) &= \frac{V_c(t) - V_a(t)}{\sqrt{3}}
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

A partir das características dos eventos e dos indicadores locais, é possível obter uma visão geral dos eventos ocorridos em um período de tempo. Deste modo, tais informações são utilizadas para a computação dos indicadores sistêmicos de afundamentos de tensão. Dentre eles, tem-se o SARFI, cuja contabilização envolve o número de eventos de afundamentos de tensão de um sistema IEEE (2014a). O SARFI, conforme IEEE (2014a), pode representar não apenas a contabilização do número de afundamentos de tensão, mas outros eventos relacionados, tais como elevações e interrupções. Este indicador pode ser relacionado à magnitude do evento, também representado como SARFI-X ou relacionado à curva de referência, o SARFI-*curve* (IEEE, 2014a).

O SARFI-X contabiliza o número de afundamentos de tensão ocorridos abaixo do valor de tensão, indicado por X . Por exemplo, o SARFI-70 refere-se ao total de eventos de afundamento de tensão ocorridos, em um período de tempo e local determinados, cuja tensão residual ou profundidade foram inferior a $0.7 p.u.$ ou 70% da tensão de referência (IEEE, 2014a). Ainda de acordo com IEEE (2014a), este indicador é mais adequado para contabilizar variações de duração inferiores a um minuto. Já o SARFI-*curve* contabiliza o número de afundamentos de tensão abaixo das curvas de referência dos equipamentos, como a ITIC (SARFI-ITIC) e a SEMI (SARFI-SEMI) (IEEE, 2014a)

Outra forma de contabilização de afundamentos de tensão é a partir de tabelas, como as sugeridas pelas normativas IEC 61000-4-11, IEC 61000-2-8 e pela UNIPEDÉ. Estas tabelas detalham os valores de tensão e as durações dos eventos em patamares, de forma a melhor caracterizar os eventos sistêmicos (IEEE, 2014a). Os formatos das tabelas recomendadas são apresentados nas Figuras 10, 11 e 12.

Figura 10 – Tabela recomendada pela IEC 61000-4-11 para contabilização e caracterização de afundamentos de tensão a nível sistêmico.

magnitude	Duration of the voltage sag				
	< 1 cycle	1 cycle-200 ms	200 ms-500 ms	0.5 s-5 s	≥ 5 s
70%-80%					
40%-70%					
10%-40%					
≤10%					

Fonte: IEEE (2014a).

Figura 11 – Tabela recomendada pela IEC 61000-2-8 para contabilização e caracterização de afundamentos de tensão a nível sistêmico.

	< 0.1 s	0.1 s-0.25 s	0.25 s-0.5 s	0.5 s-1 s	1 s-3 s	3 s-20 s	20 s-60 s	1 min-5 min
80%-90%								
70%-80%								
60%-70%								
50%-60%								
40%-50%								
30%-40%								
20%-30%								
10%-20%								
≤10%								

Fonte: IEEE (2014a).

Figura 12 – Tabela recomendada pela UNIPED para contabilização e caracterização de afundamentos de tensão a nível sistêmico.

Retained voltage	Duration of the voltage sag						
	<1 cycle	1 cycle–0.1 s	0.1 s–0.5 s	0.5 s–1 s	1 s–3 s	3 s–20 s	20 s–60 s
85%–90%							
70%–85%							
40%–70%							
10%–40%							
≤10%							

Fonte: IEEE (2014a).

Outro ponto também explorado por IEEE (2014a) é a agregação de eventos a partir dos indicadores e das características dos mesmos. Segundo a referência, esta é uma técnica adotada em situações onde a definição de um único evento não é clara. Em casos como, por exemplo, religamentos automáticos, muitas vezes o efeito do desligamento e do religamento é visto como um único evento a depender do ponto de observação. Neste contexto, IEEE (2014a) traz algumas formas de agregar os eventos a partir dos indicadores.

Há três tipos de agregações, conforme comentado em IEEE (2014a), sendo a agregação por medições, a agregação temporal, e a agregação espacial. Na agregação por medições, em casos onde há um medidor disponível por fase, escolhe-se a fase cujos desvios são maiores em relação à tensão nominal. Para a agregação temporal, consideram-se que múltiplos eventos ocorridos durante um determinado período de tempo, sejam contabilizados como um único evento. E por fim, a agregação espacial refere-se a representar o afundamento de tensão pelo pior registro dentre os pontos de medição disponíveis. Este tipo de agregação também é comum para retornar um indicador relativo ao local, como por exemplo uma barra do sistema elétrico. Neste caso, caso haja disponibilidade de medidores de tensão para cada fase de um alimentador, as medições desses seriam agregadas para retornar um indicador e/ou característica relativa à barra (IEEE, 2014a).

Em relação à classificação dos eventos o IEEE (2019) traz, na seção 4.4, uma tabela descritiva e categórica de fenômenos eletromagnéticos do sistema elétrico a partir destes dados. As categorias são relativas aos tipos de fenômenos, que são caracterizados por meio de outros três parâmetros: a concentração espectral, a duração e magnitude típicas. No caso dos afundamentos de tensão, os mesmos estão sob a categoria de variações de V_{rms} de curta duração. Esta categoria também agrega interrupções e elevações de tensão que ocorrem entre meio ciclo a um minuto. A tabela completa é ilustrada pela Figura 13. As categorias dos eventos são indicadas na coluna *Categories*. Os valores típicos para concentração espectral, duração e magnitude da tensão são indicadas nas colunas *Typical spectral content*, *Typical duration* e *Typical voltage magnitude*, respectivamente.

Os afundamentos de tensão são compreendidos na categoria 2 da tabela apresentada da Figura 13 também podem ser classificados em três conjuntos, a partir da duração. As três categorias referem-se aos afundamentos instantâneos, momentâneos e temporários. Em relação à magnitude, a mesma tabela também propõe, além do afundamento, elevação

Figura 13 – Tabela de classificação dos fenômenos eletromagnéticos em um sistema elétrico a partir das características de concentração espectral, duração e magnitude da tensão do fenômeno.

Categories	Typical spectral content	Typical duration	Typical voltage magnitude
1.0 Transients			
1.1 Impulsive			
1.1.1 Nanosecond	5 ns rise	< 50 ns	
1.1.2 Microsecond	1 μ s rise	50 ns – 1 ms	
1.1.3 Millisecond	0.1 ms rise	> 1 ms	
1.2 Oscillatory			
1.2.1 Low frequency	< 5 kHz	0.3–50 ms	0–4 pu ^a
1.2.2 Medium frequency	5–500 kHz	20 μ s	0–8 pu
1.2.3 High frequency	0.5–5 MHz	5 μ s	0–4 pu
2.0 Short-duration root-mean-square (rms) variations			
2.1 Instantaneous			
2.1.1 Sag		0.5–30 cycles	0.1–0.9 pu
2.1.2 Swell		0.5–30 cycles	1.1–1.8 pu
2.2 Momentary			
2.2.1 Interruption		0.5 cycles – 3s	< 0.1 pu
2.2.2 Sag		30 cycles – 3 s	0.1–0.9 pu
2.2.3 Swell		30 cycles – 3 s	1.1–1.4 pu
2.2.4 Voltage Imbalance		30 cycles – 3 s	2%–15%
2.3 Temporary			
2.3.1 Interruption		>3 s – 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag		>3 s – 1 min	0.1–0.9 pu
2.3.3 Swell		>3 s – 1 min	1.1–1.2 pu
2.3.4 Voltage Imbalance		>3 s – 1 min	2%–15%
3.0 Long duration rms variations			
3.1 Interruption, sustained		> 1 min	0.0 pu
3.2 Undervoltages		> 1 min	0.8–0.9 pu
3.3 Overvoltages		> 1 min	1.1–1.2 pu
3.4 Current overload		> 1 min	
4.0 Imbalance			
4.1 Voltage		steady state	0.5–5%
4.2 Current		steady state	1.0–3.0%
5.0 Waveform distortion			
5.1 DC offset		steady state	0–0.1%
5.2 Harmonics	0–9 kHz	steady state	0–20%
5.3 Interharmonics	0–9 kHz	steady state	0–2%
5.4 Notching		steady state	
5.5 Noise	broadband	steady state	0–1%
6.0 Voltage fluctuations	< 25 Hz	intermittent	0.1–7% 0.2–2 P _r ^b
7.0 Power frequency variations		< 10 s	\pm 0.10 Hz

NOTE—These terms and categories apply to power quality measurements and are not to be confused with similar terms defined in IEEE Std 1366™-2012 [B30] and other reliability-related standards, recommended practices, and guides.

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2019).

e interrupção, a categoria de desequilíbrio de tensão dentro dos eventos considerados momentâneos e temporários (IEEE, 2019).

2.2.2.2 Contabilização pelas Normas Brasileiras

A contabilização e caracterização dos afundamentos de tensão no Brasil são realizadas, principalmente, com base em duas normativas nacionais: o Módulo 8 dos PRODIST e o Submódulo 9.7 do ONS, ambos com vigência para o ano de 2021. Ambos os documentos apresentam a definição de VTCD como um desvio significativo do valor eficaz de tensão por um curto período de tempo. Tanto para ONS (2021f) quanto para ANEEL (2021b), a classificação das VTCDs seguem com similaridade àquela proposta pela tabela da Figura 13.

O ANEEL (2021b) considera como a amplitude do evento de VTCD a tensão residual expressa em porcentagem da tensão de referência adotada. A duração de um evento de VTCD é a mesma definida na seção anterior, obtida a partir da diferença dos instantes final e inicial do evento, reportado na unidade de milissegundos (*ms*). Outro indicador também definido é a frequência de ocorrência de um evento de VTCD, expresso

como a quantidade de eventos registrados em um período de avaliação. Ainda para o ANEEL (2021b), a classificação das VTCDs segue as definições propostas na tabela da Figura 14.

Figura 14 – Tabela de classificação de VTCD utilizada pelo PRODIST

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: ANEEL (2021b).

A tabela utilizada para contabilização e caracterização das VTCDs pela ANEEL (2021b) é semelhante àquelas ilustradas pelas Figuras 10, 11 e 12. Adicionalmente, ANEEL (2021b) define regiões com base na duração e na amplitude de forma a refletir a sensibilidade das cargas do sistema elétrico. A Figura 15 ilustra a tabela com a delimitação das regiões de sensibilidade.

Figura 15 – Tabela de contabilização e caracterização de VTCDs utilizada pelo PRODIST com a representação das regiões de sensibilidade

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H			REGIÃO I			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A						REGIÃO G
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO C						
(0,50 - 0,60]	REGIÃO E		REGIÃO F				
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E		REGIÃO F				
< 0,10							

Fonte: ANEEL (2021b).

Segundo ANEEL (2021b), a partir dos dados obtidos e relacionados na tabela da Figura 14, obtém-se o Fator de Impacto (FI). Tal indicador, de acordo com ANEEL (2021b), é utilizado para a “caracterização da severidade da incidência de eventos de VTCD”. A formulação matemática do FI é dada na equação (7).

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times fp_i)}{FI_{BASE}} \quad (7)$$

Para o cálculo do FI utiliza-se a frequência de ocorrência (f_{ei}) das VTCDs na base temporal de 30 dias, para cada região de sensibilidade, representado pelo índice i ; o fator de ponderação (fp_i), dado pela Tabela da Figura 16; e o fator de impacto base (FI_{BASE}), “obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 (trinta) dias de VTCD para cada região de sensibilidade (ANEEL, p.23, 2021).”

Figura 16 – Tabela dos fatores de ponderação e impacto base para cálculo do fator de impacto dos eventos de VTCD

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (fp)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		1,0 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230kV
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: ANEEL (2021b).

No que diz respeito à agregação dos eventos de VTCD, ANEEL (2021b) considera que eventos ocorridos consecutivamente dentro de um intervalo de três minutos, em um mesmo ponto de monitoração, sejam representados por uma única amplitude e duração. Este resultado deriva do processo de agregação de fases e temporal. A agregação de fases é realizada a partir do agrupamento todos os eventos simultâneos vistos em um mesmo ponto de medição. Já a agregação temporal é realizada quando os eventos ocorrem consecutivamente entre um intervalo de até três minutos, no mesmo local de monitoração. Os eventos agregados passam a ser representados pela menor amplitude de tensão entre todos os eventos, e pela a maior duração calculada.

ANEEL (2021b) considera ainda que a agregação de fases deve ser realizada a partir da união das fases. Disto decorre que, a duração de um evento pode ser definida entre o instante final referente a fase cujo V_{rms} foi o último registro de um valor abaixo

do limiar de tensão, e o instante inicial relativo a fase o qual o V_{rms} foi o primeiro registro abaixo do limiar de tensão.

Para ONS (2021f), a classificação dos eventos de VTCD é levemente diferente daquela proposta pelo ANEEL (2021b), conforme ilustrado pela Tabela da Figura 17. Para ONS (2021f), as classificações temporárias, indicadas por ITT, ATT e ETT na tabela da Figura 17, compreendem VTCDs com durações superior a três segundos e inferior ou igual a um minuto. Em contrapartida, para ANEEL (2021b), conforme a Tabela da Figura 14, as classificações de Variação Temporária de Tensão englobam eventos com duração superior a três segundos e inferior a três minutos.

Figura 17 – Tabela de descrição dos tipos de eventos de VTCD, de acordo com ONS.

Tipo de VTCD	Duração da VTCD	Amplitude da VTCD, em relação à tensão nominal
Interrupção momentânea de tensão – IMT	inferior ou igual a 3 (três) segundos	inferior a 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão – AMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação momentânea de tensão – EMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	superior a 1,1 pu
Interrupção temporária de tensão – ITT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	inferior a 0,1 pu
Afundamento temporário de tensão – ATT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação temporária de tensão – ETT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	superior a 1,1 pu

Fonte: ONS (2021f).

Em relação aos indicadores dos eventos de VTCDs, ONS (2021f) considera além da amplitude e da duração, a severidade dos mesmos, indicada pela frequência de ocorrência. A frequência de ocorrência “corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorre por unidade de tempo (ONS2020b, p.14, 2021)”. No que tange à agregação dos eventos, o processo adotado para a avaliação de eventos de VTCDs em um barramento segue o mesmo procedimento que foi descrito pela ANEEL (2021b), considerando o período de agregação temporal para eventos consecutivos ocorridos em um período de até um minuto, após a agregação de fases. A contabilização dos afundamentos de tensão é realizada de acordo com a Tabela da Figura 18.

ONS (2021f) ainda prevê que a agregação dos indicadores pode ser feita de forma sistêmica, sendo eles agregados por ponto de observação da tensão, agente de operação conectante, região, sistema e estado; e de forma temporal, em bases mensal e anual.

Figura 18 – Tabela de contabilização e caracterização de afundamentos de tensão, de acordo com ONS.

Amplitude [pu]	Duração				
	[16,67 ms-300 ms]	(300 ms-600 ms]	(600 ms-1 s]	(1 s-3 s]	(3 s-1 min]
(0,85 - 0,90]					
(0,80 - 0,85]					
(0,70 - 0,80]					
(0,60 - 0,70]					
(0,50 - 0,60]					
(0,40 - 0,50]					
(0,30 - 0,40]					
(0,20 - 0,30]					
[0,10 - 0,20]					
< 0,10					

Fonte: ONS (2021f).

2.2.3 Revisão de Trabalhos sobre a Caracterização de Afundamentos de Tensão a partir de PMUs

Neste tópico são abordados trabalhos selecionados do estado da arte que se referem à caracterização de afundamentos de tensão a partir de PMUs. Tais trabalhos compartilham de aspectos similares ao que é proposto no presente trabalho de conclusão de curso.

No trabalho desenvolvido por Leborgne e Chen (2006), intitulado *Using PC-Monitor For Voltage Sag Extended-Characterization*, buscou-se evidenciar a acurácia da caracterização de afundamentos de tensão utilizando ferramentas de simulação, a partir da realização de um comparativo entre o evento aplicado e os resultados experimentais obtidos pela simulação. Além disso, também buscou-se analisar a diferença dos resultados experimentais obtidos, em termos de caracterização de afundamentos de tensão, utilizando equipamentos de medição PMUs e monitores de QEE para registrar tais resultados.

Para isto, foram realizadas simulações de faltas *shunt* em um modelo de rede elétrica trifásica de um sistema de transmissão de 400kV utilizando o *software* PSCAD/EMTDC, com o intuito de obter indicadores de afundamentos de tensão no domínio do tempo. Os equipamentos de medição foram localizados neste sistema-modelo de simulação, para realizar medições dos eventos sob dois cenários: um com a condição da carga puramente resistiva, e o outro com uma carga resistiva na presença de motores de indução (LEBORGNE; CHEN, 2006).

As medidas de caracterização para cada evento foram a duração, o ângulo mínimo da tensão, e a tensão característica. A tensão característica foi determinada de acordo com o tipo de falta aplicado. A estimação da duração foi adotada considerando como instante inicial o instante de tempo o qual a magnitude da tensão de um ou mais canais é inferior ao limiar de tensão definido, e o instante final quando todos os canais apresentam valor de tensão acima deste limiar. Já a estimação do desvio de ângulo foi realizada de duas maneiras: usando o máximo desvio, que consistiu na adoção da fase que reportou o maior

desvio de ângulo; ou na escolha do ângulo da tensão característica (LEBORGNE; CHEN, 2006).

Os medidores utilizados foram um medidor de QEE e duas PMUs, sendo uma PMU e o medidor de QEE localizados no mesmo ponto de medição. Os dados registrados por estes medidores foram tratados no software MATLAB, a fim de obter as características dos eventos, como os fasores de tensão, fase mínima da tensão, máximo desvio de ângulo, valor absoluto da tensão característica, ângulo da tensão característica e tipo do afundamento (LEBORGNE; CHEN, 2006).

Em relação à avaliação dos resultados, destaca-se a comparação realizada entre as medições registradas pelas PMUs e pelo medidor de QEE. Nesta situação, foram comparadas as componentes de sequência positiva da tensão. O menor valor de magnitude da sequência positiva foi usado para caracterizar os afundamentos de tensão. Os erros relativos entre esta grandeza calculada a partir das medições das PMUs e dos medidores de QEE, no geral, ficaram em 5%. Para Leborgne e Chen (2006), as PMUs entregam informações da característica analisada com relativa acurácia.

No que tange ao desvio de ângulo, a diferença entre os valores registrados pelas PMUs e pelo medidor de QEE chegou a um valor máximo de +5.7 graus, durante a simulação da falta trifásica. Para os outros tipos de falta, a diferença entre as medidas reportadas pelos dois tipos de equipamentos foi menor, entre -0.9 e +2.9 graus. Ambos os dispositivos mostraram a mesma tendência em seus registros: um desvio de ângulo positivo para uma configuração com carga resistiva, e um desvio de ângulo negativo para uma configuração com carga resistiva e presença de motor de indução.

Outro trabalho relacionado à utilização de PMUs, denominado *Power Quality Monitoring using PMU* foi realizado por Kumar, Soni e Jain (2016). Neste trabalho, os autores realizam uma revisão das técnicas de detecção e caracterização de afundamentos de tensão, como a obtenção de V_{rms} , do desvio de ângulo, da tensão de pico e da componente fundamental da tensão. Os autores também apontaram a problemática na utilização de V_{rms} calculado durante um ciclo e atualizada a cada meio ciclo, que é amplamente adotado como método de detecção. A problemática reside, para os autores, no fato de que o valor reflete uma média histórica e não instantânea, o que pode induzir a uma detecção tardia do evento.

No que diz respeito a utilização de PMUs, Kumar, Soni e Jain (2016) fizeram o uso do desvio de ângulo da tensão como princípio de detecção do afundamento, ao invés da detecção por V_{rms} . Para isto, os autores realizaram uma simulação no software MATLAB, utilizando um gerador de sinais, para produção do sinal relativo ao afundamento de tensão. Este sinal foi processado por um conjunto de técnicas de processamento de sinais, como Transformada Discreta de Fourier (DFT), a fim de obter a magnitude e a fase da componente fundamental da tensão, para então obter a componente de sequência positiva, e a o desvio de ângulo. Em seguida, outro conjunto de métodos de processamento é aplicado

para a obtenção da informação sincrofasorial referente à componente de sequência de positiva da tensão.

O sinal utilizado na simulação foi um afundamento de tensão com redução de 80% do valor nominal, o equivalente a um afundamento de 20%, na fase A. O desvio de ângulo medido foi de 4 graus, e a duração estimada foi de 0.5 segundos.

O trabalho de Mejia-Barron *et al.* (2017) traz a implementação de algoritmos para o processamento e identificação de eventos de qualidade de energia elétrica que ocorrem na frequência fundamental, tais como afundamentos, elevações e interrupções de tensão, e eventos que ocorrem em outras componentes, como oscilações, distorção harmônica e *notching*. No trabalho, foram utilizados PMUs da classe P.

Mejia-Barron *et al.* (2017) elaboraram dois algoritmos, para cada situação baseada na banda de frequência que ocorrem os eventos. Os dados de entrada dos algoritmos foram os sincrofasores obtidos pelas PMUs. Para os eventos que ocorrem na frequência fundamental, como os afundamentos de tensão, o algoritmo consistiu em uma série de bloco condicionais, para classificação dos eventos. Estes blocos utilizavam como parâmetro limiares de magnitude da tensão para realização da classificação. A saída deste algoritmo retornava valores de magnitude, fase e frequência.

Já para a identificação dos fenômenos que ocorrem em outras componentes de frequência, Mejia-Barron *et al.* (2017) elaboraram uma rede neural de propagação direta, com o objetivo de classificar os eventos de transitórios, harmônicos e *notching* a partir das entradas. Nesta situação, as entradas consistiam nas formas de onda dos eventos.

Como resultados, Mejia-Barron *et al.* (2017) verificaram que a estrutura proposta, de dois algoritmos com o objetivo de identificar eventos de qualidade de energia, foi capaz de detectar afundamentos, interrupções e elevações de tensão apenas a partir da magnitude dos fasores. Em relação aos outros fenômenos identificados pelo algoritmo de rede neural, também foi possível identificar os fenômenos propostos por meio técnicas de demodulação e reamostragem como etapas de pré-processamento.

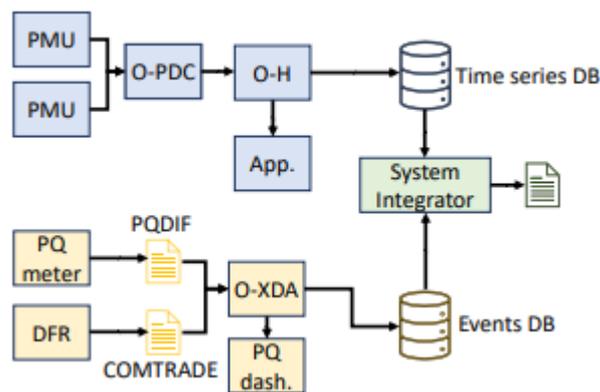
No trabalho desenvolvido por Castello *et al.* (2021), os autores discorrem sobre a utilização de dados provenientes de dispositivos como Registrador Digital de Falta (DFR), PMU e monitores de QEE em um sistema de medição *wide-area* baseado em PMUs. O objetivo foi realizar a integração dos dados provenientes destes dispositivos, considerando suas características distintas, como modo de transmissão (*streaming*, para PMUs, e em lotes para DFR e medidores de QEE), taxa de resolução, e diferença nos formatos dos arquivos recebidos.

A solução utilizada por Castello *et al.* (2021) foi a partir da implementação dos recursos *open-source* da *Grid Protection Alliance* (GPA). As funcionalidades disponibilizadas pela implementação desses recursos permitiram a criação de um sistema de convergência e correlação de dados, conforme indicado na Figura 19. No fluxo superior da Figura 19, os dados das PMUs são recebidos pelo aplicativo openPDC, o qual realiza a associação

dos arquivos recebidos, via *streaming*, com base na estampa de tempo. O conjunto de dados agregados sob a mesma estampa de tempo é então direcionada para aplicação openHistorian, responsável por distribuir os dados para as aplicações que irão fazer uso dos mesmos, e para armazená-los em um banco de dados de armazenamento baseado em série temporal.

Já o tratamento dos dados provenientes de medidores de QEE e de DFRs, cujos registros são gerados a partir de mecanismos de disparo, são realizados pelo *software* openXDA. Este *software* além de fazer a correlação temporal dos arquivos no formato *Power Quality Data Interchange Format* (PQDIF) e no formato *Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems* (COMTRADE), também disponibiliza os dados em uma ferramenta de visualização, PQ-Dashboard, e envia-os para armazenamento em um banco de dados relacional. O processo é ilustrado no fluxo inferior da Figura 19.

Figura 19 – Protótipo da arquitetura de convergência de dados proveniente de dispositivos em WAMS, baseado em eventos e em série temporal.

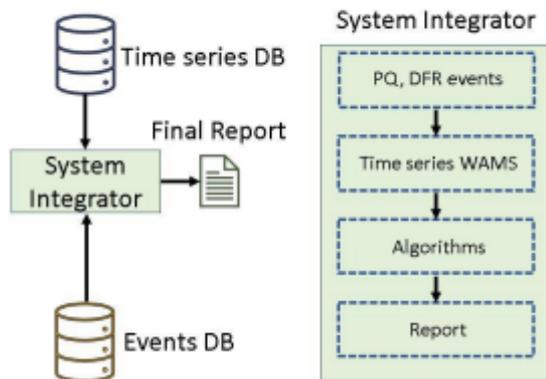


Fonte: Castello *et al.* (2021).

Por fim, a arquitetura também especifica um sistema integrador, cuja função é relacionar os registros do banco de dados dos eventos com aqueles do banco de dados baseado em série temporal, com a finalidade de disponibilizar os dados para aplicações de alto nível, por meio de relatórios. De acordo com Castello *et al.* (2021), os instantes inicial e final dos eventos registrados pelos medidores de QEE e pelos DFRs são utilizados para correlação com os dados do banco de dados temporal, oriundos das PMUs instaladas próximas à área monitorada pelos dispositivos que registraram os eventos. Durante esta varredura, alguns dados de sincrofasores antes do instante inicial e depois do instante final também são incluídos no processo. Deste modo, o banco de dados temporal fica à disposição para os algoritmos de correlação de eventos avaliar o impacto dos mesmos nos terminais de medição com PMUs instaladas. A Figura 20 ilustra o fluxograma do funcionamento do sistema integrador na arquitetura proposta por Castello *et al.* (2021).

Castello *et al.* (2021) realizaram a validação da arquitetura proposta, que ocorreu

Figura 20 – Sistema integrador da arquitetura de convergência de dados da Figura 19.



Fonte: Castello *et al.* (2021).

em três estágios. O primeiro, para validar o funcionamento dos fluxos propostos nas Figuras 19 e 20, antes da integração com os sistemas do operador do sistema de transmissão da Itália. As outras duas validações foram realizadas com dados reais, provenientes de afundamentos de tensão registrados em um único terminal. A capacidade de correlação do algoritmo foi avaliada inicialmente para a execução de uma varredura no banco de dados temporal, utilizando uma região geográfica restrita nas proximidades do terminal cujo evento foi registrado. O sistema retornou graficamente como resultados dados de sincrofases de dois terminais próximos, com diferentes taxas de resolução, sobrepostos aos dados do arquivo PQDIF referente ao evento em análise. Em um segundo evento, foi avaliada a capacidade de realizar a correlação com os dados de sincrofases do banco de dados temporal a nível sistêmico, a partir de arquivos provenientes de medidores de qualidade de energia (PQDIF) e de DFRs (COMTRADE).

Para Castello *et al.* (2021), esta arquitetura se faz necessária num contexto de *smart grids*, com diferentes formatos de dados e níveis de sincronização. A harmonização dos dados em uma única plataforma possibilita aumentar o conhecimento do estado da rede, e auxiliar processos de operação da mesma. Os autores também destacam que as informações deste tipo de integração podem ser utilizadas para análises futuras, como aquelas destinadas à localização da origem de afundamentos de tensão entre sistemas de alta e média tensão.

Faz necessário ressaltar que as ferramentas utilizadas no trabalho de Castello *et al.* (2021), como os aplicativos da GPA citados ao longo do texto são os mesmos utilizados atualmente no sistema MedFasee BT. Pontua-se também que este trabalho de conclusão de curso pode contribuir no contexto apresentado pelos autores, no que tange à aplicação do cenário de convergência de dados para análises relacionadas a fenômenos de variação de tensão de curta duração.

3 METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DOS INDICADORES DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Conforme indicado no item 1.2.1, o objetivo do trabalho é realizar uma análise da utilização de sincrofasores para a obtenção de indicadores de afundamentos de tensão. Para realizar esta análise, foram escolhidos os seguintes indicadores, para cada fase ou canal de medição disponível: instante inicial do evento; instante final do evento; duração do evento; e magnitude da tensão do evento.

O fluxo de trabalho consistiu na obtenção e seleção dos dados, processamento e geração dos indicadores. Este fluxo se refere a ambos os tipos de dados utilizados no trabalho: aos registros de oscilografia, no padrão COMTRADE, e aos dados de sincrofasores, em conformidade com o padrão definido pela IEEE std C37.118.1-2011.

Desta forma, o presente capítulo busca descrever o processo metodológico envolvido na elaboração do fluxo de trabalho e na análise dos resultados obtidos. Esse processo serviu de base para compreensão e implementação do cálculo dos indicadores de afundamentos de tensão. Os tópicos abordados consistem no detalhamento da base de dados disponível, bem como na descrição da utilização destes dados para teste e validação. São ainda abordadas questões relativas ao processamento de sinais das PMUs, tais como as especificações e classes destes equipamentos, especialmente no que tange a influência deste processamento nos indicadores obtidos por meio dos dados de sincrofasores.

3.1 OBTENÇÃO E DESCRIÇÃO DOS DADOS

Os dados utilizados neste trabalho foram obtidos a partir de registros de tensões trifásicas dos terminais de medição do SMSF projeto MedFasee BT. Tal sistema é constituído de equipamentos DFR com função de PMU, os quais enviam dados em fluxo de *stream* para os *Phasor Data Concentrators* (PDCs) instalados nos servidores do LabPlan, além de alimentar um PDC configurado em um servidor na infraestrutura de computação em nuvem da *Amazon Web Services* (AWS), conforme descrito por Mantelli *et al.* (2017). Na Figura 21 é possível visualizar a localização dos terminais do sistema MedFasee BT.

O conjunto de dados utilizados neste trabalho se referem a 137 arquivos de registros de afundamento de tensão entre os meses de Junho de 2020 e Março de 2021, em 20 terminais do MedFasee BT, localizados em todas as regiões geográficas do Brasil, conforme indicado por meio da Figura 22. Todos os terminais de medição cujos dados foram obtidos possuem configuração de taxa de amostragem de 15360 *Hz*, proporcionando uma resolução de 256 amostras por ciclo da frequência nominal de 60 *Hz*. Para cada evento registrado, houve a disponibilização de dois tipos de dados: os sincrofasores, calculados pelos módulos de PMU e disponibilizados nos PDCs; e os arquivos referentes às amostras das formas de onda da tensão durante os instantes do evento, no formato COMTRADE.

O acesso aos dados de sincrofasores foi realizado por meio da aplicação MedPlot

Figura 21 – Site do projeto MedFasee BT: Visão Geral do SMSF MedFasee BT e localização dos terminais de medição fasorial.



Fonte: <http://www.medfasee.ufsc.br>

Figura 22 – Terminais do SMSF MedFasee BT cujos eventos registrados foram utilizados no desenvolvimento deste trabalho.



Fonte: Adaptado de <http://www.medfasee.ufsc.br>.

Histórico, uma ferramenta de visualização e processamento para este tipo de dado, desenvolvida pelo LabPlan no contexto do projeto MedFasee. Esta aplicação permite o acesso aos bancos de dados onde os dados sincrofasoriais são armazenados. Para os arquivos

de dados COMTRADE, o acesso foi realizado a partir do servidor onde encontra-se a aplicação openXDA, responsável por gerenciar os arquivos recebidos dos terminais do MedFasee BT.

Além disto, a aplicação openXDA também é responsável por disponibilizar os arquivos recebidos dos terminais para um banco de dados Microsoft SQL Server. Este banco de dados é utilizado pelas outras aplicações da GPA, como openSEE e PQ-Dashboard. O openSEE é uma aplicação que permite a visualização e o processamento de dados para obtenção de informações como, por exemplo, valor RMS, análise espectral da tensão e corrente. Já o PQ-Dashboard permite a visualização e monitoração dos terminais gerenciados pelo openXDA.

No que tange às medições sincrofásorias, houve também a disponibilização de dados de sincrofasores provenientes do módulo de PMU da classe de proteção (P). O início da coleta destes dados para o presente trabalho iniciou em Setembro de 2020. Na Figura 22 é possível observar a localização dos quatro terminais com PMUs da classe P cujos dados foram utilizados para a realização deste trabalho.

3.2 PROCESSAMENTO DE SINAIS

Para realizar a caracterização e classificação adequada e coerente dos afundamentos de tensão, se faz necessário entender o processamento de sinais das PMUs e dos medidores de QEE tradicionalmente utilizados.

3.2.1 Medidores de Qualidade de Energia Elétrica

Conforme abordado no item 2.1.2, o acompanhamento da QEE é realizado por meio de indicadores de desempenho de QEE coletados durante campanhas de medição e estudos de VTCD perante as situações descritas por ONS (2021e), ONS (2021d) e ONS (2019). Entre os indicadores de desempenho de QEE listados em (ONS, 2021f) e avaliados nas situações descritas, encontram-se os indicadores de VTCD, cujo um dos tipos se refere aos afundamentos de tensão.

Ainda do item 2.1.2, os equipamentos de medição de QEE devem estar em conformidade com a classe A da norma IEC 61400-4-30 (ABNT, 2011), de acordo com ONS (2019). Neste sentido, destacam-se três processos importantes tratados na ABNT (2011) a serem desempenhados pelos equipamentos da classe A que realizarão as medições para obtenção dos indicadores de QEE. Todos se referem ao processamento dos sinais medidos, sendo eles a medição, detecção e avaliação.

Conforme estabelecido pelo item 5.4.1 da ABNT (2011), os equipamentos da classe A devem realizar a medição de um afundamento de tensão a partir da $V_{rms(\frac{1}{2})}$. Este valor é calculado utilizando uma janela com o número de amostras referentes a um ciclo, e é atualizado a cada meio ciclo. Ressalta-se que o início da janela deve coincidir com

o cruzamento por zero da frequência fundamental do sinal. Deste modo, para medições trifásicas, serão calculados valores de $V_{rms(\frac{1}{2})}$ em instantes de tempo diferentes, respeitando o cruzamento por zero da frequência fundamental do sinal de tensão de cada fase, e não adotando um sinal de tensão como referência para o cruzamento por zero. É conveniente notar também que este valor inclui componentes harmônicos e outros sinais que possam ser transmitidos sobre a tensão de alimentação

Em relação ao processo de detecção, a ABNT (2011) estabelece que o valor $V_{rms(\frac{1}{2})}$ mantenha seu valor dentro de limiar de valores. Este limiar é definido pela tensão de referência fixa, e pode ser dado em porcentagem da tensão nominal declarada, ou pela tensão de referência deslizante (V_{sr}), conforme abordado no item 2.2.2.1. Além disto, a mesma norma estabelece ainda:

Em sistemas polifásicos, o afundamento de tensão começa quando V_{rms} calculado em um ou mais canais fica abaixo do limiar de afundamento de tensão e termina quando V_{rms} em todos os canais de medição é igual ou superior ao limiar de afundamento de tensão, somado à tensão de histerese. O limiar de afundamento de tensão e a tensão de histerese são determinados pelo usuário em função da utilização (ABNT NBR IEC 61000-4-30, p. 18, 2011).

No geral, os limiares de afundamento de tensão encontram-se entre 85% a 90% da V_{sr} fixada para diagnósticos de problemas ou aplicações estatísticas, sendo a histerese em torno de 2% do valor da tensão nominal declarada (ABNT, 2011).

No que diz respeito à avaliação do afundamento de tensão, de acordo com ABNT (2011), esta consiste na caracterização do evento a partir de dois indicadores: tensão residual ou profundidade, e duração. A escolha entre representar a magnitude do evento pela tensão residual ou profundidade depende da tensão de referência utilizada. Caso a tensão de referência utilizada seja a fixa, igual à tensão declarada, a magnitude do evento será representada pela tensão residual, expressa em volts. Já quando V_{sr} for implementada, deve-se utilizar a profundidade, expressa em porcentagem da tensão de referência. A ABNT (2011) estabelece como deve ser calculada a tensão de referência deslizante, caso a mesma for implementada. O equacionamento é dado em (8).

$$V_{sr(n)} = 0,9967 \times V_{sr(n-1)} + 0,0033 \times V_{(12)rms} \quad (8)$$

Na utilização de V_{sr} , quando o processo de medição for iniciado, o valor inicial desta grandeza é ajustado para a tensão de entrada declarada. Durante a medição, a V_{sr} é atualizada a cada 12 ciclos, excluindo-se valores marcados, os quais representam valores não confiáveis que podem ter sido produzidos por algoritmos de medição de outros fenômenos, de acordo com ABNT (2011). Pela equação (8), a V_{sr} é atualizada a partir do valor prévio da tensão de referência, dado pelo termo $V_{sr(n-1)}$, e pelo valor de V_{rms} dos 12 ciclos mais recentes, representado pelo termo $V_{(12)rms}$.

3.2.2 Unidades de Medição Fasorial

As unidades de medição fasorial, ou PMUs, entregam como resultado do seu processamento, fasores calculados a partir do sinal analógico de entrada. Quando eles são calculados utilizando uma referência temporal absoluta e sincronizada no tempo, o ângulo do fasor obtido será relacionado a essa referência. Desta forma, é possível realizar o monitoramento de diversos pontos do sistema elétrico observando suas medições sob uma mesma base temporal. Este recurso faz com que as medições sincrofatorias sejam de interesse em aplicações em WAMS (PHADKE; KASZTENNY, 2009).

Como forma de garantir a interoperabilidade e a padronização destes equipamentos, os mesmos devem estar em conformidade com a norma IEEE Std C37.118 (IEEE, 2011), estabelecida pela IEEE inicialmente em 2005, com versão mais recente datada em 2018¹. A versão vigente possui ainda um adendo importante relativo ao processamento de sinais, lançado em 2014 (IEEE, 2014b).

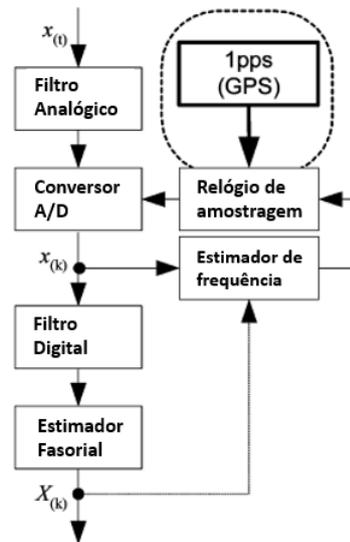
A norma IEEE Std C37.118 traz desde a definição matemática de fasores até aspectos relativos à medição dos sinais de interesse. É para o processo de medição e avaliação dos resultados gerados que os requisitos de tolerância e erro, como tempo de atraso e erro vetorial total (TVE), por exemplo, são estabelecidos. Esses requisitos são definidos com base na classe da PMU, cada qual possuindo sua faixa de valores toleráveis. Apesar da definição de duas classes de PMUs, a arquitetura básica para entendimento do processamento de sinais é a mesma para ambas (PHADKE; KASZTENNY, 2009).

A arquitetura de uma PMU, em uma abordagem generalista, é composta por dois tipos de processamento que são complementares: analógico e digital. O fluxo de trabalho com todos os processos básicos encontra-se ilustrado na Figura 23. A primeira parte do processamento é feita pela camada analógica, cuja principal atribuição é realizar a filtragem do sinal que será direcionada aos canais de medição da PMU para remover, neste nível, possíveis sinais interferentes no cálculo do fasor. Este procedimento é realizado a partir da implementação de filtros analógicos *anti-aliasing*. Em seguida, tem-se o processo de conversão analógico-digital do sinal filtrado, que gera amostras correspondentes ao sinal contínuo filtrado a partir da frequência de amostragem configurada pelo relógio de amostragem (PHADKE; KASZTENNY, 2009).

Na camada de processamento digital, o sinal amostrado é novamente filtrado por um filtro projetado e implementado digitalmente, e após o processo de filtragem, é realizado o processo de estimação fasorial. O fasor resultante será utilizado para realizar a estimação da medida de frequência. A frequência estimada pode ser usada para o cálculo dos próximos fasores ou para o período de amostragem, por exemplo. A Taxa de Variação da Frequência (RoCoF) é uma informação que também pode ser obtida pela estimação fasorial (PHADKE; KASZTENNY, 2009).

¹ IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchronphasor for power systems - Measurements.

Figura 23 – Diagrama de blocos da arquitetura genérica de uma PMU.



Fonte: Adaptado de Phadke e Kasztenny (2009).

Vale observar que a norma não impõe uma arquitetura de implementação única, mas sim os requisitos de desempenho que devem ser respeitados quando obtidos os valores de fasores calculados pela PMU, considerando um modelo de estimação sincrofasorial básico. Deste modo, há diversas formas relatadas na literatura para os processos comentados que podem ser implementados, desde que projetados de forma a atender os requisitos estabelecidos (IEEE, 2011).

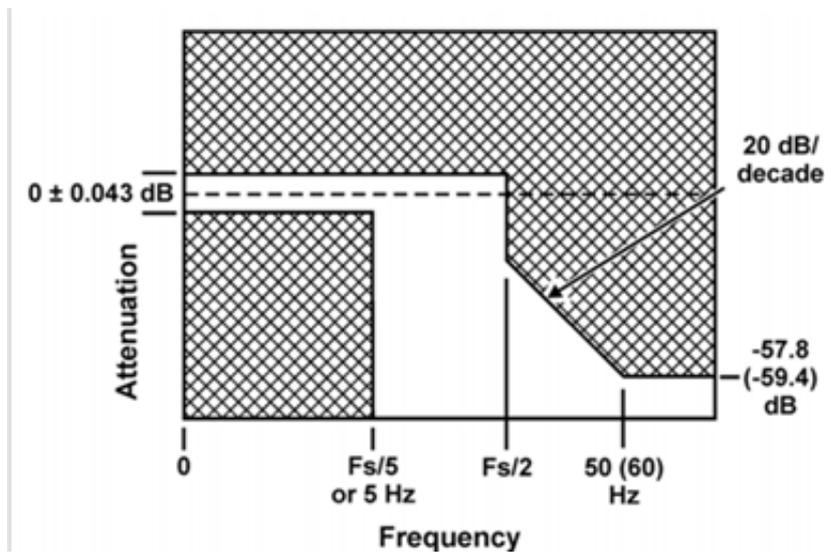
No que diz respeito ao processamento digital, a norma traz em seu anexo C modelos de referência para o projeto desta camada. Destacam-se os modelos fornecidos para o projeto do filtro digital, onde são fornecidas as respostas em frequência desejadas para dois tipos de filtro. A especificação destes dois tipos de filtro é realizada tendo em vista a aplicação da PMU, ou sua classe. PMUs da classe P, são voltadas para aplicações na área de proteção, cuja necessidade da velocidade de resposta rápida dos resultados gerados é um requisito essencial na aplicação, e uma menor rejeição de sinais fora da banda de frequência configurada pode ser tolerada, quando comparada à PMU da classe M. Já as PMUs da classe M são indicadas para aplicações em geral, e que toleram uma latência maior na taxa de envio das medidas, quando comparadas às PMU da classe P (IEEE/IEC, 2018), (IEEE, 2011).

Os dados utilizados neste trabalho foram obtidos de equipamentos cuja função de PMU implementa a estimação fasorial utilizando DFT e aplica os filtros sugeridos pela IEEE std C37.118-1 2011. Os aspectos relacionados a cada tipo de filtro serão avaliados em suas respectivas seções a seguir.

3.2.2.1 PMU M

O filtro digital implementado para que uma PMU com aplicações de medição esteja em conformidade com o que estabelece a norma IEEE std C37.118-1 2011, deve ter uma resposta em frequência que atenuie ao menos 20 dBs por década os sinais que estão acima da frequência de Nyquist, para uma dada taxa de reporte (F_s). A taxa de reporte de uma PMU é dada em *fps*. Os valores possíveis para a taxa de reporte encontram-se no gráfico da Figura 24. A Figura 24 ilustra a resposta em frequência esperada para um filtro digital de uma PMU da classe de Medição (M) (IEEE, 2011).

Figura 24 – Resposta em Frequência de Referência para a PMU da classe M.



Fonte: IEEE (2014b).

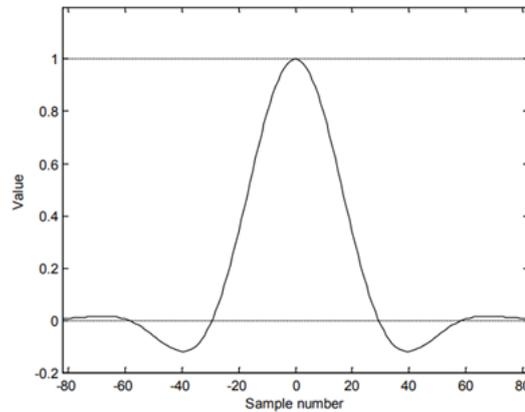
O mesmo item do anexo traz ainda especificações de um filtro digital Resposta ao Impulso Finita (FIR) em um exemplo aplicado e que satisfaz os requisitos de resposta em frequência descritas anteriormente. Os coeficientes do filtro utilizado são dados por $W(k)$, explicitado na equação (9).

$$W(k) = \left[\frac{\sin\left(2\pi \times \frac{2F_r}{F_{s\text{amp}}} \times k\right)}{2\pi \times \frac{2F_r}{F_{s\text{amp}}} \times k} \right] \times h(k), k = \left[\frac{-N}{2}, \frac{N}{2} \right] \quad (9)$$

Os termos F_r e $F_{s\text{amp}}$ da equação 9 se referem, respectivamente, à frequência do filtro e à frequência de amostragem da PMU. Já $h(k)$ é uma função de janelamento, e k é o índice que percorre o comprimento da janela do filtro, dado em função de N , o número de amostras por ciclo da frequência nominal. Para esse caso, IEEE (2011) considera que a função $h(k)$ é a função Hamming. A característica deste filtro, para o caso de exemplo abordado pela norma, é ilustrada na Figura 25, enquanto a magnitude da resposta em frequência do filtro é representada na Figura 26.

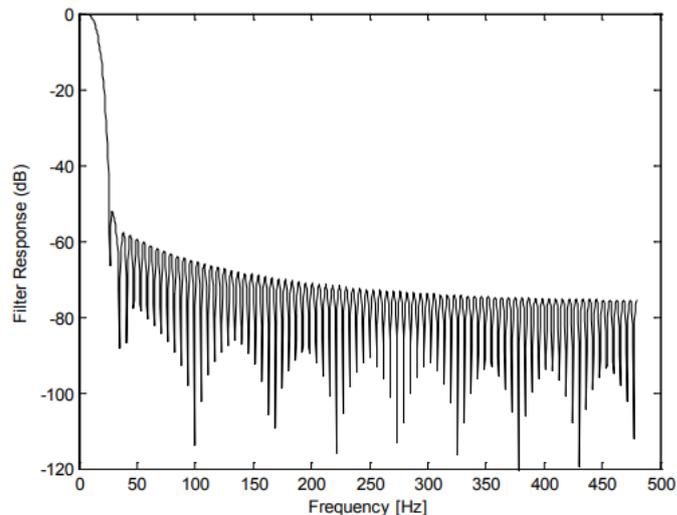
Observa-se que o projeto do filtro digital para a PMU do tipo M deve levar em conta a taxa de reporte (F_s) na delimitação da banda de interesse, conforme indicado na

Figura 25 – Características dos coeficientes do filtro da PMU da classe M de acordo com as amostras para o exemplo abordado no anexo C da norma IEEE std C37.118-1.



Fonte: IEEE (2014b).

Figura 26 – Magnitude da resposta em frequência do filtro da PMU da classe M utilizado no exemplo apresentado pela norma IEEE std C37.118-1.



Fonte: IEEE (2014b).

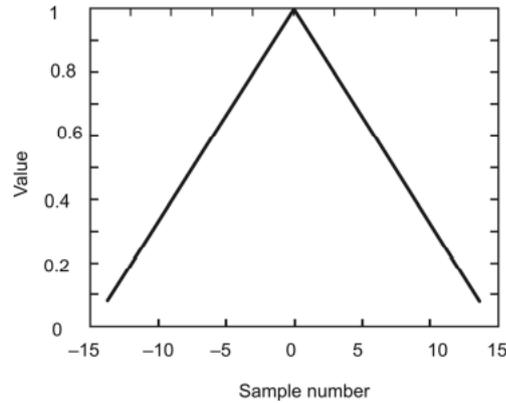
Figura 24. Há também a relação entre o comprimento da janela dos coeficientes do filtro com a resolução da conversão analógico-digital, explicitada a partir da variável N . Não há recomendação explícita quanto ao comprimento do filtro em IEEE (2011), IEEE (2014b) e IEEE/IEC (2018). Ressalta-se que é possível a implementação de outros filtros desde que os requisitos de erro e da resposta em frequência da Figura 24 sejam cumpridos.

3.2.2.2 PMU P

Para as PMUs do tipo P, o filtro digital deve ser projetado de forma a resultar no menor atraso possível. Novamente, um filtro FIR é sugerido como base, não havendo na norma requisitos específicos para a resposta em frequência como o caso anterior. O filtro

recomendado é um filtro cujo valor dos coeficientes apresenta característica triangular, conforme apresenta a Figura 27.

Figura 27 – Coeficientes para o filtro da PMU da classe P utilizado no exemplo pela norma IEEE std C37.118-1.



Fonte: IEEE (2011).

Os coeficientes do filtro são dados pela equação (10). De acordo com IEEE (2011), este filtro apresenta um bom desempenho em condições de frequência nominal em regime permanente.

$$W(k) = \left(1 - \frac{2}{N+2}|k|\right), k = \left[-\frac{N}{2}, \frac{N}{2}\right] \quad (10)$$

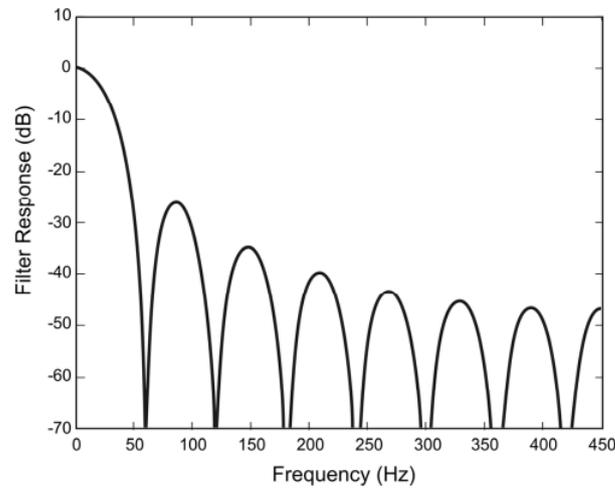
O filtro em questão apresenta sempre ordem N par, e conseqüentemente número de coeficientes ímpar. A ordem deste filtro é dada na equação (11), onde S é o número de amostras por ciclo da frequência nominal. A ordem do filtro determina o comprimento, em amostras, do mesmo.

$$N = 2 \times (S - 1) \quad (11)$$

Sob condições transitórias ou com valores de frequência diferentes da nominal, é necessário realizar compensação da magnitude do fasor filtrado resultante, pois as componentes de frequência que iriam ser atenuadas pelo filtro serão deslocadas, o que compromete o fasor estimado IEEE (2011). Este tipo de problema ocorre principalmente em estimações fasoriais realizadas a partir de DFT (ROSCOE; ABDULHADI; BURT, 2013). Na Figura 28 é ilustrada a magnitude da resposta em frequência do filtro triangular para o caso exemplo de (IEEE, 2011).

Nota-se que para a PMU da classe P, há um *trade-off* entre a adoção de uma arquitetura de filtro mais simplificada visando a redução de atrasos de processamento, e aspectos de desempenho perante condições de frequência não nominal. Como consequência direta, o filtro recomendado não possui dependência da taxa de reporte, e apresenta

Figura 28 – Magnitude da resposta em frequência do filtro da PMU da classe P para o caso exemplo apresentado na IEEE std C37.118-1.



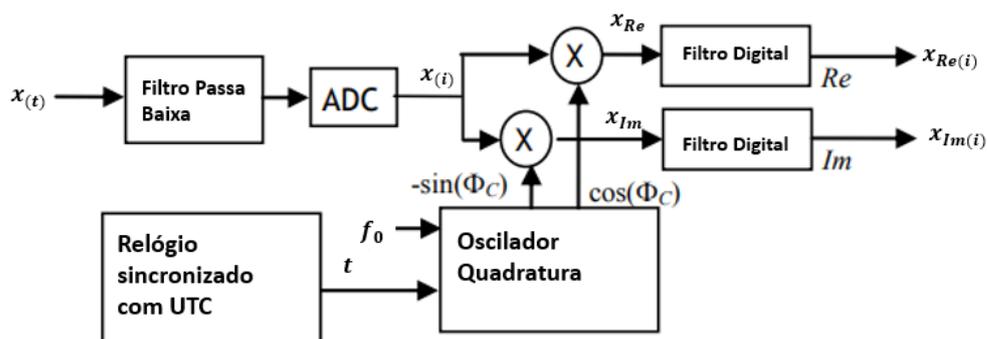
Fonte: IEEE (2011).

necessidade de compensação da magnitude para os casos onde os fasores estimados são oriundos de sinais com frequência não nominal.

3.2.2.3 Estimação Fasorial

A estimação fasorial em PMUs pode ser implementada a partir de técnicas de processamento de sinais, como DFT, redes neurais, filtro de Kalman e transformada Wavelet (PHADKE; THORP, 2008). A norma C37.118-1 considera como modelo de estimação fasorial base aquele ilustrado pelo diagrama de blocos da Figura 29, o qual implementa a DFT. O fasor gerado por este modelo é equacionado em (12) e em (13).

Figura 29 – Diagrama do modelo de estimação fasorial adotado no anexo C da IEEE std C37.118-1.



Fonte: Adaptado de Roscoe, Abdulhadi e Burt (2013).

$$X(i) = \frac{\sqrt{2}}{Ganho} \times \sum_{k=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} x_{(i+k)} \times W(k) \times \exp(-j(i+k)\Delta t\omega_0) \quad (12)$$

$$Ganho = \sum_{k=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} W(k) \quad (13)$$

Neste modelo de estimação fasorial, a frequência de amostragem da etapa de conversão analógico-digital é considerada fixa e sincronizada com o *Universal Time Coordinated* (UTC). É realizado, após a conversão, um processo de demodulação complexa representado pelo oscilador em quadratura configurado na frequência nominal do sistema, representado pelo termo $\exp(-j(i+k)\Delta t\omega_0)$, com Δt sendo o período de amostragem e ω_0 a frequência nominal do sistema em *rad/s*. Os índices i e k representam, respectivamente, o índice da amostra do sinal no instante de tempo $t = i\Delta t$, e o índice das amostras da janela de cálculo do filtro (IEEE, 2011).

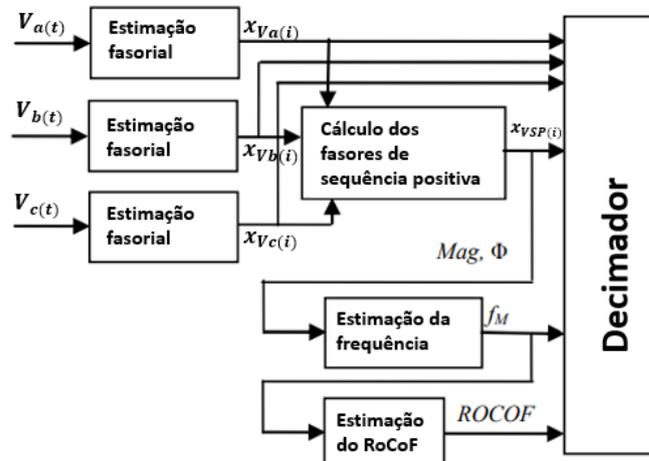
O sinal, no processo de demodulação, é decomposto em suas componentes real e imaginária, na frequência nominal. Em seguida, ambas as componentes passam pelo processo de filtragem digital. O termo $x_{(i+k)}$ representa a componente do sinal amostrado, real ou imaginária, após a demodulação, enquanto o termo $W(k)$ representa os coeficientes do filtro digital de ordem N (IEEE, 2011).

É importante observar que esse processo de estimação fasorial produz fasores das grandezas de corrente ou tensão de fase, pois não há nenhuma operação de transformação das grandezas para o domínio de sequência. Para a estimação dos fasores de tensão ou corrente de sequência, da frequência do sistema e do RoCoF, os valores da saída dos filtros digitais da Figura 29 devem ser canais de entrada para o bloco de processamento das grandezas de fase para grandeza de sequência. Este processo é ilustrado na Figura 30 (ROSCOE; ABDULHADI; BURT, 2013).

Conforme mencionado, além da obtenção dos fasores de tensão e corrente de sequência, há também a estimação da frequência e do RoCoF. A estimação de frequência é realizada a partir da derivada do ângulo, no tempo, do fasor de sequência positiva, enquanto o RoCoF é calculado a partir da derivada, no tempo, da frequência estimada. Na saída da PMU, as grandezas calculadas passam pelo processo de decimação para obtenção dos valores associados às taxas de reporte possíveis e configuradas (IEEE, 2011).

Tendo em vista as disposições da IEEE std C37.118-1 em relação ao processamento de sinais das PMUs, a arquitetura utilizada por diversos equipamentos disponíveis no mercado pode empregar diferentes técnicas de estimação fasorial e filtros digitais. Como forma de compreender e confirmar quais métodos e procedimentos foram adotados nos equipamentos cujos dados deste trabalho foram obtidos, foram realizadas simulações com uma PMU virtual no ambiente MATLAB.

Figura 30 – Modelo para estimação dos fasores de sequência, da frequência e do RoCoF.



Fonte: Adaptado de Roscoe, Abdulhadi e Burt (2013).

A PMU utilizada foi adaptada de Dotta *et al.* (2013) no âmbito do projeto SEP-PMU, para ter a possibilidade de gerar sinais para realização de testes em condições dinâmicas e de regime permanentes, as quais são estabelecidos no item 5 da IEEE std C37.118-1. Além disto, o simulador também permite a geração de fasores a partir de arquivos de oscilografia do tipo COMTRADE. O modelo desenvolvido possui filtros digitais de ambas as classes de PMUs, sendo configurada em uma taxa de amostragem de 15360 Hz , taxa de reporte de 60 fps e frequência nominal de 60 Hz .

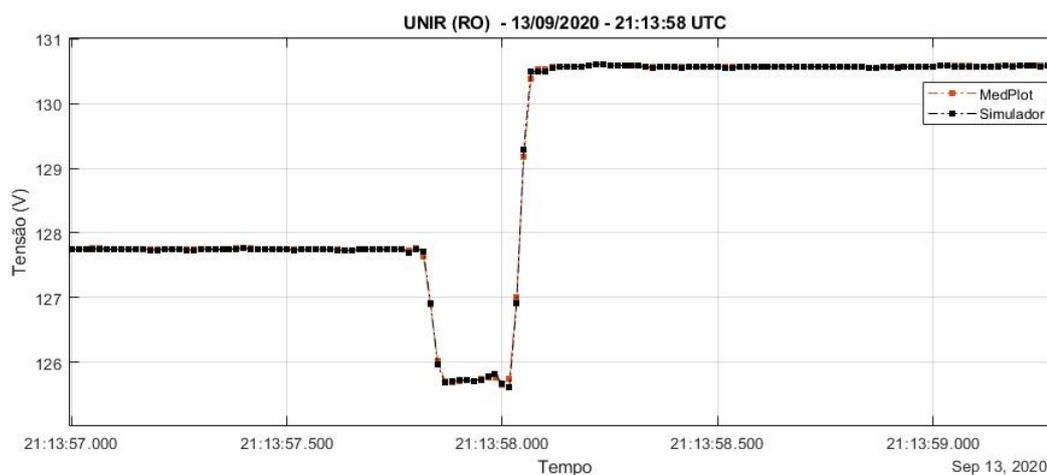
Os filtros digitais implementados para ambas as classes de PMUs seguiram o modelo base fornecido pela IEEE std C37.118-1. Para a PMU M, foi utilizado um filtro digital utilizando janela de Hamming, com comprimento, em amostras, de 10 ciclos. Do mesmo modo, para a PMU P, o filtro utilizado foi exatamente aquele correspondente ao sugerido pela norma e exemplificado acima, com comprimento, em amostras, de 2 ciclos.

O processo de estimação fasorial e de filtragem digital pode ocorrer simultaneamente, vide o equacionamento em (12). É nesta etapa que ocorre o posicionamento da estampa de tempo associada ao fasor que está sendo estimado. Este posicionamento depende também das características do filtro digital utilizado. Como IEEE (2011) aborda, na utilização de filtros digitais FIR, simétricos, de fase linear e com número de coeficientes ímpar, a alocação da estampa de tempo pode ser feita no meio da janela de estimação, considerando que as amostras que estão sendo processadas já foram devidamente tratadas com relação a atrasos referentes as etapas de processamento anteriores.

A fim de confirmar como o processamento de sinais dos equipamentos dos quais os dados deste trabalho foram obtidos, foi realizado um teste com o simulador, utilizando de dados reais. Este teste consistiu na utilização de um registro de oscilografia no formato COMTRADE, cujos sincrofasores correspondentes também estavam disponíveis a partir de consulta ao banco de dados realizada por meio do aplicativo MedPlot Histórico. A

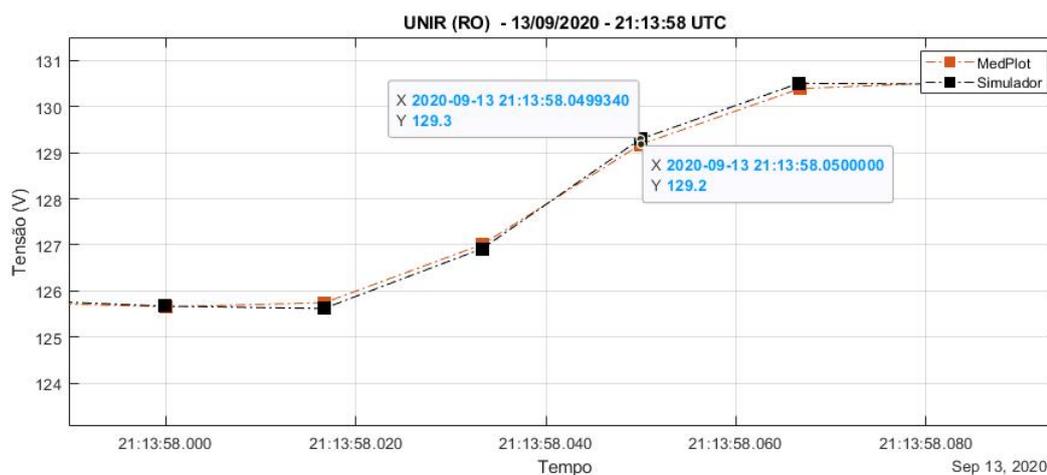
diferença entre os sincrofasores reais e simulados mostrou-se bastante reduzida, assumindo valores máximos da ordem de 0.36% para PMUs da classe M. Os gráficos das Figuras 31 e 32 referem-se aos dados obtidos pela PMU M relativos a um evento registrado pelo terminal da Universidade Federal de Rondônia (UNIR) na data de 13 de setembro de 2020.

Figura 31 – Gráfico ilustrativo dos sincrofasores reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe M, indicados na legenda por “Simulador”.



Fonte: Do Autor.

Figura 32 – Gráfico ampliado ilustrativo dos sincrofasores reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe M, indicados na legenda por “Simulador”.

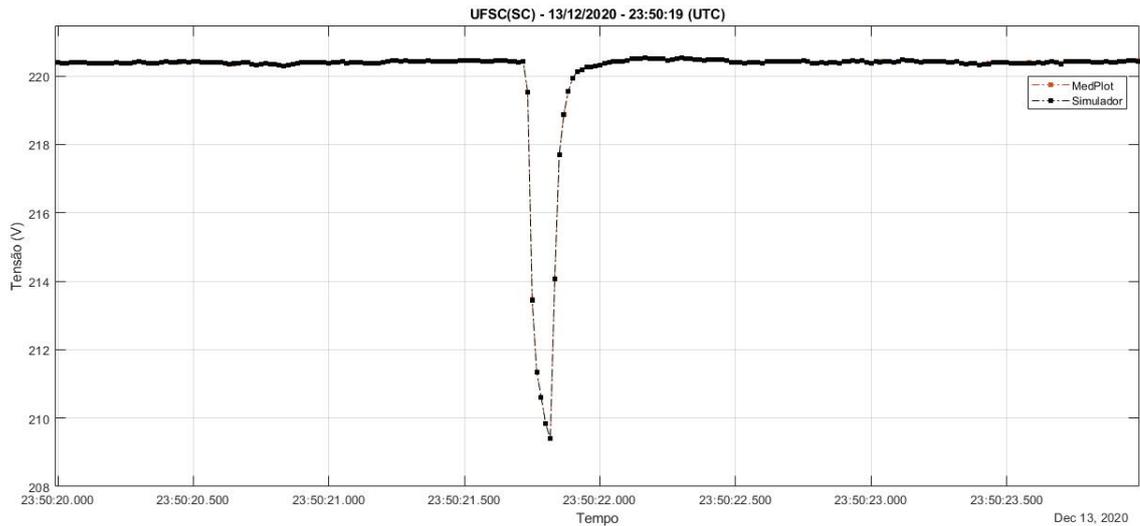


Fonte: Do Autor.

Já os gráficos das Figuras 33 e 34 se referem a registros obtidos pela PMU P, a partir do aplicativo MedPlot Histórico e do simulador. Este registro foi obtido do terminal da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) na data de 13 de dezembro de 2020.

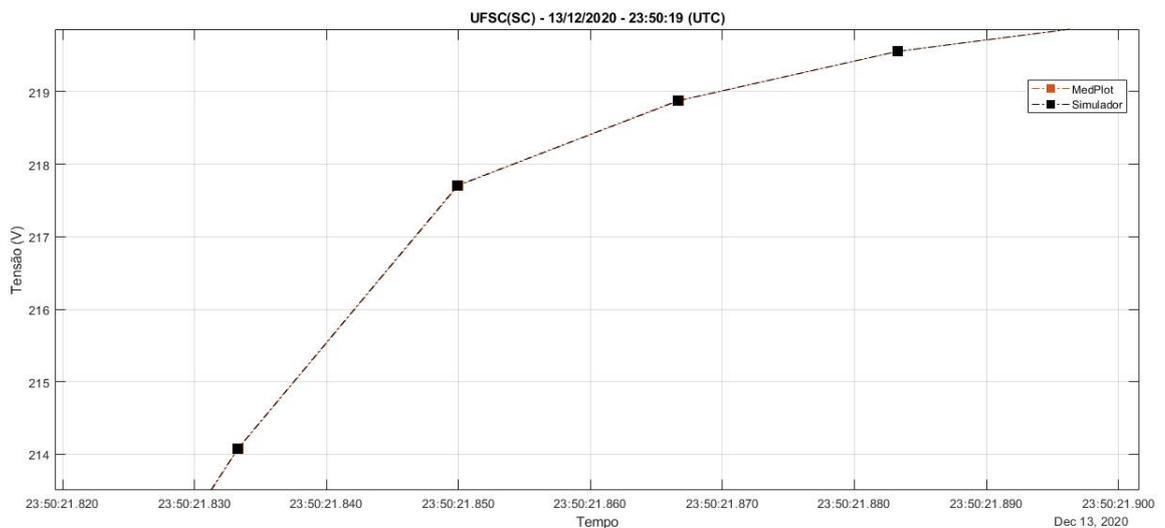
Nesta situação, não houve diferença entre o módulo da tensão dos fasores reais e simulados para PMUs da classe P. Para ambas as classes de PMU, a diferença máxima da estampa de tempo do fasor simulado para o fasor real foi na ordem de 0.00017%.

Figura 33 – Gráfico ilustrativo dos sincrofases reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe P, indicados na legenda por “Simulador”.



Fonte: Do Autor.

Figura 34 – Gráfico ampliado ilustrativo dos sincrofases reais, indicados na legenda por “MedPlot” e dos fasores gerados a partir do simulador de PMU classe P, indicados na legenda por “Simulador”.



Fonte: Do Autor.

3.3 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO E INDICADORES

A fim de realizar a análise comparativa entre os indicadores calculados por meio de medidas obtidas por equipamentos direcionados para medição de QEE, e os indicadores calculados a partir de medições de PMUs, buscou-se implementar as técnicas de processamento de sinais para o cálculo das características de duração e magnitude dos eventos, específicas para cada tipo de equipamento. Isso foi feito a partir de algoritmos, utilizando a linguagem de programação Python.

Para compreender o fluxo de trabalho, foram implementados três arquivos de código, sendo dois relacionados ao processamento dos arquivos de medições e cálculo dos indicadores, e um relativo à visualização dos resultados. No que tange aos arquivos de processamento, cada um é relativo a uma forma de detecção (tensão de referência deslizante e tensão de referência fixa), e por consequência, a um modo de quantificação da magnitude da tensão do evento de afundamento de tensão (tensão residual ou profundidade).

Conforme descrito anteriormente, para a ABNT (2011), a tensão de referência utilizada como base para os limiares de detecção dos eventos de afundamentos de tensão a partir de V_{rms} pode ser fixa ou deslizante. No geral, de acordo com ABNT (2011), a profundidade geralmente é requerida para distribuidores de energia e sistemas de alta tensão, enquanto a tensão residual geralmente é de maior utilidade para consumidores finais. Deste modo, buscou-se contemplar ambas as possibilidades de processamento durante o desenvolvimento do trabalho, o que resultou em um arquivo cujos limiares para detecção do afundamento de tensão foram dados em função da tensão de referência fixa, e outro em função da tensão de referência deslizante, a partir da implementação da equação 8.

Com relação ao processamento dos registros de oscilografia, o mesmo consistiu das seguintes etapas:

1. Importação do registro COMTRADE;
2. Conversão do formato COMTRADE para formato numérico;
3. Retenção dos valores referentes aos canais de tensão de fase e das estampas de tempo;
4. Extração da componente fundamental da tensão, para cada canal;
5. Identificação do cruzamento por zero da componente fundamental da tensão, para cada canal;
6. Cálculo de $V_{rms(\frac{1}{2})}$, utilizando como marcador da janela de cálculo o cruzamento em zero da componente fundamental da tensão. Cada canal corresponde a um sinal de tensão de uma fase, e portanto, o cruzamento em zero foi extraído e utilizado para o cálculo de $V_{rms(\frac{1}{2})}$ em cada canal;
7. Cálculo da tensão de referência deslizante V_{sr} , conforme a equação 8, para cada canal;
8. Detecção dos valores $V_{rms(\frac{1}{2})}$ abaixo do limiar relativo à V_{sr} ou V_r , para cada canal.
9. Cálculo dos indicadores de duração e profundidade do evento, com base nos valores identificados na etapa anterior, para cada canal;
10. Compilação dos resultados com as seguintes informações:
 - Terminal;
 - Fase;
 - Duração, em milissegundos;
 - Profundidade (em % de V_{sr});
 - Profundidade (em % de V_r);
 - Instante inicial;
 - Instante final;
 - Arquivo de origem (PMU M, PMU P ou Oscilografia);
 - Data do registro.

O procedimento de extração da componente fundamental da tensão, de cada canal, consistiu na aplicação da FFT em uma janela de um ciclo da frequência fundamental, no sinal de tensão de fase. Com os valores de magnitude das componentes de frequência deste sinal, foi calculada a densidade espectral de potência do sinal, e extraiu-se a componente fundamental como sendo aquela cujo valor da densidade fosse o maior. Com os valores de magnitude relacionados com a componente da frequência extraída, calculou-se a Transformada Inversa Rápida de Fourier (IFFT).

A componente fundamental da frequência do sinal de tensão foi utilizada para extrair os instantes de cruzamento por zero. Neste caso, a implementação realizada foi extrair os índices cujo cruzamento por zero ocorre. Estes índices foram utilizados para posicionar e movimentar a janela de cálculo do valor RMS sobre as amostras dos valores de tensão, bem como também foram utilizados para encontrar os instantes de tempo associados a esses cruzamentos. Esse procedimento foi realizado para cada valor de tensão de fase disponível, não sendo estabelecidas dependência dos valores entre as fases.

Salienta-se que, no caso do cálculo da tensão deslizante (V_{sr}), esta foi calculada implementando a equação (14), com o valor RMS de 12 ciclos calculado sem o posicionamento da janela de cálculo nos cruzamentos por zero da componente da frequência fundamental do sinal de tensão. Não há nenhuma orientação explícita na ABNT (2011) relacionada a implementar o procedimento de cálculo do valor RMS utilizando o cruzamento por zero na frequência fundamental para o cálculo de V_{sr} .

O processo de detecção dos eventos a partir do limiar dado em função de V_{sr} foi implementado realizando um processo de comparação condicional com a derivada numérica (δV). Esse valor é calculado como a diferença entre um par de valores consecutivos de $V_{rms(\frac{1}{2})}$ dividido pelo inverso da frequência de amostragem (T_s), conforme mostra a equação (8).

$$\delta V = \frac{V_{rms(\frac{1}{2})}(n+1) - V_{rms(\frac{1}{2})}(n)}{T_s} \quad (14)$$

Para a detecção do início do evento, a condição utilizada foi $\delta V \geq 0$ e que $V_{rms(\frac{1}{2})} \leq 90\%$ de V_{sr} . Já para a identificação do final do evento, a condição utilizada foi $\delta V \leq 0$ e $V_{rms(\frac{1}{2})} \leq 92\%$ de V_{sr} , considerando o valor de 92% o limiar de 90% de V_{sr} para detecção do início do evento, acrescido de 2% de histerese conforme sugerido por ABNT (2011).

Por fim, foram realizados os cálculos dos indicadores de magnitude e duração do evento. Para o arquivo cuja tensão de referência deslizante (V_{sr}) foi calculada de acordo com a equação (8), a magnitude foi dada como a profundidade. A mesma foi obtida através da diferença entre o valor de V_{sr} atual, no momento da detecção, e a tensão residual. O valor que expressa a diferença foi referenciada à V_{sr} utilizada no momento da detecção. Em relação ao arquivo onde a tensão de referência assumiu o valor declarado do terminal de medição (127 volts ou 220 volts), a magnitude do evento foi expressa como a tensão residual, no sistema *p.u.*, utilizando a tensão de referência declarada (V_r) como tensão de base.

No que se refere ao processamento dos sincrofasores, o mesmo foi realizado a partir das etapas a seguir:

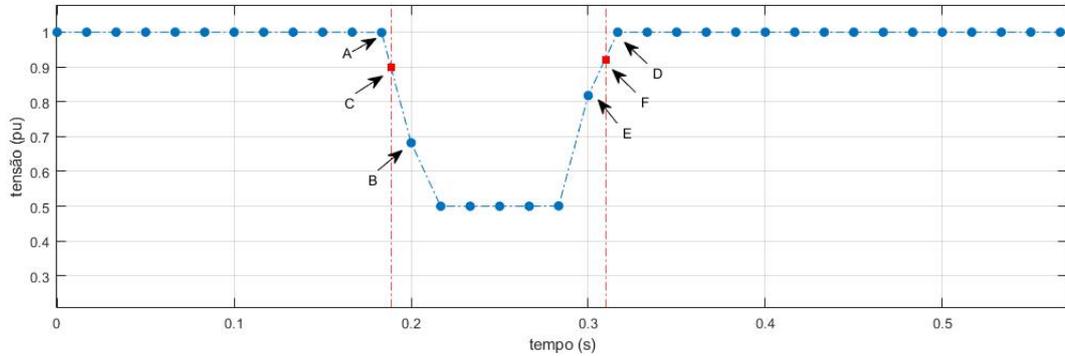
1. Importação das consultas;
2. Conversão das consultas para formato numérico;
3. Retenção dos valores referentes aos canais de tensão de fase e das estampas de tempo;
4. Cálculo da tensão de referência deslizante V_{sr} , para cada canal, para o cálculo do indicador de Profundidade.
5. Detecção dos valores dos módulos dos fasores de tensão abaixo do limiar relativo à V_{sr} ou V_r , para cada canal;
6. Cálculo dos indicadores de duração e magnitude do evento, com base nos valores identificados na etapa anterior, para cada canal;
7. Compilação dos resultados com as seguintes informações:
 - Terminal;
 - Fase;
 - Duração, em milissegundos;
 - Profundidade (em % de V_{sr});
 - Tensão Residual (em % de V_r);
 - Instante inicial;
 - Instante final;
 - Arquivo de origem (PMU M, PMU P ou Oscilografia);
 - Data do registro.

O processo de detecção dos eventos de afundamentos de tensão a partir de sincrofasores utilizou informações referentes ao módulo do fasor de tensão. Desta forma, foi realizada a implementação de uma comparação entre o módulo do fasor, e o limiar de 90% do valor da tensão de referência calculada. Para a detecção a partir da tensão de referência deslizante, foi utilizado a média dos módulos de tensão dos 12 fasores mais recentes, como forma de adaptação do termo $V_{12(rms)}$ equação (8). Para a detecção a partir da tensão de referência fixa, a mesma assumiu o valor da tensão de base declarada de cada terminal.

A obtenção do indicador de magnitude pelos dados de sincrofasores foi realizada por meio da obtenção da tensão residual, sendo a mesma referida à tensão de base no sistema *p.u.*. Para o cálculo do indicador de duração dos eventos, a fim de obter melhores estimativas dos instantes de tempo inicial e final, foi realizada uma interpolação entre os valores do módulo dos fasores em torno do limiar de detecção, com resolução de um fasor. A Figura 35 ilustra visualmente a operação implementada.

Conforme pode ser observado a partir da Figura 35, os fasores “B” e “E” indicam,

Figura 35 – Ilustração da interpolação realizada para identificar os instantes de tempo inicial e final dos eventos de afundamento de tensão, a partir do módulo dos sincrofasores de tensão.



Fonte: Do Autor.

respectivamente, o início e o fim do afundamento de tensão. Para o cálculo do instante inicial do evento, determina-se o instante de tempo onde a magnitude de um fasor medido seria de 0.9 p.u. , o limiar de detecção utilizado. Este valor é indicado pelo ponto “C”. Assim, o instante inicial do evento é dado como sendo o instante de tempo do fasor cuja magnitude seria 0.9 p.u. (t_C), conforme a equação (15):

$$t_C = \frac{V_A - 0.9}{V_B - V_A} \times \frac{1}{60} \quad (15)$$

onde V_A , V_B são, respectivamente, o módulo dos fasores “A” e “B” da Figura 35. O termo $\frac{1}{60}$ representa a diferença temporal entre os fasores “A” e “B”, estando relacionada com a resolução de obtenção dos dados sincrofasoriais.

O mesmo procedimento da equação 15 é aplicado para determinação do instante de tempo final, representado pelo instante de tempo associado ao fasor “F” na Figura 35. Contudo, o termo 0.9 da (15) é substituído pelo valor de 0.92 na equação (16), que se refere ao limiar de detecção de 0.9 p.u. adicionado da histerese de 2%. Neste caso, o instante final do evento seria dado pelo instante de tempo do fasor com magnitude de 0.92 pu (t_F), indicado por “F” no gráfico da Figura 35, com V_D e V_E sendo o módulo dos fasores representados pelos pontos “D” e “E”, respectivamente.

$$t_F = \frac{V_D - 0.92}{V_D - V_E} \times \frac{1}{60} \quad (16)$$

4 RESULTADOS

Este capítulo visa apresentar os resultados obtidos a partir da implementação da metodologia e dos algoritmos detalhados no capítulo 3. A análise comparativa é realizada entre os indicadores de magnitude, instantes inicial e final, e duração obtidos a partir dos dados de sincrofasores e de oscilografias, para os mesmos eventos.

4.1 EVENTOS SELECIONADOS

Dentro do conjunto de eventos descrito na seção 3.1, foram selecionados oito eventos de afundamentos de tensão, ocorridos entre o período de Setembro de 2020 a Março de 2021. Esses eventos foram registrados em duas ou três fases de cada terminal de medição do MedFasee BT. Os eventos selecionados foram registrados em oito terminais diferentes, distribuídos em todas as regiões do país.

Como resultado dos algoritmos descritos na seção 3.3, foram geradas três tabelas de resultados com base em afundamentos de tensão registrados nos terminais do MedFasee BT. Na Tabela 2, estão apresentados os indicadores de magnitude e duração, detalhados por fase, terminal e data, relativos a cada evento identificado. Cada linha relaciona os indicadores calculados para os registros de oscilografia e de sincrofasores, sendo “OSC” referente à oscilografia; “PMU M” referente aos sincrofasores gerados pelas PMUs da classe M; e “PMU P” referente aos sincrofasores gerados pelas PMUs da classe P.

Optou-se ainda por representar os instantes inicial e final relativos de cada evento identificado, a partir da diferença entre o valor do instante de tempo identificado por meio dos dados de sincrofasores em relação ao instante de tempo identificado por meio do valor RMS calculado utilizando os registros de oscilografia. Portanto, para os indicadores obtidos a partir de oscilografias, os valores dos instantes inicial e final relativos serão sempre nulos.

Ressalta-se que os indicadores de Profundidade e Tensão Residual na Tabela 2, se referem ao reporte dos indicadores de magnitude dos eventos relativos ao processo de detecção dos mesmos, calculados a partir dos registros de oscilografia e dos dados de sincrofasores. A Profundidade de um afundamento é utilizada no contexto onde a detecção é realizada a partir da tensão de referência deslizante (V_{sr}), enquanto a Tensão Residual é preferida, enquanto indicador, para representar a magnitude do evento quando a detecção do mesmo é realizada a partir da tensão de referência fixa (V_r).

4.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DE CAMPO

Analisando os resultados da Tabela 2, no que tange ao indicador de magnitude, nota-se que os resultados obtidos para a Profundidade, utilizando dados de sincrofasores das PMU das classes M e P, apresentaram a mesma ordem de diferença obtida também

Tabela 2 – Indicadores calculados relativos aos eventos de afundamento de tensão selecionados.

Origem	Profundidade (% (Vres - Vsr))	Tensão Residual (% Vr)	Duração (ms)	Instante Inicial Relativo (ms)	Instante Final Relativo (ms)	Fase	Data	Terminal		
OSC	57.41	42.65	150.65	0	0	A	15/09/2020 17:38:21	UFAM - Manaus/AM		
PMU M	57.22	42.78	174.23	-17.83	5.75					
PMU P	56.07	43.92	136.86	-16.98	-30.77					
OSC	26.71	73.39	66.08	0	0	C				
PMU M	22.83	77.03	85.60	-17.15	2.37					
PMU P	25.13	74.88	84.02	-17.82	0.12					
OSC	25.13	74.86	258.4	0	0	A	03/02/2021 15:26:06	UNIFAP - Macapá/AP		
PMU M	25.17	74.83	270.17	-10.67	1.09					
PMU P	24.98	75.01	269.80	-11.70	-0.29					
OSC	24.66	75.39	274.87	0	0	B				
PMU M	24.36	75.63	290.87	-16.14	-0.14					
PMU P	24.41	75.58	287.11	-17.46	-5.22					
OSC	23.79	76.28	258.46	0	0	C				
PMU M	24.02	76.03	274.06	-17.90	-2.3					
PMU P	23.75	76.29	271.75	-18.22	-4.93					
OSC	20.02	79.94	558.20	0	0	A	07/01/2021 21:26:25	Unicamp - Campinas/SP		
PMU M	20.35	79.58	577.12	-15.87	3.04					
PMU P	19.50	80.39	573.82	-15.58	0.03					
OSC	16.33	83.61	549.54	0	0	C				
PMU M	16.36	83.55	564.76	-17.10	-1.89					
PMU P	15.21	84.66	560.35	-16.19	-5.38					
OSC	14.35	85.65	41.86	0	0	A	06/01/2021 12:05:54	UFMG - Belo Horizonte/MG		
PMU M	14.27	85.72	50.50	-5.69	2.95					
OSC	24.98	75.04	58.40	0	0				C	
PMU M	25.41	74.61	79.36	-20.36	0.6					
OSC	21.01	78.94	58.20	0	0	A				28/09/2020 11:57:37
PMU M	20.61	77.99	73.85	-16.10	-0.44					
PMU P	20.67	79.28	69.98	-14.57	-2.79					
OSC	21.51	78.44	58.79	0	0	B				
PMU M	21.66	78.29	72.63	-10.11	3.67					
PMU P	21.29	78.66	70.97	-9.91	2.21					
OSC	26.77	73.26	216.67	0	0	A	01/03/2021 09:15:43	UFBA - Bahia/BA		
PMU M	27.21	72.78	236.76	-19.14	0.95					
OSC	10.98	89.03	200.26	0	0				C	
PMU M	11.24	88.77	211.65	-5.43	5.96					
OSC	21.68	78.31	167.19	0	0	A				12/03/2021 11:32:17
PMU M	21.65	78.31	167.02	-7.4	-7.57					
OSC	24.35	75.63	175.06	0	0		C			
PMU M	24.25	75.69	172.98	-8.59	-10.67					
OSC	14.67	85.26	100.13	0	0	A		07/01/2021 19:21:46	UnB - Brasília/DF	
PMU M	13.99	85.90	102.01	-4.03	-2.15					
OSC	13.56	86.40	91.80	0	0		B			
PMU M	13.36	86.57	93.54	-6.52	-4.78					
OSC	13.84	86.10	91.80	0	0	C				
PMU M	13.53	86.38	99.41	-5.99	1.63					

Fonte: do Autor.

em relação ao indicador de Tensão Residual, tendo como referência os valores obtidos com base nas oscilografias. Esse resultado pode ser melhor observado na Tabela 3, que apresenta a diferença entre a magnitude calculada a partir dos dados de sincrofasores das PMUs das classes M e P, e a magnitude calculada por meio dos valores RMS obtidos a partir das oscilografias.

No geral, observa-se pela Tabela 3 que as diferenças máximas entre o indicador de profundidade das PMUs das classes M e P, para Profundidade e Tensão Residual, foram menores, em módulo, que 4%. Ambos os indicadores foram calculados utilizando o método de detecção relacionado - tensão de referência deslizante e fixa. Para o cálculo da Profundidade a partir dos registros de oscilografia, o mesmo foi implementado utilizando

Tabela 3 – Diferenças entre os indicadores de magnitude calculados a partir de dados de sincrofasores e de oscilografias.

Diferença entre Profundidade (%)				Terminal	Diferença entre Tensão Residual (%)			
Origem	Fase A	Fase B	Fase C		Origem	Fase A	Fase B	Fase C
PMU M	-0.19	-	-3.88	UFAM	PMU M	0.13	-	3.64
PMU P	-1.34	-	-1.58		PMU P	1.27	-	1.49
PMU M	0.04	-0.3	0.23	UNIFAP	PMU M	-0.03	0.24	-0.25
PMU P	-0.15	-0.25	-0.04		PMU P	0.15	0.19	0.01
PMU M	0.33	-	0.03	Unicamp	PMU M	-0.36	-	-0.06
PMU P	-0.52	-	-1.12		PMU P	0.45	-	1.05
PMU M	-0.08	-	0.43	UFMG	PMU M	0.07	-	-0.43
PMU M	-0.4	0.15	-	UFSC	PMU M	-0.95	-0.15	-
PMU P	-0.34	-0.22	-		PMU P	0.87	0.22	-
PMU M	0.44	-	0.26	UFBA	PMU M	-0.47	-	-0.26
PMU M	-0.03	-	-0.1	UFPE	PMU M	0	-	0.06
PMU M	-0.68	-0.20	-0.31	UnB	PMU M	0.64	0.17	0.28

Fonte: do Autor.

a tensão de referência deslizante, de acordo com o que é preconizado pela ABNT (2011) e pela equação (8). Para o caso do cálculo da tensão de referência deslizante por meio dos dados de sincrofasores, recorda-se da seção 3.3, que foi utilizado uma média do módulo da tensão dos últimos 12 fasores no termo associado à $V_{(12)rms}$ da equação (8).

No caso da Profundidade, diferenças positivas da Tabela 3 indicam que o valor da profundidade calculado do afundamento, pelos dados de sincrofasores, foi maior do que o calculado por meio dos registros de oscilografia. Isso significa que os sincrofasores observaram o evento com maior severidade do que os registros de oscilografia. Para o caso da Tensão Residual, uma diferença positiva indica que a tensão residual calculada, pelos sincrofasores, foi maior, o que indica uma percepção de menor severidade do mesmo evento quando visto por esse tipo de dado. De modo complementar, as diferenças negativas para a Profundidade indicam que os dados de sincrofasores refletem uma maior severidade para um mesmo evento, quando comparados aos indicadores calculados pelas oscilografias. No caso da Tensão Residual, a diferença negativa indica que o sincrofasor reflete o evento, a partir de seu indicador, com maior severidade.

Nota-se também dos eventos relacionados na Tabela 3, que cerca de 67% dos indicadores calculados para Profundidade e Tensão Residual, a partir dos dados obtidos por PMUs da classe P obtiveram diferença inferior, em módulo, a 1%. Para os indicadores calculados a partir dos sincrofasores das PMUs da classe M, esse valor foi de 94%.

Em relação aos instantes inicial e final relativos, observa-se a predominância de valores negativos. Isto significa que as PMUs, pelo método de cálculo, identificaram os instantes inicial e final como anteriores àqueles obtidos por meio do método de detecção utilizando o valor RMS, relativo às oscilografias. Em especial, para o instante inicial, observa-se um adiantamento máximo de 20 *ms*. Já para o instante final, as diferenças são numericamente menores do que as obtidas nos instantes iniciais. A única exceção é

o evento registrado na fase A do terminal da UFAM pela Tabela 2, registrando o maior valor.

No que tange à duração, observa-se pela Tabela 2 que diferenças mais explícitas se situam na ordem de um ciclo da frequência fundamental, com valores máximos próximos a 20 *ms*. Na Tabela 4 estão relacionadas as diferenças entre os indicadores de duração calculados por meio de PMUs e oscilografias, expressa em *p.u.* de ciclo.

Tabela 4 – Diferenças entre os indicadores de duração calculados a partir de dados de sincrofasores e de oscilografias.

Diferença entre duração (ciclo)				Terminal
Origem	Fase A	Fase B	Fase C	
PMU M	1.41	-	1.17	UFAM
PMU P	-0.83	-	1.08	
PMU M	0.71	0.96	0.94	UNIFAP
PMU P	0.68	0.73	0.80	
PMU M	1.14	-	0.91	Unicamp
PMU P	0.94	-	0.65	
PMU M	0.52	-	1.26	UFMG
PMU M	0.94	0.83	-	UFSC
PMU P	0.71	0.73	-	
PMU M	1.21	-	0.68	UFBA
PMU M	-0.01	-	-0.12	UFPE
PMU M	0.11	0.10	0.46	UnB

Fonte: do Autor.

Por meio da Tabela 4 é possível observar que cerca de 72% dos indicadores de duração calculados por meio de dados de sincrofasores das PMUs da classe M obtiveram diferenças inferiores à 1 ciclo, em relação ao indicador de duração calculado pelos registros de oscilografia. Para as PMUs da classe P, 89% dos indicadores obtiveram diferenças inferiores à 1 ciclo.

Nota-se ainda, que a diferença máxima entre as durações para PMUs da classe M foi de 1.41 ciclos, na fase A no terminal UFAM. Enquanto a diferença máxima para as PMUs da classe P foi de 1.08 ciclos, na fase C do terminal UFAM. Salienta-se ainda, que as diferenças entre o indicador de duração obtido por meio de sincrofasores e oscilografias é, majoritariamente positiva. No geral, observa-se que mesmo para os eventos que identificaram os instantes inicial e final com diferenças relativas entre um e dois ciclos da frequência fundamental, observa-se que a duração dos eventos apresentou, no máximo, uma diferença relativa menor que 1.5 ciclos.

4.3 INVESTIGAÇÕES ADICIONAIS COM BASE EM PMU SIMULADA

O objetivo desta seção é investigar as potenciais causas das diferenças dos indicadores calculados para os eventos de campo apresentados na seção anterior. Busca-se, por meio deste, obter melhor compreensão dos fenômenos envolvidos nessas diferenças, sobretudo da influência do processamento de sinais envolvido nos cálculos e medições, a fim de proporcionar possíveis contribuições a cerca de compensações e correções nos valores obtidos.

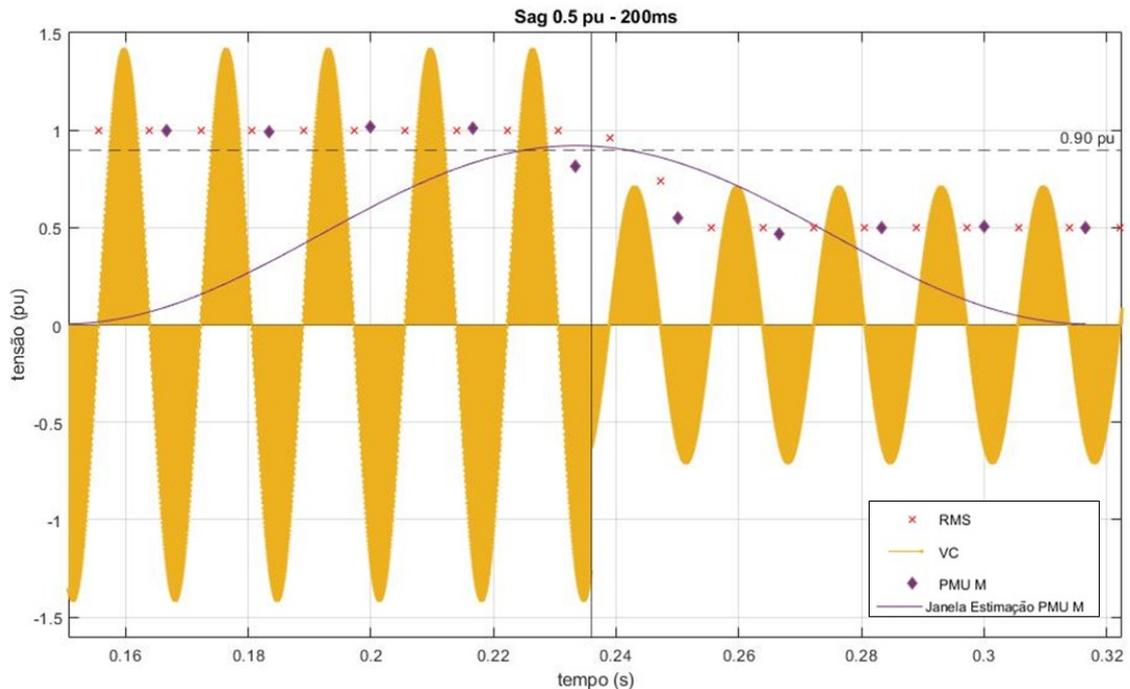
As constatações apresentadas na seção anterior também foram verificadas a partir de testes realizados com um simulador de PMU, o qual foi adaptado de Dotta *et al.* (2013), em código implementado no *software* MATLAB, no âmbito do projeto SEP-PMU. Nesses testes, foram comparadas medidas de sincrofasores obtidas pelo simulador a partir de um sinal de entrada senoidal, com afundamento de tensão cuja magnitude foi de $0.5 p.u.$, duração de $200 ms$, aplicado no instante $t = 0.236 s$. Os gráficos da Figura 36 e da Figura 37 representam um trecho selecionado da comparação entre a forma de onda, com frequência fundamental de $60 Hz$, referida por “VC”; os valores RMS referentes à forma de onda, representados por “RMS”; e as medidas dos sincrofasores de cada classe, representados por “PMU M” na Figura 36 e “PMU P” na Figura 37. Também é representada, na linha vertical, o instante inicial da aplicação do afundamento de tensão. Na linha horizontal pontilhada, é representado o limiar de $0.9 p.u.$, utilizado como limiar de detecção neste exemplo.

Além disto, buscou-se representar, de forma ilustrativa, as janelas de estimação dos fasores de ambas as classes de PMUs utilizadas pelo simulador. Na Figura 36, está representada a janela de estimação utilizada pela PMU da classe M. Recorda-se do capítulo 3 que o processo de estimação pode ser visto como uma operação de multiplicação da técnica de estimação dos fasores, neste caso a DFT, com o filtro digital da classe em questão, como dado pela equação 12. Nesta situação, a janela de estimação tem comprimento de 10 ciclos da frequência do sistema, que por hipótese é igual à frequência fundamental. Da mesma forma, na Figura 37 está representada a janela de estimação dos fasores da PMU da classe P, com comprimento de dois ciclos e formato triangular.

No que diz respeito à magnitude reportada pelo módulo dos fasores em relação ao valor RMS, observa-se que, idealmente, para a PMU da classe M este valor seria levemente menor do que o valor atingido pelo sinal durante o afundamento de tensão. Isto pode ser visto discretamente pelo primeiro fasor posterior ao início do evento no gráfico da Figura 36, e também é válido para a recuperação da grandeza ao final do evento. Da mesma forma, observa-se que os fasores entre os instantes de tempo $0.20 s$ e $0.22 s$ começam a reproduzir no seu valor de módulo a influência do evento, a partir de uma ligeira elevação do módulo em relação ao valor esperado, de $1 p.u.$

Outra hipótese para estas diferenças é a presença dos fenômenos de *undershoot* e *overshoot*, os quais há chance de ocorrência durante o processamento realizado pelas

Figura 36 – Gráfico comparativo do valor RMS, do módulo do sincrofasor obtido pela PMU da classe M, indicando o trecho da forma de onda na presença do afundamento e a janela de estimação dos fasores da PMU da classe M.

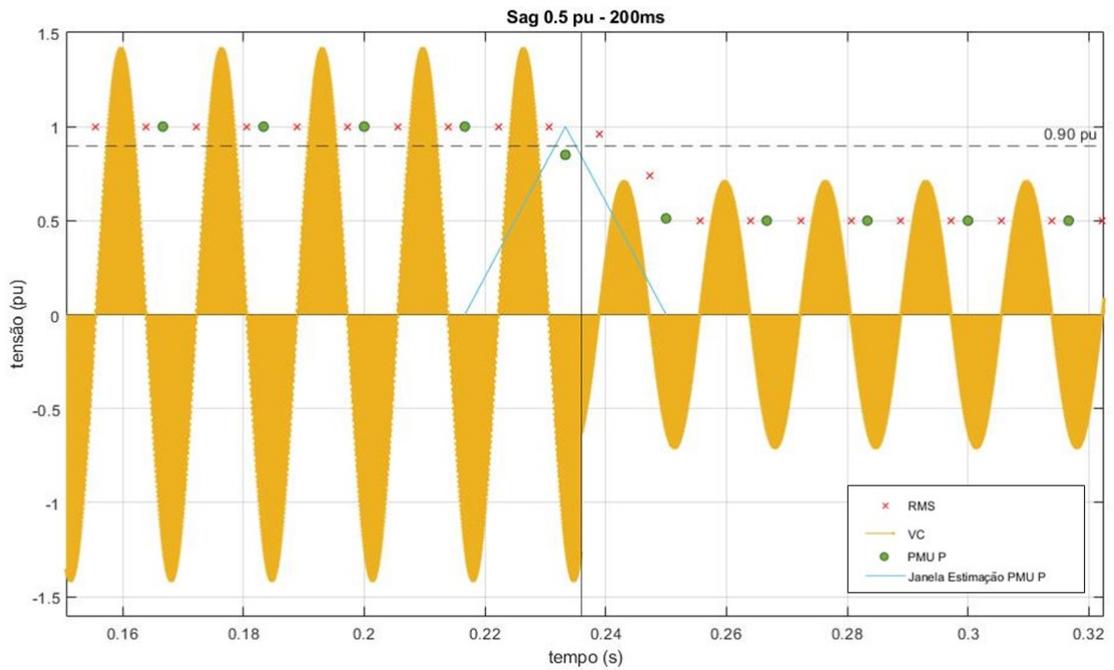


Fonte: do Autor.

PMUs, quando o sinal de entrada é submetido a um degrau nas grandezas de módulo ou ângulo (IEEE/IEC, 2018). Esses fenômenos são ilustrados nas Figuras 38 e 39. No caso de afundamentos de tensão e no escopo deste trabalho, verifica-se que o módulo da tensão do sincrofasor reflete ambos os tipos de fenômenos, com a influência do *overshoot* no módulo da tensão das medidas reportadas cerca de dois ciclos antes do instante de aplicação do evento. Além disso, ambos os fenômenos são mais explícitos nos sincrofasores reportados pela PMU da classe M. Contudo, conforme Neujahr *et al.* (2013) as PMUs utilizadas neste trabalho possuem valores de *overshoot* menores do que 1%. Mesmo assim, tal hipótese pode ser considerada para equipamentos que venham a apresentar valores de *overshoot/undershoot* maiores, mas dentro do limite estabelecido por IEEE/IEC (2018).

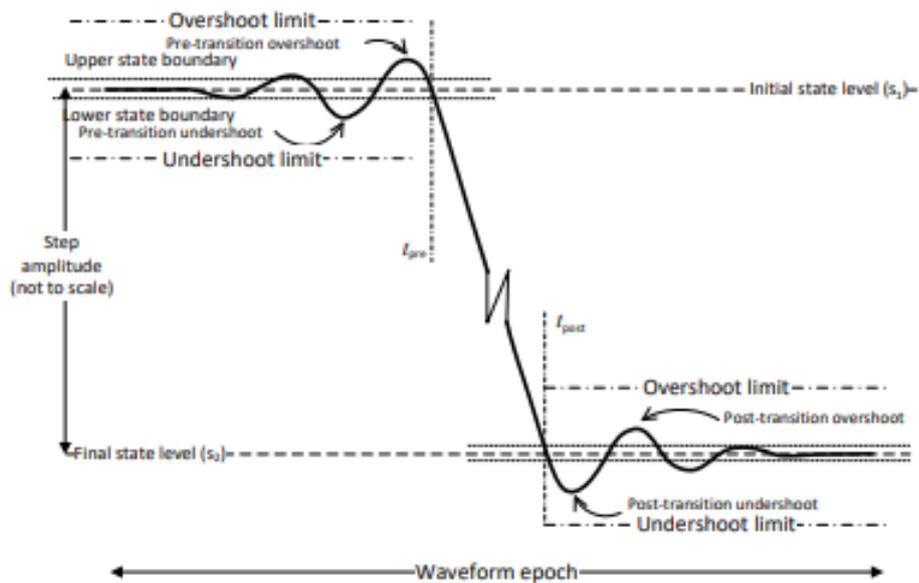
No que tange às diferenças entre os instantes inicial e final, e às durações, estas podem ser explicadas a partir do posicionamento da etiqueta de tempo na janela de estimação dos fasores, e do processo de decimação realizado ao final do fluxo de trabalho das PMUs. De acordo com as versões mais recentes das normas que definem os requisitos de medição e infraestrutura de sistemas de medição sincronizada de fasores, o posicionamento da etiqueta de tempo de uma medida fasorial calculada é localizada no centro da janela de estimação, para os filtros digitais simétricos, que é o caso dos filtros das classes de PMUs utilizadas neste trabalho (MONTI; ROSCOE; SADU, 2016). A Figura 40 ilustra

Figura 37 – Gráfico comparativo do valor RMS, do módulo do sincrofasor obtido pela PMU classe P, indicando o trecho da forma de onda na presença do afundamento e a janela de estimação dos fasores da PMU da classe P.



Fonte: do Autor.

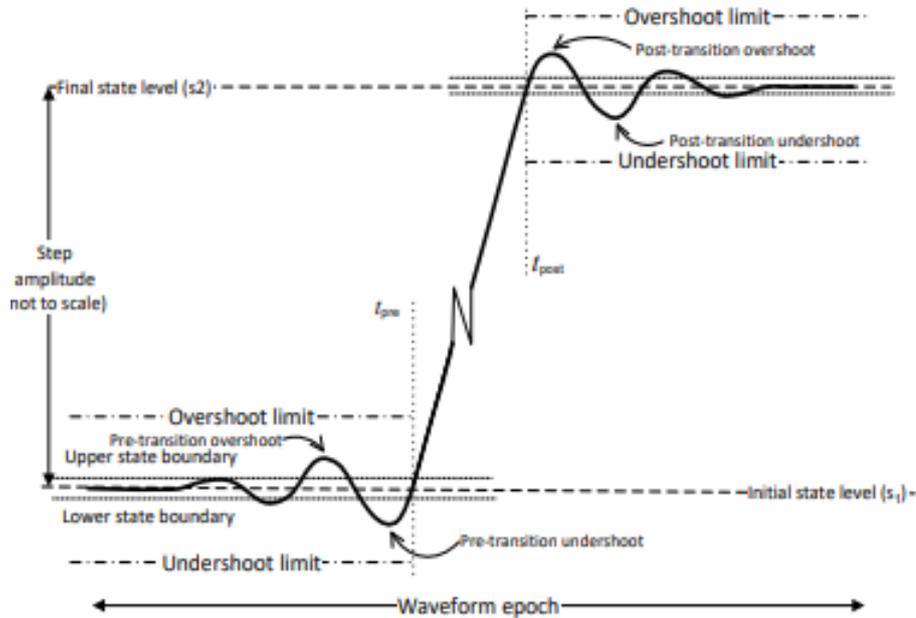
Figura 38 – *Overshoot* e *undershoot* durante a ocorrência de um degrau negativo em um sinal.



Fonte: (IEEE/IEC, 2018)

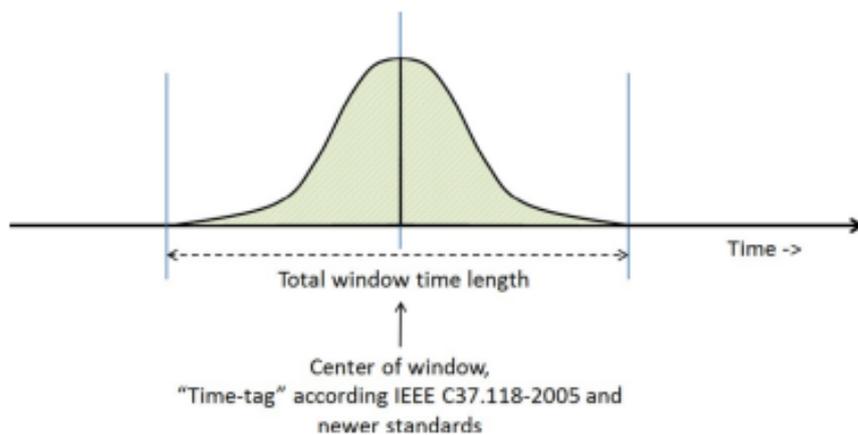
esta situação.

Figura 39 – *Overshoot* e *undershoot* durante a ocorrência de um degrau positivo em um sinal.



Fonte: (IEEE/IEC, 2018)

Figura 40 – Posicionamento da etiqueta de tempo na janela de estimação dos fasores para filtros digitais simétricos.

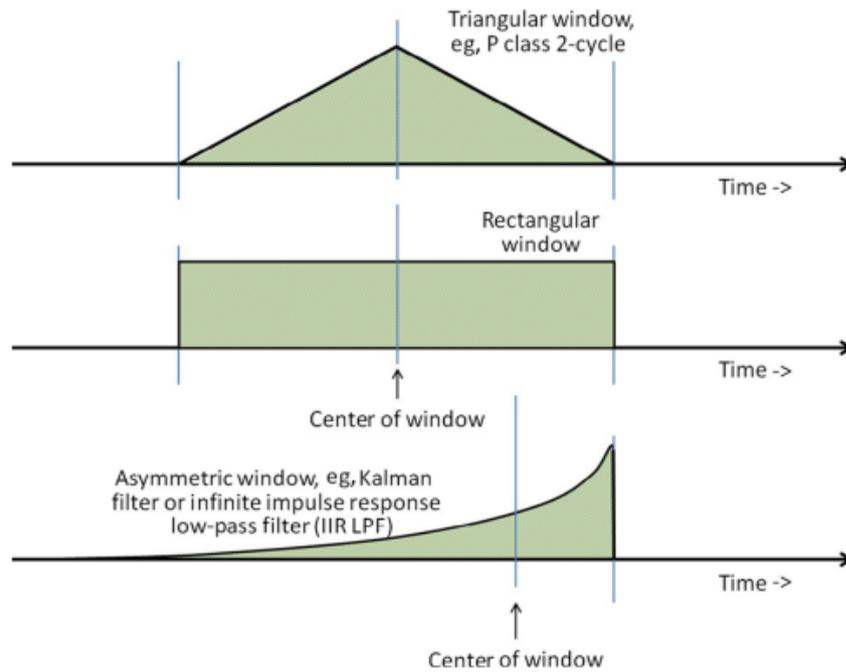


Fonte: (MONTI; ROSCOE; SADU, 2016)

Ressalta-se que na utilização de outros tipos de filtros, que não sejam simétricos, a estampa de tempo pode ser localizada em diferentes posições, como ilustrado na Figura 41.

Deve-se considerar ainda que, caso não houvesse restrições relativas ao canal de comunicação, seria possível a obtenção de maiores taxas de reporte de fasores. Em teoria, as janelas de estimação fasorial deslizariam amostra a amostra, o que produz um fasor referente a cada amostra da forma de onda. Como há limitações nesta questão, o processo

Figura 41 – Posicionamento da etiqueta de tempo na janela de estimação dos fasores para outros tipos de filtro digital.



Fonte: (MONTI; ROSCOE; SADU, 2016)

de decimação no final do fluxo de trabalho das PMUs realiza a redução da taxa de reporte para múltiplos menores da frequência nominal, atualmente com taxas de até 120 *fps*, para sistemas 60 *Hz*, e 100 *fps* para sistemas 50 *Hz* (IEEE/IEC, 2018).

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada uma visão geral sobre o processo de qualidade de energia elétrica direcionada para o monitoramento contínuo dos fenômenos de interesse da indústria de energia elétrica. Ademais, buscou-se retratar aspectos do panorama internacional no contexto de medição de qualidade de energia, sobretudo da monitoração de afundamentos de tensão. Foram abordados também os conceitos referentes à natureza dos afundamentos de tensão, suas causas, tipos e características. Buscou-se trazer alguns dos trabalhos relevantes no âmbito da utilização de PMUs para monitoração de afundamentos de tensão. Além disto, observou-se que atualmente não está bem estabelecido um monitoramento contínuo para VTCDs, da mesma forma como está para flutuações e distorções harmônicas de tensão, por exemplo.

Em termos de desenvolvimento metodológico, buscou-se compreender o processamento de sinais envolvido nos métodos atuais de detecção e caracterização de VTCDs, que são atualmente implementados pelos medidores de qualidade de energia. Foi dada ênfase para a técnica de detecção e identificação pelo valor RMS. Realizou-se também um procedimento similar, no que tange à compreensão do processamento de sinais, com o fluxo de trabalho das PMUs. Essas etapas foram realizadas com o objetivo de apoiar as implementações realizadas para o cálculo dos indicadores.

Para este trabalho, foram utilizados dados de campo de eventos de afundamentos de tensão registrados no MedFasee BT, que possui atualmente uma plataforma que possibilita a obtenção de várias classes de dados, proveniente de dispositivos inteligentes com funções distintas de monitoração da rede elétrica. Os registros utilizados foram as oscilografias no formato COMTRADE e os dados de sincrofasores, no padrão IEEE std. C37.118. O objetivo, com posse dos dois tipos de arquivos de dados referentes a um mesmo evento, foi reproduzir o mais próximo possível o processo de cálculo de indicadores de afundamentos de tensão atualmente realizado pelos equipamentos utilizados para medição de qualidade de energia elétrica, fazendo o uso de registros de formas de onda das grandezas tensão e corrente.

A fim de analisar a utilização dos dados de sincrofasores para a obtenção de indicadores de VTCDs, em especial de afundamentos de tensão, foram gerados os indicadores dos eventos relacionados, tanto a partir de oscilografias quanto por dados de sincrofasores de PMUs M e P, para oito eventos detectados nos terminais de baixa tensão, com visão geral do SIN, no período de Setembro de 2020 a Março de 2021, localizados nas cinco regiões do país. Os indicadores calculados por oscilografias serviram como referência para comparação e análise dos indicadores calculados a partir de dados de sincrofasores.

Observou-se que os indicadores calculados a partir de dados de sincrofasores apresentam influência do projeto dos filtros das classes de PMUs em relação aqueles calculados pelas oscilografias. Uma das possíveis relações da diferença entre os valores de magnitude

obtidos entre os dois tipos de dados são os fenômenos de *undershoot* e *overshoot*, que ocorrem quando um sinal é submetido a um degrau. A outra relação sugerida pode ser estabelecida ao posicionamento da estampa de tempo na janela de estimação dos fasores, sobretudo para as PMUs da classe M.

Ressalta-se também que o indicador de duração dos eventos apresentou valores próximo, com diferenças de inferiores a 1.5 ciclos. Além disto, tanto para o indicador de Tensão Residual, quando para a Profundidade, as diferenças constatadas, em módulo, foram inferiores a 4% no caso das PMUs da classe M, e inferiores a 1.6% no caso de PMUs da classe P.

Destaca-se que a metodologia aplicada para os eventos de afundamentos momentâneos de tensão pode ser estendida para a geração de indicadores de elevações momentâneas de tensão, uma vez que os métodos de medição descritos por ABNT (2011), para afundamentos de tensão, são similares para este tipo de VTCD. Ademais, salienta-se que os indicadores foram obtidos a partir de registros de terminais cujos pontos de medição estão localizados na baixa tensão. Isso os fazem mais suscetíveis a interferências oriundas de carga e conexões de transformadores, por exemplo. Além disto, é esperado que a distorção harmônica total superior nestas situações seja em torno de 3% em alguns terminais.

Por fim, os resultados obtidos demonstram a possibilidade de aplicação de sincrofasores para a geração de indicadores de VTCDs, sobretudo num contexto de ampla expansão e presença da infraestrutura dos no SIN, e adoção de tecnologias de medição fasorial nos sistemas de transmissão e distribuição. Uma das possíveis contribuições desta estratégia seria no contexto da operação do SIN, pois tal infraestrutura, uma vez disponível, habilitada e em conformidade com o submódulo 2.13 dos Procedimentos de Rede do ONS, possibilita a monitoração contínua dos indicadores de desempenho de tensão, obtidos a partir de medições sincronizadas em uma referência temporal, dentre eles os relacionados a VTCDs, em inúmeros barramentos da Rede Básica, e em sinergia com que é preconizado no submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Sugere-se, para trabalhos futuros, a investigação da utilização do ângulo dos sincrofasores para a detecção de eventos de afundamentos de tensão. Observa-se um grande interesse em utilizar esta grandeza como variável de observação e caracterização de VTCD, apesar do processo de análise a partir dos medidores tradicionais não ser trivial de implementar (BOLLEN, 2000). Além disto, outra possível exploração seria relativa a identificação e formulação das diferenças temporais e de magnitude entre os indicadores calculados por oscilografias e por sincrofasores, de acordo com a duração e a severidade do evento.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Edital de Leilão Nº 01/2021 - ANEEL: Anexo 2 – Especificações Técnicas Gerais. Características e Requisitos Técnicos Gerais das Instalações de Transmissão Objeto do Leilão Nº01/2021.** Rio de Janeiro, 2021.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.** Rio de Janeiro, 2021.

AMERICAN MUNICIPAL POWER. **AMPT Transmission Facilities Connection Requirements.** Ohio, 2019. Acessado em: 04 out. 21. Disponível em: https://www.amppartners.org/docs/default-source/ampt/ampt_transmission_facilities_interconnection_requirements.pdf?sfvrsn=2.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 61000-4-30:2011.** Rio de Janeiro, 2011.

BOLLEN, Math; GU, Irene. **Signal Processing of Power Quality Disturbances.** 1. ed. Piscataway: IEEE Press, 2006.

BOLLEN, Math. Voltage Sags Characterization. *In: UNDERSTANDING Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions.* [S.l.: s.n.], 2000. P. 139–251. DOI: 10.1109/9780470546840.ch4.

_____. What is power quality? **Electric Power Systems Research**, v. 66, n. 1, p. 5–14, 2003. ISSN 0378-7796. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(03\)00067-1](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(03)00067-1).

BROWN, Richard. **Electric Power Distribution Reliability.** 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2009.

CASTELLO, Paolo *et al.* Integration of power quality and fault data into a PMU-based Wide Area Monitoring System. *In: 2021 IEEE 11th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS).* [S.l.: s.n.], 2021. P. 1–5. DOI: 10.1109/AMPS50177.2021.9586044.

CIGRE/CIRED JOIN WORKING GROUP C4.112. **Guidelines for Power Quality Monitoring**: Measurement Locations, Processing and Presentation of Data. [S.l.], 2014.

CITY WATER, LIGHT POWER. **Transmission Facility Interconnection Procedures and Requirements**. Springfield, 2014. Acessado em: 04 out. 21. Disponível em: <https://cdn.misoenergy.org/CWLP%5C%20Transmission%5C%20Interconnection%5C%20Procedures108223.pdf>.

DECKMANN, Sigmar; POMÍLIO, José. Avaliação de Qualidade de Energia Elétrica. Campinas. Disponível em: <https://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a7.pdf>.

DOTTA, Daniel *et al.* A MATLAB-based PMU simulator. *In*: 2013 IEEE Power Energy Society General Meeting. [S.l.: s.n.], 2013. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672629.

ELIA GROUP. **Connecting to our grid**. Bruxelas, 2021. Acessado em: 15 ago. 21. Disponível em: <https://www.elia.be/en/customers/connection/get-connected-to-our-grid>.

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY. **Connection Network Codes - Implementation Guidance Documents**. Bruxelas, 2020. Acessado em: 15 ago. 21. Disponível em: https://www.entsoe.eu/network_codes/cnc/cnc-igds/.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. **Generator Interconnection**. Mayland, 2020. Acessado em: 04 out. 21. Disponível em: <https://www.ferc.gov/industries-data/electric/electric-transmission/generator-interconnection>.

HUNT, Richard; FLYNN, Byron; SMITH, Terry. The Substation of the Future: Moving Toward a Digital Solution. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 17, n. 4, p. 47–55, 2019. DOI: 10.1109/MPE.2019.2908122.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Guide for Voltage Sag Indices**. [S.l.], 2014. P. 1–59. DOI: 10.1109/IEEESTD.2014.6842577.

_____. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. [S.l.], 2019. P. 1–98. DOI: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.

_____. **IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems**. [S.l.], 2011. P. 1–61. DOI: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.

_____. **IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems – Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements**. [S.l.], 2014. P. 1–25. DOI: 10.1109/IEEESTD.2014.6804630.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS e INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements**. [S.l.], 2018. P. 1–78. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8577045.

KILTER, Jako *et al.* Benchmarking of Power Quality Performance in Transmission Systems - CIGRE WG C4.27 perspective. *In: 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. [S.l.: s.n.], 2016. P. 949–954. DOI: 10.1109/ICHQP.2016.7783342.

KUMAR, Surender; SONI, Mahender; JAIN, Dinesh. Power Quality Monitoring using PMU. **International Journal of Computer Applications**, v. 135, p. 1–5, fev. 2016. DOI: 10.5120/ijca2016908366.

LEBORGNE, Roberto; CHEN, Peiyuan. Using PQ-Monitor and PMU for Voltage Sag Extended-Characterization. *In: 2006 IEEE/PES Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America*. [S.l.: s.n.], 2006. P. 1–6. DOI: 10.1109/TDCLA.2006.311547.

LIU, Zengxun *et al.* Development of the interconnected power grid in Europe and suggestions for the energy internet in China. **Global Energy Interconnection**, v. 3, n. 2, p. 111–119, 2020. ISSN 2096-5117. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gloei.2020.05.003>.

MALI, Vima; CHAKRASALI, R.; APRAMEYA, K. A Technical Investigation of Voltage Sag. **American Journal of Engineering Research (AJER)**, n. 4, p. 60–68, 2015. ISSN 2320-0847. Disponível em: https://www.academia.edu/27362667/A_Technical_Investigation_of_Voltage_Sag.

- MANTELLI, Fábio *et al.* Operação e Manutenção de um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores – Experiência do Projeto MedFasee. *In: XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Curitiba: [s.n.], out. 2017.
- MEJIA-BARRON, Arturo *et al.* A scheme based on PMU data for power quality disturbances monitoring. *In: IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2017. P. 3270–3275. DOI: 10.1109/IECON.2017.8216553.
- MONTI, A.; ROSCOE, A.; SADU, A. Chapter 6 - International Standards for PMU and Tests for Compliance. *In: MONTI, Antonello; MUSCAS, Carlo; PONCI, Ferdinando (Ed.). Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems*. [S.l.]: Academic Press, 2016. Acessado em: 31 out. 2021. P. 87–121. ISBN 978-0-12-804569-5. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804569-5.00006-9>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128045695000069>.
- NEUJAHR, Agostini Marcelo *et al.* Ensaio de PMU de acordo com a norma IEEE C37.118.1-2011. *In: XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Brasília: [s.n.], out. 2013.
- NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Facility Interconnection Requirements**. Atlanta, 2017. Acessado em: 04 out. 21. Disponível em: <https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%5C%20Standards/FAC-001-3.pdf>.
- _____. **Facility Interconnection Studies**. Atlanta, 2020. Acessado em: 04 out. 21. Disponível em: https://www.nerc.com/_layouts/15/PrintStandard.aspx?standardnumber=FAC-002-3&title=Facility%5C%20Interconnection%5C%20Studies&Jurisdiction=United%5C%20States.
- _____. **Frequently Asked Questions**. Atlanta, 2013. Acessado em: 08 jul. 21. Disponível em: <https://www.nerc.com/AboutNERC/Documents/NERC%5C%20FAQs%5C%20AUG13.pdf>.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **NT 009/2016 - Rev. 3. 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**. Rio de Janeiro, 2019.

_____. **ONS RE 2.3-0061/2015 - Rev. 4. Lista de Equipamentos Certificados para uma Campanha de Medições de Harmônicos.** Rio de Janeiro, 2021.

_____. **Submódulo 2.13 - Requisitos mínimos para Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores.** Rio de Janeiro, 2021.

_____. **Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.** Rio de Janeiro, 2021. Acessado em: 01 mar. 22.

_____. **Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica.** Rio de Janeiro, 2021. Acessado em: 04 out. 21.

_____. **Submódulo 7.8 - Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações com elementos não lineares ou especiais: Operacional.** Rio de Janeiro, 2021. Acessado em: 01 mar. 22.

_____. **Submódulo 9.7 - Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica.** Rio de Janeiro, 2021. Acessado em: 04 out. 21.

PHADKE, Arun; KASZTENNY, Bogdan. Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 1, p. 89–95, 2009. DOI: 10.1109/TPWRD.2008.2002665.

PHADKE, Arun; THORP, James. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications.** 1. ed. Nova York: Springer US, 2008.

ROSCOE, Andrew; ABDULHADI, Ibrahim; BURT, Graeme. P and M Class Phasor Measurement Unit Algorithms Using Adaptive Cascaded Filters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1447–1459, 2013. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2238256.

SAINI, Manish; KAPOOR, Rajiv. Classification of power quality events – A review. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 11–19, 2012. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.04.045>.

Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151200172X>.

TAFT, Jeffrey D.; BECKER-DIPPMANN, Angela S. The Emerging Interdependence of the Electric Power Grid Information and Communication Technology, ago. 2015.

Acessado em: 17 nov 21. DOI: 10.2172/1221500. Disponível em:

<https://www.osti.gov/biblio/1221500>.

TENNET B. V. **Compliance activities in relation to Connection Requirements Wind Farms System Operations**. [S.l.], 2014. Acessado em: 15 ago. 21.

Disponível em: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Legal_Topics/41_Compliance_Wind_Farms_V_3_0_Jan_2014.pdf.

WANG, Ying *et al.* Calculation of the Point-on-Wave for Voltage Dips in Three-Phase Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 35, n. 4, p. 2068–2079, 2020.

DOI: 10.1109/TPWRD.2019.2960524.

WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL. **The Bulk Power System**.

Salt Lake City, 2022. Acessado em: 21 fev. 22. Disponível em:

<https://www.wecc.org/epubs/StateOfTheInterconnection/Pages/The-Bulk-Power-System.aspx>.