



Universidade Federal de Santa Catarina
Departamento de Engenharia Elétrica – Centro Tecnológico
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Pedro von Hohendorff Seger

**CONFECÇÃO E AVALIAÇÃO DE UMA PLATAFORMA DE
TESTES DE PMUs DE BAIXO CUSTO PARA
MONITORAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS EM NÍVEL
DE DISTRIBUIÇÃO**

Florianópolis - SC
2019

Pedro von Hohendorff Seger

**CONFECÇÃO E AVALIAÇÃO DE UMA PLATAFORMA DE
TESTES DE PMUs DE BAIXO CUSTO PARA
MONITORAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS EM NÍVEL
DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Programa de Graduação
em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.
Eng.

Florianópolis - SC
2019

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

Seger, Pedro Von Hohendorff
Confecção e Avaliação de uma Plataforma de Testes
de PMUs de Baixo Custo para Monitoramento de
Sistemas Elétricos em Nível de Distribuição / Pedro
Von Hohendorff Seger ; orientador, Miguel Moreto,
2019.

96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

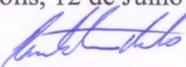
1. Engenharia Elétrica. 2. Unidades de Medição
Fasorial (PMU). 3. Supervisão de Sistemas de
Potência. 4. Sincrofasores. 5. Plataforma de Teste.
I. Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de
Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica.
III. Título.

Pedro von Hohendorff Seger

**CONFEÇÃO E AVALIAÇÃO DE UMA PLATAFORMA DE
TESTES DE PMUs DE BAIXO CUSTO PARA
MONITORAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS EM NÍVEL
DE DISTRIBUIÇÃO**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora.

Florianópolis, 12 de Julho de 2019.



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício.

Banca Examinadora:



Prof. Miguel Moreto, Dr. Eng.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Idemar Cassana Decker, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado a meus pais.

AGRADECIMENTOS

Palavras me faltariam para agradecer a todas as pessoas que me ajudaram nesta jornada e temo, portanto, ser injusto ao escrever uma seção de agradecimentos.

Gostaria, primeiramente, de agradecer ao Prof. Miguel Moreto pela atenção e orientação dispensadas a este trabalho. Como orientador, sua disposição e interesse em meu progresso foram, sem dúvidas, fundamentais na obtenção dos resultados. Foi uma honra trabalhar a seu lado.

Agradeço também a meus pais por me fazerem ser quem sou. Durante minha criação, sempre fui estimulado por eles a dar meu melhor em qualquer atividade, o que se mostrou imprescindível para minhas escolhas profissionais e pessoais. É impossível transmitir com palavras meu respeito e gratidão a eles. Agradeço também à Betina por ser a melhor irmã do mundo.

Agradeço especialmente à Sabine por ter sido minha companheira nestes últimos cinco anos – por entender todas as dificuldades pelas quais passei, sempre estando a meu lado nos bons e maus momentos.

Estendo também meus agradecimentos a todos os bons amigos que fiz nestes anos, em especial ao Carlos Ehmke e Rodrigo Vaz, que foram meus grandes companheiros no curso de Engenharia Elétrica. Este trabalho não teria sido realizado sem a ajuda técnica do Rodrigo, que além de meu amigo é um profissional por quem tenho a mais profunda admiração.

*And here, poor fool! with all my lore
I stand, no wiser than before.*

Faust (von Goethe)

*Discipline is never an end in itself, only a
means to an end.*

Robert Fripp

RESUMO

Com a presença cada vez maior de unidades de geração de energia distribuída, torna-se necessária a expansão do uso de técnicas de supervisão e proteção em sistemas de distribuição de energia. PMUs são dispositivos cada vez mais usados em redes elétricas devido à sua capacidade de fornecer medidas sincronizadas com alta resolução temporal. Este trabalho mostra o desenvolvimento de dois protótipos de PMUs de baixo custo, cujo objetivo é servir como plataforma de testes para algoritmos de estimação fasorial e observar seu desempenho na supervisão de redes elétricas de distribuição. Estas unidades são calibradas seguindo as normas em vigor, têm suas medidas comparadas com as de uma PMU comercial e finalmente são utilizadas para observação de eventos em sistemas elétricos de baixa tensão.

Palavras-chave: Unidades de Medição Fasorial (PMU), Supervisão de Sistemas de Potência, Sincrofasores, Plataforma de Teste.

ABSTRACT

With the increasing presence of distributed power generation units, it becomes necessary to expand the use of supervision and protection techniques in energy distribution systems. PMUs are devices that are becoming widely used in electrical networks due to their ability to provide synchronized measurements with high temporal resolution. This work shows the development of two prototypes of low-cost PMUs, whose goal is to serve as a testing platform for phasorial estimation algorithms and observe their performance in the supervision of electrical distribution networks. These units are calibrated following the standards in effect, have their measurements compared to those of a commercial PMU and are finally used for observation of events in low voltage electrical systems.

Keywords: Phasor Measurement Units (PMU), Power Systems Supervision, Synchrophasors, Test Platform.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Modelo convencional de um Centro de Controle	4
Figura 2: Primeiro protótipo de uma PMU nos anos 80.....	6
Figura 3: Ilustração do uso de PMUs em diferentes locais	7
Figura 4: Separação do ângulo entre fases anterior a um blecaute.....	8
Figura 5: Comparação entre medidas de um SCADA e de uma PMU....	9
Figura 6: Potência Instalada de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil	10
Figura 7 - Diagrama de uma microrrede composta por DERs	12
Figura 8: Fasores medidos pelo projeto Medfasee - UFSC.....	15
Figura 9: Fasores medidos pelo projeto FNET/Grیدهye.....	16
Figura 10 - Alteração do número de amostras em relação a um período	17
Figura 11 - Diagrama de uma rede de PMUs em sistemas de distribuição	21
Figura 12 - Ângulo de um fasor para frequência diferente da nominal..	25
Figura 13 - Ilustração do critério de 1% no TVE	28
Figura 14 - Arquitetura da PMU utilizada neste trabalho	31
Figura 15 - Kit de Desenvolvimento STM32F769.....	33
Figura 16 - Circuito de alimentação proposto	34
Figura 17 - Circuito de instrumentação utilizado	35
Figura 18 - Design de PCI para os protótipos das PMUs.....	36
Figura 19 - PCI produzida no INEP - UFSC.....	37
Figura 20 - Resultado final da placa de instrumentação desenvolvida..	38
Figura 21 - Módulo GPS utilizado com antena externa	39
Figura 22 - Estrutura de aquisição de dados.....	39
Figura 23 - Sinal PPS e estampa de tempo correspondente	40
Figura 24 - Representação do ângulo de amostragem da DFT.....	41
Figura 25 – Ilustração do aumento do TVE causado por vazamento espectral.....	42
Figura 26 - Estratégia de estimação fasorial utilizada	42
Figura 27 - Ilustração da amostragem periódica	43
Figura 28 - Comunicação entre PDCs.....	45
Figura 29 - Placa NI PCI-6733 utilizada para calibração	47
Figura 30 - Configuração para calibração dos dados	48
Figura 31 - Desvio de magnitude medida em relação à variação de magnitude.....	49
Figura 32 - Desvio de fase em relação à variação de magnitude	50
Figura 33 - Desvio de fase em relação à variação de frequência	51
Figura 34 - TVE para variação de magnitude após calibração.....	51

Figura 35 - Erro de frequência para variação de magnitude após calibração.....	52
Figura 36 - TVE para variação de frequência após calibração.....	52
Figura 37 - Erro de frequência para variação de frequência após calibração.....	53
Figura 38 - Comparação de medidas de tensão com uma PMU comercial	56
Figura 39 - Medidas de tensão após ajuste temporal	57
Figura 40 – Medidas de Frequência após ajuste temporal	58
Figura 41 - Ilustração da variação do TVE para degraus de 10° no ângulo.....	58
Figura 42 - Diferença angular em relação à PMU comercial.....	59
Figura 43 - Medidas de ROCOF.....	60
Figura 44 - Frequência observada em evento no sistema de transmissão	62
Figura 45 - Detalhe da frequência observada.....	63
Figura 46 - Esquemático de circuito de distribuição na UFSC	64
Figura 47 – Comparação entre tensões num sistema de distribuição....	65
Figura 48 - Diferença angular entre fasores num sistema de distribuição	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custo total por protótipo desenvolvido	45
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADC – *Analog to Digital Converter*
CC – *Control Center*
CI – *Circuito Integrado*
DER – *Distributed Energy Resources*
DFT – *Discrete Fourier Transform*
EMS – *Energy Management System*
FFT – *Fast Fourier Transform*
FE – *Frequency Error*
GPS – *Global Positioning System*
PCI – *Placa de Circuito Impresso*
PDC – *Phasor Data Concentrator*
PMU – *Phasor Measurement Unit*
PPS – *Pulse per Second*
RFE – *Rate of Change of Frequency Error*
ROCOF – *Rate of Change of Frequency*
SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*
SIN – *Sistema Interligado Nacional*
TCP - *Transmission Control Protocol*
TVE – *Total Vector Error*
UTC – *Universal Time Coordinated*
UDP - *User Datagram Protocol*
WAMS – *Wide Area Monitoring System*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	3
1.1	SINCROFASORES E PMUs	5
1.2	MEDIÇÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	9
1.2.1	Fontes Energéticas Distribuídas	9
1.2.2	Uso de PMUs em nível de distribuição	11
1.3	OBJETIVOS	12
1.3.1	Objetivos Específicos	13
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	REVISÃO DO ESTADO DA ARTE	15
2.1	PMUs EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	19
3	DEFINIÇÕES MATEMÁTICAS	23
3.1	DEFINIÇÃO DE SINCROFASOR	23
3.2	ESTIMAÇÃO DE FASORES COM A DFT	23
3.3	ESTIMAÇÃO DE FREQUÊNCIA	24
4	NORMATIVAS TÉCNICAS	27
4.1	ERRO DE SINCROFASOR (TVE)	27
4.2	ERRO DE FREQUÊNCIA	28
4.3	REQUISITOS TÉCNICOS	28
5	PROTÓTIPO DESENVOLVIDO	31
5.1	ARQUITETURA	31
5.2	KIT DE DESENVOLVIMENTO UTILIZADO	32
5.3	PLACA DE INSTRUMENTAÇÃO DESENVOLVIDA	33
5.3.1	Circuitos e Esquemáticos.....	33
5.3.1.1	Circuito de Alimentação	34
5.3.1.2	Circuito de Instrumentação	34
5.3.2	Design da placa.....	35
5.3.3	Confecção e Resultados.....	36
5.4	MÓDULO GPS UTILIZADO	38
5.5	AQUISIÇÃO DE DADOS E ESTIMAÇÃO	39

5.6	COMUNICAÇÃO E CONCENTRADOR DE DADOS	43
5.7	CUSTO TOTAL DO PROTÓTIPO DESENVOLVIDO.....	45
6	CALIBRAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS DADOS.....	47
7	RESULTADOS	55
7.1	COMPARAÇÃO COM UMA PMU COMERCIAL.....	55
7.2	DETECÇÃO DE EVENTOS EM NÍVEL DE TRANSMISSÃO	60
7.3	DETECÇÃO DE EVENTOS EM NÍVEL DE DISTRIBUIÇÃO	63
8	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	69
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73

1 INTRODUÇÃO

O controle do sistema elétrico pode ser comparado, em sua importância, ao sistema nervoso do corpo humano. Através de seus estados e suas variáveis é possível avaliar o comportamento do sistema para tomar as ações necessárias de modo a garantir sua operação ótima e reagir a fatores externos, tais como perturbações e contingências, que possam vir a acometê-lo.

Historicamente, a modernização dos sistemas elétricos se dá gradualmente, conforme a evolução tecnológica em geral. No caso do controle de sistemas elétricos, Phadke e Thorp (2006) citam a década de 60 como o começo dos Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS) modernos, que têm como base a estimação de estados. Mais especificamente, é dado o exemplo de um blecaute ocorrido no noroeste dos Estados Unidos em 1965. À época, os operadores do sistema não estavam cientes da parametrização inadequada de um dos relés da linha de transmissão; quando este agiu, seguiu-se um efeito cascata que ocasionou um grande blecaute.

Esta falta de conhecimento por parte dos operadores do sistema ilustra o fato de que, se comparadas aos padrões de hoje, as centrais de controle dos sistemas elétricos de outrora eram muito centralizadas e inflexíveis (WU; MOSLEHI; BOSE, 2005). Elas estavam, de fato, em seu estado embrionário: de acordo com os autores supracitados, comunicações analógicas começaram a ser usadas na década de 50 para enviar informações sobre a potência gerada nas centrais de energia para os operadores. Estes, usando computadores analógicos, efetuavam o controle de frequência (LFC) e o despacho econômico (ED). Não havia, contudo, um conhecimento em tempo real sobre os estados do sistema de forma a permitir a detecção de eventos e a reação apropriada a eles.

O blecaute de 1965, usado como exemplo neste texto, levou à recomendação por parte do governo americano de que houvesse uma expansão massiva no uso de computadores e novas tecnologias no sistema elétrico, buscando um melhor planejamento e operação do mesmo. O Brasil, na mesma época, passava por uma grande expansão física de seu sistema elétrico, visando uma maior integração técnica e interconexão (LORENZO, 2001). É possível citar como fatores marcantes no país a criação da Eletrobras (em 1962) e da Usina de Furnas (em 1963).

Desde então, aprimoramentos contínuos vêm sendo feitos nos sistemas elétricos de forma a torná-los cada vez mais descentralizados,

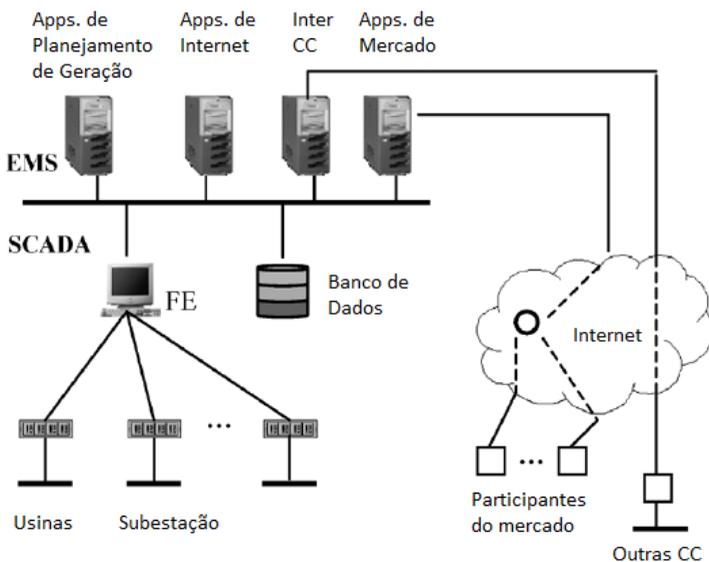
integrados e flexíveis. O advento da computação permitiu diversas melhorias, como explicam Wu, Moslehi e Bose (2005):

- O processamento de dados em tempo real dos Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) através de estimadores de estado.
- O uso de modelos de regime permanente do sistema elétrico para realização de cálculos de fluxo de potência.
- O desenvolvimento de algoritmos para solução de problemas não lineares de grandes proporções, permitindo o cálculo do fluxo de potência ótimo.
- O uso de *links* dedicados de comunicação para envio rápido e seguro de informações entre os diversos pontos do sistema.

Os centros de controle (CC) dos sistemas elétricos evoluíram através dos anos, tornando-se mais complexas e eficientes quanto à comunicação e controle. Hoje em dia, as centrais de controle incorporam além de sistemas SCADA módulos de gerenciamento inteligente de energia, conhecidos como EMS (Energy Management System).

A Figura 1 abaixo serve para ilustrar o modelo convencional de um centro de controle:

Figura 1: Modelo convencional de um Centro de Controle



Fonte: Adaptado de Wu, Moslehi e Bose (2005).

Todavia, há melhorias e aprimoramentos a serem feitos no sistema. Hoje em dia, o monitoramento das variáveis num sistema elétrico é geralmente feito de maneira descentralizada, na qual as grandezas são medidas em intervalos regulares de tempo, mas de maneira dessincronizada nos diferentes pontos do sistema (GRANDO et al, 2015). Segundo Wu, Moslehi e Bose (2005), uma desvantagem deste tipo de abordagem é a necessidade de cálculos iterativos para a obtenção dos estados do sistema em tempo real. Estes autores afirmam que os centros de controle do futuro terão uma necessidade cada vez maior de poder computacional, o que requer que as aplicações sejam cada vez mais eficientes.

Uma solução que vem recebendo atenção considerável é a utilização de sincrofasores: medidas dos fasores em diferentes pontos do sistema, sincronizadas por um sinal de GPS (*Global Positioning System*). Esta medição é feita através de Unidades de Medição Fasorial (PMUs).

1.1 SINCROFASORES E PMUs

De acordo com Phadke e Thorp (2006), o uso dos métodos convencionais para medições no sistema elétrico é uma técnica onde os estados do sistema são estimados a partir das medidas através de um estimador não linear. Os autores afirmam que os estados obtidos consistem majoritariamente da magnitude e do ângulo das sequências positivas das tensões nos nós do sistema, e que na melhor das hipóteses estes são uma aproximação do estado real da rede.

O emprego de componentes simétricas na análise de um sistema elétrico teve sua origem no início dos anos 70, com a invenção de um Relé de Proteção de Distância baseado em Componentes Simétricas (SCDR). Este foi inventado para suprir a deficiência dos computadores da época em lidar com algoritmos de proteção de distância, simplificando as equações de falha através do uso de componentes de tensão e corrente (PHADKE; THORP, 2006). Mesmo após a modernização dos computadores, as componentes simétricas continuaram a ser usadas na proteção de sistemas elétricos. Os autores supracitados afirmam que as sequências positivas das tensões e correntes do sistema são os pilares dos algoritmos de análise de sistemas de potência, como estudos de *load flow* (fluxo de potência), curto-circuito e estabilidade.

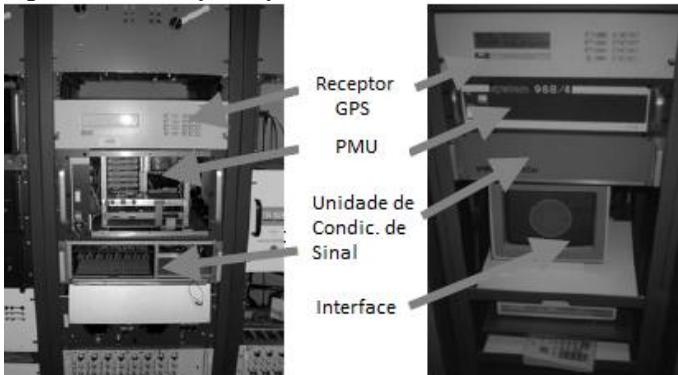
A popularização do uso de satélites GPS nos anos 80 e 90 tornou possível a sua utilização na análise de sistemas de potência como uma

ferramenta poderosa, uma vez que esta tecnologia fornece uma estampa de tempo extremamente precisa e permite medições sincronizadas dos fasores do sistema elétrico (sincrofasores), fornecendo uma “imagem instantânea” do mesmo.

Segundo Aminifar et al (2015), a vantagem do emprego de sincrofasores é sua capacidade de caracterizar as dinâmicas dos sistemas elétricos de potência. Isto se dá pelo fato de que eles fornecem, simultaneamente, informações sobre a posição (ângulo), taxa de mudança de posição (frequência) e taxa de mudança de frequência de uma variável elétrica de interesse (VON MEIER et al, 2017).

Os equipamentos que realizam estas medidas sincronizadas dos fasores do sistema a partir de um sinal GPS são chamados de Unidade de Medição Fasorial e normalmente conhecidos por sua abreviação: PMU. O sinal de sincronização proveniente do GPS é chamado de PPS (*Pulse per second*). O primeiro protótipo de uma PMU foi desenvolvido na universidade Virginia Tech no início dos anos 80 pela equipe do professor Arun G. Phadke.

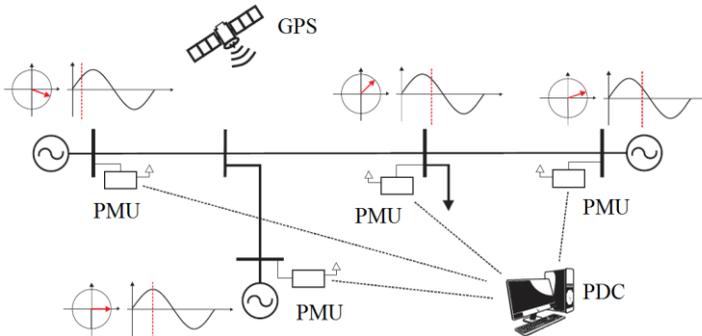
Figura 2: Primeiro protótipo de uma PMU nos anos 80



Fonte: Adaptado de Phadke, Thorp (2006).

Hoje em dia, concentradores de dados fasoriais (PDC – *Phasor Data Concentrator*) são usados para receber e armazenar as variáveis de interesse (como frequência, magnitude e fase da tensão) provenientes das PMUs (GRANDO et al, 2015). Na Figura 3 é ilustrada a utilização de PMUs em diferentes nós de um sistema elétrico, realizando medidas sincronizadas e enviando os dados dos fasores para o PDC:

Figura 3: Ilustração do uso de PMUs em diferentes locais



Fonte: Grando et al (2015).

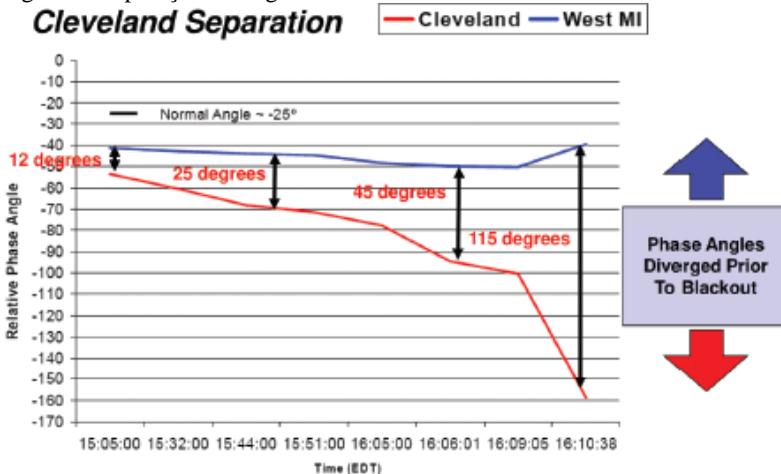
Entre as diversas aplicações destes equipamentos, citadas por Von Meier et al (2017), pode-se resumir:

- Detecção e análise de variações de tensão e frequência em sistemas elétricos;
- Detecção de eventos normalmente invisíveis aos operadores da rede elétrica, como falhas de alta impedância;
- Localização de eventos e falhas na rede;
- Diagnóstico da vida útil de equipamentos como transformadores;
- Estimativa de estados e parâmetros do sistema;
- Validação de modelos teóricos;
- Etc.

Esta análise das dinâmicas do sistema com PMUs se torna possível uma vez que as mesmas realizam normalmente de 30 a 60 medidas sincronizadas por segundo, enquanto um sistema convencional (SCADA) realiza medidas não sincronizadas em cada 2 a 4 segundos (DAS; HAZRA; SEETHARAM, 2012).

Exemplos da importância destas medidas e do conhecimento destas dinâmicas do sistema são ilustrados num relatório técnico realizado por Baldwin et al (2015) para o Departamento de Energia dos Estados Unidos, onde encontra-se a Figura 4 a seguir.

Figura 4: Separação do ângulo entre fases anterior a um blecaute



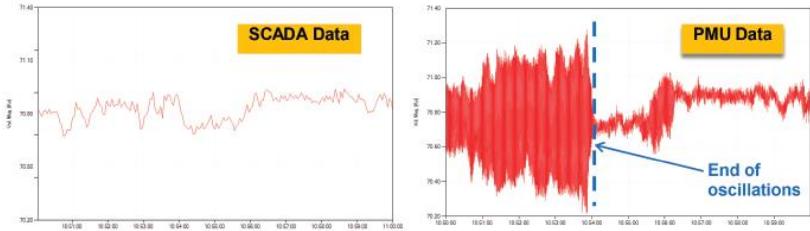
Fonte: Baldwin et al (2015).

É mostrado que houve uma separação do ângulo das fases entre dois nós do sistema americano nos momentos que precederam um blecaute em Cleveland – EUA em 2003. Esta separação é um indicador de estresse na rede e a falta poderia ter sido evitada caso os dados das PMUs estivessem sendo usados para proteção do sistema.

Neste mesmo relatório, os autores dão exemplos de outros blecautes e perturbações que poderiam ter sido evitados caso o tempo de resposta do sistema fosse menor que o intervalo dos eventos. É afirmado que, apesar de os dados num sistema SCADA chegarem a cada 2-4 segundos, a estimação de estados do sistema pode demorar muito mais. Torna-se difícil, neste tipo de operação, agir de modo a evitar perturbações sem que haja um planeamento prévio ou uma estimação mais rápida dos estados do sistema.

Outro exemplo dado por este autor ilustra a capacidade de um sistema equipado com PMUs de detectar oscilações normalmente não identificadas, devido à maior frequência de amostragem. É mostrada na Figura 5 abaixo uma comparação entre a captura de um evento feita por uma PMU e por um sistema SCADA convencional, no caso de oscilações em uma fazenda de geração eólica.

Figura 5: Comparação entre medidas de um SCADA e de uma PMU



Fonte: Baldwin et al (2015).

1.2 MEDIÇÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Recentemente, estudos sobre a utilização de PMUs em sistemas de distribuição de energia (e não transmissão, como é o usual) vêm sendo realizados. Nesta seção, é introduzido o conceito de fontes energéticas distribuídas e a motivação para o uso de sincrofasores neste tipo de sistema.

1.2.1 Fontes Energéticas Distribuídas

Segundo Baldwin et al (2015), o sistema elétrico tradicional não foi desenvolvido levando em conta as novas tendências tecnológicas, e está, no momento, sofrendo com o estresse gerado por mudanças tanto em nível de geração quanto de demanda. Na geração, há uma adoção cada vez maior de geradores pequenos e energias renováveis em relação ao uso clássico de grandes máquinas síncronas. Na demanda, há um aumento no uso de fontes energéticas distribuídas e intermitentes, bem como um uso cada vez mais intensivo de dispositivos de eletrônica de potência.

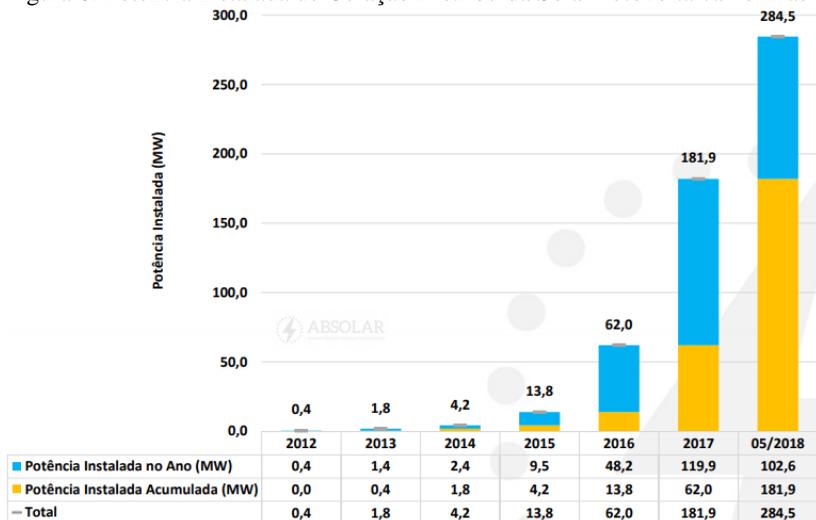
Historicamente, os sistemas de distribuição de energia foram desenvolvidos com uma visão de rede passiva, ou seja, a energia elétrica é controlada usando *setpoints* temporizados e calendários pré-fixados. Esta abordagem mostra-se ultrapassada, dado que muitas vezes não há um verdadeiro conhecimento do estado deste sistema. Estima-se que 90% dos minutos de falta de energia são causados por problemas em sistemas de distribuição. Além disso, a proteção em sistemas de distribuição geralmente se dá através de disjuntores, fusíveis e relés, com as interrupções de energia comumente sendo informadas pelo consumidor final (BALDWIN et al, 2015). É evidente, então, a necessidade de uma evolução no controle e proteção destes sistemas, com o auxílio de novas tecnologias.

Hoje em dia, é cada vez maior a difusão de fontes energéticas distribuídas (DERs) na rede elétrica, dentre as quais é possível citar a geração de energia solar em residências, geradores eólicos de pequeno porte, células de combustível e sistemas de armazenamento de energia (VON MEIER; RODRIGUEZ, 2013). Essas são normalmente conhecidas como DER (*Distributed Energy Resources*). No Brasil, isto é exemplificado com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2018) que mostram a evolução na geração distribuída solar no Brasil, na Figura 6 a seguir.

A mesma instituição afirma, em seu *website*, que estes projetos de geração distribuída deverão acrescentar 628,5 MW em capacidade solar no ano de 2019 (ABSOLAR, 2019).

Com o crescimento indiscutível de fontes energéticas distribuídas no sistema elétrico, introduzem-se cada vez mais novos desafios tecnológicos, motivando o interesse pelo estudo de novas ferramentas capazes de realizar medições avançadas e que permitam um monitoramento mais eficaz do sistema elétrico em nível de distribuição (VON MEIER; RODRIGUEZ, 2013).

Figura 6: Potência Instalada de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2018).

Alguns exemplos destes desafios tecnológicos são (BALDWIN et al, 2015):

- Novas fontes energéticas, por vezes, apresentam comportamento intermitente (como a produção de um

módulo fotovoltaico ou de um aerogerador), dificultando a previsão de seu impacto no sistema elétrico;

- A injeção de potência no sistema por parte de consumidores, regulamentada através de contratos com as concessionárias de distribuição, dificulta a antecipação do comportamento do sistema;
- O uso cada vez maior de componentes de eletrônica de potência em motores pode desacoplar a inércia de suas cargas do sistema elétrico, impedindo que estes suportem o sistema em caso de perturbações;
- A energia proveniente de módulos fotovoltaicos é plena durante o dia, mas diminui justamente quando a demanda aumenta – durante a noite. Isto faz com que as fontes convencionais de energia tenham que lidar com uma rampa cada vez mais inclinada em sua geração, de modo a suprir a demanda.

Os autores supracitados afirmam, então, que estas fontes distribuídas inserem dinâmicas mais rápidas no sistema elétrico (reduzindo sua estabilidade) e que uma modernização se faz necessária para tornar o controle do mesmo mais rápido e preciso.

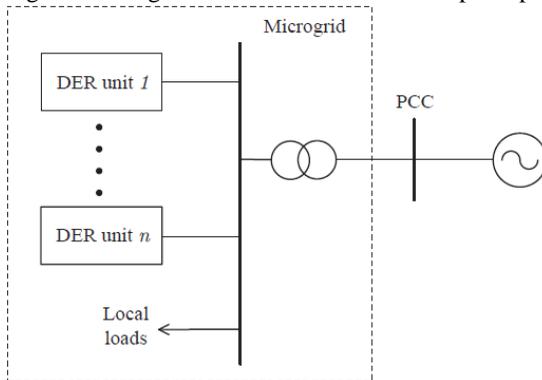
Isto motiva o uso de tecnologias como as PMUs em sistemas de distribuição, de modo a aumentar a observabilidade das novas dinâmicas introduzidas pelas fontes energéticas distribuídas, normalmente não detectadas em nível de transmissão (VON MEIER et al, 2017).

1.2.2 Uso de PMUs em nível de distribuição

O uso de PMUs em nível de distribuição vem recebendo atenção considerável na forma de estudos sobre microrredes (*microgrids*). Segundo Arefifar, Mohamed e Fouly (2013), microrredes são agrupamentos de fontes energéticas distribuídas (DERs) alimentando um grupo de cargas distribuídas, tanto isoladas quanto conectadas a uma rede maior.

Os autores supracitados afirmam que as microrredes são um conceito chave no desenvolvimento das redes inteligentes (*smart grids*). De acordo com o padrão IEEE 1547.4, grandes sistemas de distribuição podem ser agrupados em um número de microrredes, facilitando seu controle e melhorando a infraestrutura de operação nos sistemas de distribuição do futuro. A Figura 7 a seguir serve para ilustrar este conceito.

Figura 7 - Diagrama de uma microrrede composta por DERs



Fonte: Kish, Lehn (2015).

Nestes estudos, medições de qualidade são fundamentais e, conforme já mostrado, a utilização de PMUs faz parte da estratégia para obter um sistema elétrico mais integrado e capaz de reagir a adversidades. Medições convencionais são úteis para a obtenção de aproximações dos estados do sistema em regime permanente, mas pecam na detecção de fenômenos transitórios rápidos (HAMIDI; SMITH; WILSON, 2010).

A motivação para o uso de PMUs em nível de distribuição é estender algumas aplicações também utilizadas em nível de transmissão - como a detecção de eventos - e novas aplicações, como o conhecimento de propriedades físicas/conexões do sistema, a identificação da contribuição de fontes energéticas distribuídas e a observação de seu impacto em curtas distâncias (VON MEIER et al, 2017).

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho é fruto do interesse em realizar e validar uma plataforma de testes de PMUs de baixo custo, cujo objetivo é a medição de sincrofasores em nível de distribuição de energia e não em nível de transmissão, como é habitual.

A arquitetura da PMU utilizada foi proposta por Grando et al (2015). A principal contribuição deste trabalho em relação a trabalhos previamente realizados por Grando et al (2015, 2016, 2018) é o desenvolvimento de uma placa de instrumentação contendo todos os módulos necessários ao funcionamento da PMU, obtendo assim uma plataforma de testes de fácil operação e manuseio. Esta pode ser

utilizada tanto para o monitoramento em nível de distribuição de energia quanto para testes de novos algoritmos de medição fasorial. Trata-se da primeira vez em que a arquitetura desta PMU é totalmente testada, com todos os módulos integrados e realizando medições reais da rede.

Os diferenciais desta PMU em relação a um equipamento comercial são o seu baixo custo, a utilização de uma estratégia que varia a taxa de amostragem para estimação dos fasores e o fato dela ser construída sobre uma placa comercial com um microcontrolador do tipo ARM.

O baixo custo é fundamental, uma vez que o uso de PMUs em nível de distribuição no futuro demandará um número grande de equipamentos (devido ao tamanho do sistema de distribuição) de maneira a obter uma rede de medidas que produza informações relevantes.

A motivação deste trabalho é, portanto, verificar se esta PMU pode fazer medidas em uma rede de distribuição que permitam aplicações similares ao emprego clássico de PMUs em redes de transmissão (como detecção de eventos na rede, fluxos de potência e validação de modelos), bem como aplicações exclusivas ao seu emprego em sistemas de distribuição (como a detecção de dinâmicas inseridas por DERs).

1.3.1 Objetivos Específicos

Os seguintes objetivos específicos deste trabalho são listados:

1. Elaboração de um layout de placa de circuito impresso para os circuitos de instrumentação e conexões com o kit de desenvolvimento ARM utilizado.
2. Calibração desta placa usando uma plataforma de testes específica (disponível nas dependências da UTFPR Curitiba).
3. Montagem e validação desta placa de instrumentação e integração com os outros módulos pertinentes;
4. Instalação de um concentrador de dados fasoriais (PDC) usando o software openPDC e registro das medidas no PDC próprio.
5. Realização de medições em campo na estrutura da UFSC
 - a. Comparação das medidas com as do projeto Medfasee/BT para validação.
6. Análise dos resultados e identificação de possíveis aplicações extras.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este capítulo buscou introduzir os principais conceitos necessários para a compreensão deste trabalho. Foi mostrado o histórico das medições no sistema elétrico, a história e utilização corrente das medições fasoriais, o conceito de fontes energéticas distribuídas e as novas aplicações de PMUs em sistemas de distribuição. Introduziram-se também os objetivos deste trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma Revisão do Estado da Arte no que tange as PMUs e medições fasoriais, primeiramente sobre seu uso convencional – em sistemas de transmissão, utilizando um Sistema de Monitoramento de Área Ampla (WAMS). Também é apresentado o estado da arte das medições de sincrofasores em sistemas de distribuição, visando situar este trabalho no campo das pesquisas e avanços mais recentes de outros pesquisadores.

No capítulo 3, algumas noções matemáticas importantes para a compreensão deste trabalho são introduzidas.

O capítulo 4 explica brevemente as normativas técnicas que devem ser verificadas no funcionamento de uma PMU, bem como as diferentes classes de PMU e suas características.

No capítulo 5 é mostrado o processo de desenvolvimento da plataforma de testes propriamente dita. Primeiramente, a arquitetura da mesma é explicada. Em seguida, seus diferentes módulos são apresentados com detalhes pertinentes, bem como a motivação para escolhê-los. O processo de desenvolvimento de uma placa de instrumentação para condicionamento dos dados a serem medidos pela PMU é mostrado, assim como o funcionamento do algoritmo de estimação de fasores. Ao final deste capítulo, uma breve análise do custo do processo de desenvolvimento é feita.

O capítulo 6 detalha o processo de calibração das medidas do protótipo desenvolvido, buscando satisfazer as condições impostas pelas normas em vigor.

Os resultados das medições realizadas pelo equipamento são mostrados no capítulo 7. Inicialmente, é feita a comparação com uma PMU comercial, buscando validar as medições e identificar quaisquer problemas. Após este passo, são mostradas detecções de eventos pertinentes no sistema elétrico realizadas pela plataforma de testes.

O capítulo 8 conclui este trabalho, resumindo o que foi apresentado nas seções anteriores, discutindo os resultados obtidos e sugerindo trabalhos futuros.

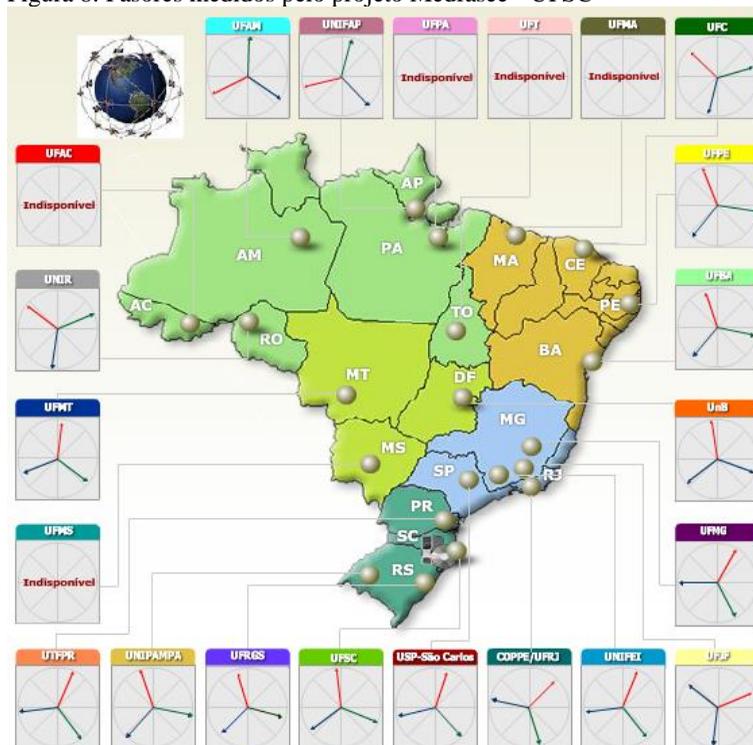
2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Neste capítulo, são apresentados projetos acadêmicos notórios na aplicação de PMUs, bem como os principais desafios enfrentados pelos pesquisadores na área e as inovações mais recentes.

É notável o crescimento do uso de PMUs nos sistemas elétricos atualmente. No Brasil, já constam nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) orientações para a implantação de PMUs no sistema elétrico, bem como os requisitos técnicos e responsabilidades dos agentes que atuam no Sistema Interligado Nacional (SIN). O ONS não fornece, todavia, dados públicos sobre a quantidade e/ou operação desses equipamentos.

É possível exemplificar o uso crescente de PMUs, no entanto, com dois experimentos acadêmicos que vêm ganhando notoriedade. No Brasil, citamos o projeto Medfasee, gerenciado pelo Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan/UFSC).

Figura 8: Fasores medidos pelo projeto Medfasee - UFSC

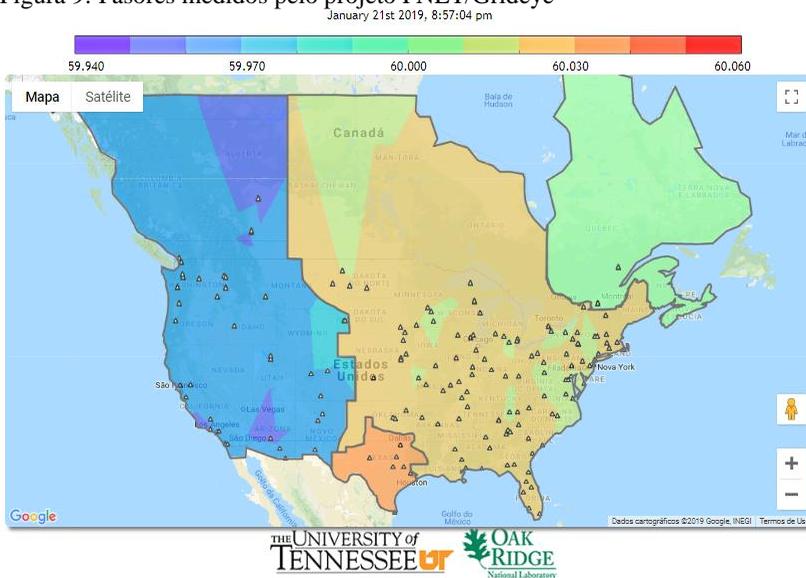


Fonte: <http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>, acesso em 22/01/2019.

Este é um projeto de medição de sincrofases e registro de eventos reais em baixa tensão. Dados sobre as medidas das PMUs, bem como sua localização em diversas universidades do país, estão disponíveis *online* e são ilustrados na Figura 8. O projeto, iniciado em 2003, já produziu diversos resultados, como o monitoramento e identificação de eventos relacionados a grandes perturbações no SIN (DECKER et al, 2010).

No exterior, é notável o experimento *FNET/Grideye* – parceria da Universidade de Tennessee com o Oak Ridge National Laboratory, que se trata da maior aplicação de medidas sincronizadas de um sistema elétrico em larga escala. Os dados de frequência e ângulo das regiões nos Estados Unidos/Canadá, bem como as posições das PMUs, estão disponíveis *online* para consulta, e a Figura 9 é usada para ilustrar uma dessas capturas:

Figura 9: Fasores medidos pelo projeto FNET/Grideye



Fonte: <http://fnetpublic.utk.edu/frequencymap.html>, acesso em 21/01/2019.

Um primeiro desafio que pode ser citado no emprego de PMUs é a estimação dos fasores, uma vez que para construí-los é necessário aplicar métodos matemáticos nas medidas realizadas (GRANDO et al, 2016). Segundo Phadke (2002), a introdução do uso da Transformada

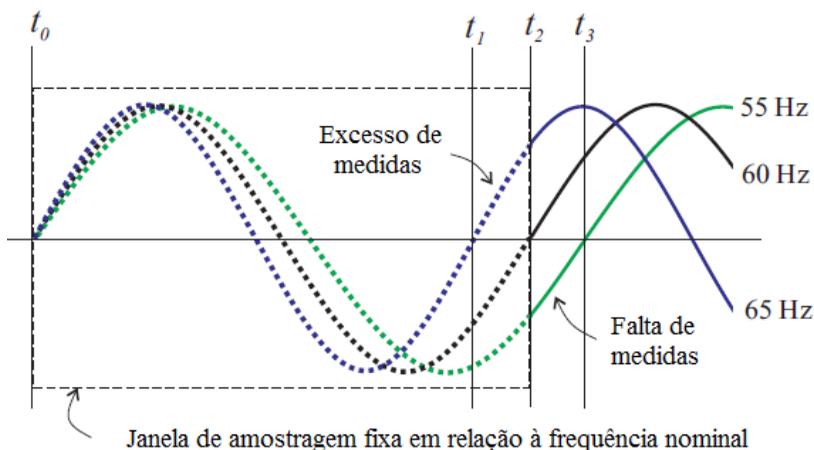
Discreta de Fourier (DFT) para a estimação de fasores se deu na década de 80.

De acordo com Phadke e Thorp (2008), a DFT – ou sua forma algorítmica (FFT) - é a técnica mais utilizada para realizar a estimação de fasores atualmente, uma vez que sua baixa complexidade é computacionalmente eficiente.

Segundo Grando et al (2016), o uso desta ferramenta requer, no mínimo, um período do sinal sobre o qual deseja-se aplicá-la. São realizadas, então, múltiplas medidas dentro de uma janela de amostragem, que se dá em intervalos determinados.

Todavia, um problema que surge em tal utilização da DFT é que a variação da frequência do sistema elétrico altera o número de amostras necessárias para formar um período do sinal em relação a uma janela de amostragem fixa. Este efeito é mostrado na Figura 10:

Figura 10 - Alteração do número de amostras em relação a um período



Fonte: Adaptado de Grando et al (2016).

Na figura acima é exposta uma janela de N amostras que foi fixada em relação a um período da frequência nominal (60 Hz). Evidencia-se que, caso a frequência do sinal a ser medido exceda 60 Hz, as medidas representarão mais do que um período do sinal. Todavia, caso seja medida uma frequência menor que a nominal, as medidas não representarão um período completo do sinal.

Isto ocasiona um efeito negativo chamado vazamento espectral na DFT, que prejudica o resultado da estimação e requer o uso de

algoritmos de correção que aumentam o custo computacional da operação (GRANDO et al, 2016).

Além disso, segundo Von Meier et al (2014), uma desvantagem das PMUs é geralmente o seu alto custo, tornando sua utilização em nível de distribuição de energia um desafio econômico e tecnológico. Para fins de comparação, um conjunto de unidade de aquisição e PMU da fabricante Reason/GE custa em média 15.000 USD (GE, 2019) no momento da escrita deste trabalho.

Esta barreira de custo motiva uma pesquisa cada vez mais voltada para o desenvolvimento de PMUs de baixo custo. Vários autores vêm propondo concepções que usam microprocessadores ditos de uso geral (por exemplo, ARM) ou FPGAs como unidades de processamento.

Estes desafios – tanto no custo quanto no método de estimação de fasores – são pautas nas pesquisas recentes no que tange as unidades de medição fasorial. Nos parágrafos a seguir, algumas pesquisas recentes são citadas.

Autores como Dash e Hasan (2011) e Wang e Suonan (2017) propõem métodos de baixa complexidade visando equipamentos com recursos computacionais limitados. No entanto, a estimação dos fasores é feita com uma janela fixa, o que não resolve o problema do vazamento espectral explicado acima.

Diversas alternativas são apresentadas para melhorar a estimação dos fasores. Carta et al (2008) propuseram um sistema com um mecanismo de realocação das amostras e, em 2009, um sistema que faz uso de uma janela variável. Já Bertocco et al (2014) apresentaram um método de alta resolução espectral, obtendo um resultado significativamente melhor quando comparado à DFT.

Em 2011, Zeng et al. propuseram um sistema com amostragem suavizada, enquanto Sadinezhad e Agelidis (2013) propuseram um procedimento em que o método de mínimos quadrados permite a utilização de processamento digital de sinais (DSP) para estimação das componentes harmônicas do sistema.

Nos métodos citados nos parágrafos acima, há sempre o desafio de lidar com o compromisso qualidade de medição / eficiência computacional. Alguns obtiveram bons resultados, mas fazendo uso de métodos computacionalmente pesados, enquanto outros usam algoritmos leves, porém com um menor desempenho na detecção de eventos dinâmicos.

A PMU utilizada neste trabalho usa um algoritmo de estimação proposto por Grando et al (2016). Neste, a frequência do sistema é calculada, e a partir dela varia-se o tamanho da janela de amostragem de

modo a capturar exatamente um período do sinal, mantendo sempre um número constante de amostras. Este método apresentou resultados satisfatórios dentro do padrão IEEE C37.118.1, reduzindo significativamente o vazamento espectral e com boa eficiência computacional. Mais detalhes sobre o mesmo são dados no capítulo 5.

2.1 PMUs EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme já descrito na introdução deste trabalho, a motivação para o uso de PMUs em sistemas de distribuição é a inserção cada vez maior de dinâmicas oriundas de fontes energéticas distribuídas, que causam efeitos no sistema que não são medidos através de métodos convencionais. Além disto, busca-se estender as aplicações de PMUs em nível de transmissão para o nível de distribuição, como a detecção rápida de eventos.

De acordo com Von Meier et al (2017), as principais dificuldades técnicas que surgem na utilização de PMUs em nível de distribuição são listadas nos parágrafos a seguir.

Uma vez que, em sistemas de distribuição, os fluxos de potência são menores e as distâncias entre os pontos de medição são mais curtas, as diferenças de ângulo entre as barras são tipicamente duas ordens de magnitude menores do que aquelas entre sistemas de transmissão. Isto implica numa diferença de centésimos a um inteiro de grau, e não de um inteiro a dezenas de graus. Os autores citam que, como estas diferenças de ângulo a serem medidas variam entre $0,01^\circ$ e 1° , a PMU precisa ser muito mais precisa em suas medições. Uma diferença de $0,01^\circ$ em uma frequência de 60 Hz, por exemplo, corresponde a uma diferença de $0,46 \mu\text{s}$.

Outro desafio que se faz presente é no cálculo das potências ativas e reativas do sistema. Von Meier et al (2017) mostram que, em sistemas de transmissão, onde a impedância de uma linha é majoritariamente indutiva, as potências ativas e reativas podem ser desacopladas matematicamente, facilitando o cálculo aproximado das mesmas a partir das medições de tensão e ângulo de uma PMU. Todavia, em sistemas de distribuição, as impedâncias de linha tem uma componente resistiva não desprezível, impedindo seu cálculo como da maneira usual e demandando o uso de equações mais complexas (e, por consequência, mais pesadas computacionalmente).

Além disso, nem as cargas nem as impedâncias podem ser consideradas iguais nas três fases dos sistemas de distribuição. Isto se dá, entre outras causas, pelo uso de fontes energéticas distribuídas cujo

impacto não é balanceado entre as fases do sistema. Pode ser necessário, então, utilizar um modelo trifásico desequilibrado do sistema elétrico em questão, o que aumenta substancialmente a complexidade computacional em um Centro de Controle.

Pode-se levantar, ainda, a questão de que a relação sinal-ruído é maior neste tipo de aplicação de PMUs, uma vez que as variáveis a serem medidas se tornam menores.

Diversos autores vêm recentemente publicando trabalhos sobre medições fasoriais sincronizadas em redes de distribuição. Nos parágrafos a seguir, alguns são citados de forma a situar este trabalho neste campo de pesquisas.

Aplicações iniciais de PMUs em sistemas de distribuição foram apresentadas no início do século XXI. Conforme já mostrado, um dos trabalhos mais relevantes na área é o projeto Medfasee/BT do Labplan/UFSC, que desde 2003 realiza medições sincronizadas em baixa tensão e hoje já conta com mais de 25 PMUs em operação no Brasil (DECKER et al, 2017).

Outro trabalho que pode ser considerado pioneiro na área foi desenvolvido por Ukai, Nakamura e Matsui (2003). Neste, os autores apresentam um sistema para medições das componentes harmônicas do sistema elétrico usando medidas sincronizadas por GPS e processamento digital de sinais, e o utilizam para realizar medições em um sistema de distribuição.

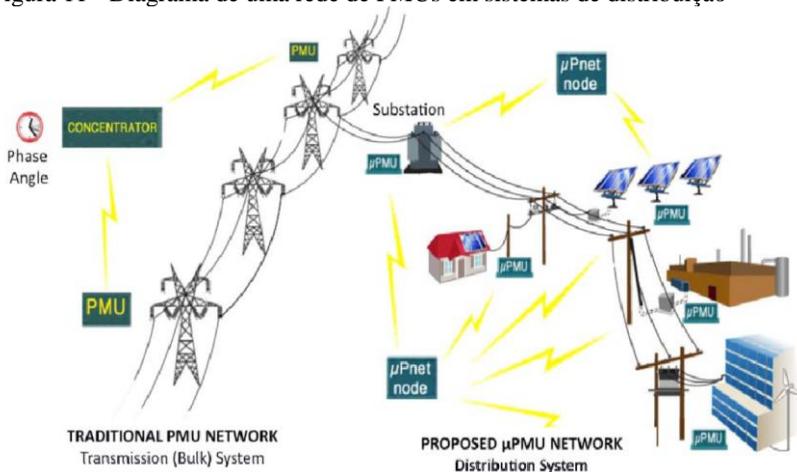
Tlusty et al (2009) mostram a detecção de eventos em nível de transmissão na República Checa em 2006 utilizando unicamente PMUs instaladas em sistemas de distribuição. Neste caso, as medições fasoriais evidenciaram mudanças graduais na frequência do sistema que levaram a desligamentos no mesmo, mostrando que medições em sistemas de distribuição oferecem boa visibilidade de dinâmicas que ocorrem em sistemas de transmissão.

Naumann et al (2010) demonstram o aumento da observabilidade de um sistema elétrico industrial através do uso de PMUs em pontos chave do sistema. Os autores também mostram como os dados destas PMUs foram capazes de detectar eventos em sua vizinhança, como um desbalanceamento de potência em uma usina de geração próxima.

Von Meier et al (2014) propuseram, na Universidade da Califórnia, uma rede de PMUs de baixo custo para sistemas de distribuição chamada μ Pnet, usando de uma plataforma de medições comercial chamada PQube, visando obter medidas de alta precisão para lidar com os desafios enumerados acima. A Figura 11 a seguir é usada

para ilustrar esta rede de PMUs, mostrando também a ideia por trás do uso de PMUs em nível de distribuição.

Figura 11 - Diagrama de uma rede de PMUs em sistemas de distribuição



Fonte: Von Meier et al (2014).

Trabalhos mais recentes vêm focando no aperfeiçoamento das medidas de PMUs em sistemas de distribuição. Alhalaseh et al (2018) e Rammal et al (2018) propõem metodologias para o cálculo de número ótimo e posicionamento de PMUs nestes sistemas, de modo a detectar possíveis fluxos de potência inverso (causado por DERs) e a utilizar sistemas de análise de dados para detecção de eventos e classificação do sistema.

Há também estudos no sentido de verificar a vulnerabilidade de um sistema com PMUs a ataques cibernéticos. Santos e Orillaza (2018) propõem uma comparação da estimação de fasores baseada em duas técnicas (módulos mínimos ponderados e mínimos quadrados ponderados) e discutem sua robustez contra um ataque de Injeção de Dados Falsos (FDI).

Outros autores desenvolvem técnicas para a estimação de parâmetros do sistema. Puddu et al (2018) propõem uma técnica para estimação, auxiliada por medidas de PMUs, das resistências e reatâncias a serem usadas numa matriz de impedâncias num sistema de distribuição.

Recentemente, diversos autores concentram seus esforços no desenvolvimento de novas técnicas para detecção de falhas, estimação

dos fasores, aumento da precisão, transmissão e tratamento dos dados medidos e redução do custo computacional dos protótipos.

No capítulo 5 deste trabalho, o foco estará sobre a PMU utilizada neste trabalho e as estratégias utilizadas para lidar com os desafios salientados nesta revisão do estado da arte. Antes disto, algumas definições matemáticas e normativas técnicas relevantes são apresentadas.

3 DEFINIÇÕES MATEMÁTICAS

Neste capítulo, são apresentadas, de maneira breve, algumas definições matemáticas relevantes para a compreensão deste trabalho. Todas as equações e desenvolvimentos aqui apresentados são baseados no trabalho de Oppenheim et al. (1999) e Phadke e Thorp (2008) e podem ser encontradas com maiores detalhes nos mesmos e em Grando (2016).

3.1 DEFINIÇÃO DE SINCRUFASOR

A avaliação matemática dos fasores nos sistemas elétricos parte da representação de uma forma de onda CA (Corrente Alternada). A IEEE (2011) define, em suas normativas, que este sinal é representado por uma onda cossenoidal:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

Onde X_m é a magnitude, $\omega = 2\pi f$ e f é a frequência instantânea e ϕ é a defasagem angular da forma de onda. Em uma notação fasorial, a Equação 1 acima pode ser representada, em valores RMS, como:

$$x(t) \leftrightarrow \bar{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\theta} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle \phi \quad (2)$$

Um sincrofasor é definido, então, como as medidas da magnitude e do ângulo de um sinal sinusoidal, na forma mostrada acima, em um momento exato no tempo (SYKES et al, 2007). Este “momento exato” provém de um receptor de sinal GPS que fornece uma referência de tempo no padrão UTC (Tempo Coordenado Universal).

3.2 ESTIMAÇÃO DE FASORES COM A DFT

Conforme já comentado na introdução deste trabalho, a Transformada Discreta de Fourier (DFT) é amplamente utilizada na estimação de fasores, sendo a técnica mais difundida para tal uso (GRANDO, 2016). Esta apresenta como vantagem a precisão e baixa complexidade na extração de um fasor de componente harmônica fundamental (PHADKE; THORP, 2008).

A ideia por trás da Transformada de Fourier é a decomposição de um sinal periódico em senóides e cossenóides. Em um ambiente discreto, tratamos da DFT, na qual o sinal passa por um processo de amostragem. Com o tratamento matemático necessário, é possível obter

os coeficientes de Fourier da componente harmônica de interesse de um sinal cossenoidal (conforme a definição de sincrofasor).

Conforme detalhado em Grando (2016), mostramos a equação abaixo, que mostra como o fasor da k -ésima componente harmônica é calculado a partir de um conjunto de x_n amostras:

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j\frac{2\pi f k}{N}n} \quad (3)$$

Fazendo $\theta = 2\pi f/N$, onde θ é o ângulo de amostragem, e escolhendo $k = 1$ (ou seja, somente a componente harmônica fundamental), escreve-se:

$$\hat{X} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n [\cos(n\theta) - j\sin(n\theta)] \quad (4)$$

Em que \hat{X} é o fasor de frequência fundamental obtido, utilizado no algoritmo de estimação de fasor da PMU sobre a qual este trabalho se baseia.

3.3 ESTIMAÇÃO DE FREQUÊNCIA

Neste trabalho, a estimação da frequência do sinal medido é feita conforme sugerido pela norma (IEEE, 2011). Segundo a mesma, uma vez em que há medidas sincronizadas de ângulo, a frequência pode ser calculada a partir da diferença angular entre medidas adjacentes.

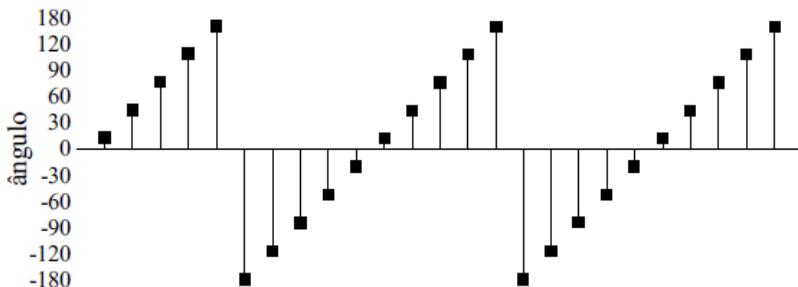
Conforme mostrado por Grando (2016), se o sinal a ser medido possui frequência igual à frequência de referência do sistema ($f = f_0 = 60\text{Hz}$ no caso do sistema brasileiro), o ângulo do fasor será sempre o mesmo. Todavia, se a frequência do sinal for diferente de f_0 , o ângulo terá o comportamento mostrado na Figura 12.

Logo, por se tratar de um sistema discreto, a diferença angular é calculada como:

$$\frac{d\phi}{dt} = \frac{\phi_x - \phi_{x-1}}{T_{acq}} = (\phi_x - \phi_{x-1})fps = 2\pi\Delta f \quad (5)$$

Onde ϕ_x é a medida atual de ângulo, ϕ_{x-1} é a medida anterior, T_{acq} é o tempo entre aquisições, fps é o número de medidas por segundo e Δf é a variação de frequência causada pela diferença angular (GRANDO, 2016).

Figura 12 - Ângulo de um fasor para frequência diferente da nominal



Fonte: Grando (2016).

Então, a frequência do fasor é calculada como:

$$f = f_0 + \Delta f \quad (6)$$

No caso da PMU deste trabalho, a frequência média calculada para o sistema elétrico trifásico é a media simples das frequências dos três fasores calculados.

Finalmente, a taxa de variação de frequência (conhecida como *ROCOF – Rate of Change of Frequency*) é calculada como a derivada discreta da frequência obtida:

$$ROCOF = \frac{df}{dt} = \frac{f_x - f_{x-1}}{T_{acq}} = (f_x - f_{x-1})fps \quad (7)$$

É importante ressaltar que todas as equações e formalismos definidos neste capítulo não foram desenvolvidos pelo autor e são mostradas a título informativo para melhor compreensão do algoritmo utilizado pela PMU deste trabalho.

4 NORMATIVAS TÉCNICAS

Neste capítulo, são apresentadas as normativas técnicas e requisitos de conformidade para medição fasorial e PMUs, conforme descrito pela IEEE. Estas são apresentadas de maneira breve e somente as informações relevantes para a compreensão deste trabalho são explicitadas.

As normas utilizadas são a IEEE C37.118.1 de 2011, que traz as classificações técnicas de uma PMU, os critérios de erro a serem observados, os requisitos de erro (em regime permanente e dinâmico) a serem atingidos, e a IEEE C37.118.2 de 2011, que define as padronizações para comunicação e envio de dados.

Segundo esta norma, as PMUs são separadas em duas classes de desempenho:

- Classe P, destinada a aplicações de proteção. Seus requisitos envolvem principalmente sua velocidade de resposta.
- Classe M, destinada a aplicações de medição. Seus requisitos são mais voltados à qualidade do sinal e faixas de operação.

A PMU utilizada no protótipo deste trabalho é voltada para a medição de sistemas de distribuição, mas, como mostrado por Grando (2016), a arquitetura da mesma atende completamente os requisitos da classe P. O autor mostra que, para a classe M, só não são atingidos os requisitos de interferência fora de banda e modulação de fase.

A seguir, são exemplificados alguns requisitos definidos pela norma. Antes disso, porém, é necessário definir os critérios de erro.

4.1 ERRO DE SINCROFASOR (TVE)

A norma em questão (IEEE, 2011) define que o critério de erro para a estimação do fasor é o TVE (*Total Vector Error*). Este é um critério de *precisão e exatidão*, que busca avaliar de maneira percentual o quão próximo é o valor medido em relação ao valor real do fasor. Esta medida combina tanto o erro de magnitude quanto o erro de ângulo do vetor, e é definida pela norma segundo a equação abaixo:

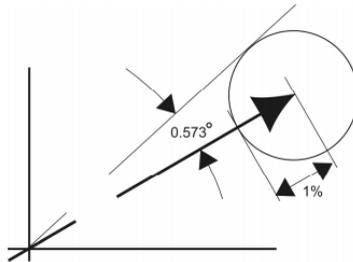
$$TVE = \left| \frac{Fasor_{estimado} - Fasor_{referência}}{Fasor_{referência}} \right| * 100 \quad (8)$$

É estipulado que, para ambas as classes de PMU, o TVE deve ser de no máximo 1%. Ou seja: se não houver erro no ângulo, a magnitude

deve ter um erro de no máximo 1%; se não houver erro de magnitude, o ângulo deve ter um erro de no máximo $0,573^\circ$.

A Figura 13 abaixo, disponível no anexo E da norma em questão, ilustra o intervalo de erro que um fasor pode ter, formando um círculo cujo raio é o erro máximo de 1%.

Figura 13 - Ilustração do critério de 1% no TVE



Fonte: IEEE (2011).

4.2 ERRO DE FREQUÊNCIA

Os erros na frequência (FE – *Frequency Error*) e no ROCOF (RFE – *Rate of Change of Frequency Error*) são definidos pela norma conforme as equações abaixo:

$$FE = |f_{referência} - f_{estimado}| \quad (9)$$

$$RFE = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{referência} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{medido} \right| \quad (10)$$

Os valores máximos destes erros dependem da quantidade de medidas feitas pela PMU em um segundo e a classe da mesma (P ou M). Na subseção abaixo, são mostrados os requisitos que a PMU em questão neste trabalho deve atender.

4.3 REQUISITOS TÉCNICOS

A norma define diversos requisitos técnicos dependendo da classe da PMU e da quantidade de medidas por segundo. Neste trabalho, a arquitetura da PMU atinge todos os critérios da classe P e realiza 30 medidas por segundo. A estrutura desta PMU é mostrada no capítulo 5 a seguir e foi proposta por Grandó et al. (2015). Os mesmos autores (GRANDO et al., 2018) realizaram os testes de conformidade com a

norma e concluíram que o equipamento está de acordo com os requisitos demandados pela norma IEEE C37.118.1.

Logo, na lista abaixo, alguns destes requisitos são mostrados a título de ilustração. O processo de calibração do protótipo desenvolvido neste trabalho é mostrado no capítulo 6 e é feito considerando testes propostos pela norma para uma PMU de classe M, já que esta classe possui testes mais exigentes quanto à qualidade da medida.

Para uma PMU classe M realizando 30 medidas por segundo, em estado estacionário (regime permanente):

- A frequência deve sofrer uma variação $\pm 5 \text{ Hz}$ em relação a seu valor nominal (f_0). Neste intervalo, deve-se observar: $TVE \leq 1\%$, $FE \leq 0,005 \text{ Hz}$, $RFE \leq 0,1 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$.
- A magnitude deve variar entre 10% e 120% de seu valor nominal. Em todo este intervalo o TVE deve ser de no máximo 1%.
- Para uma variação de $\pm 180^\circ$ no ângulo, o TVE deve se manter menor ou igual a 1%.

Evidentemente, há outros testes em estado estacionário e dinâmico, bem como testes de respostas a degraus e rampa, que foram discutidos e realizados por Grandó et al. (2018) e não são mostrados neste trabalho.

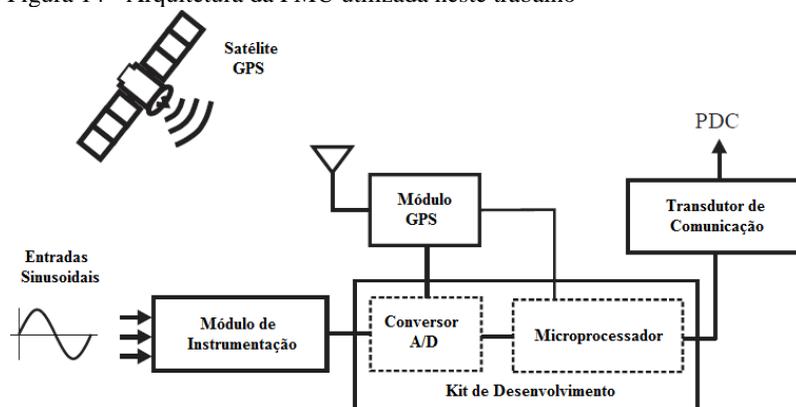
5 PROTÓTIPO DESENVOLVIDO

A PMU sobre a qual este trabalho foi desenvolvido, sugerida por Grando et al (2015, 2016, 2018), visa oferecer uma solução aos diversos desafios mostrados no estado da arte. Suas principais características são: o baixo custo de montagem, uma vez que se utiliza um kit de desenvolvimento acessível; o emprego de um algoritmo que varia a taxa de amostragem conforme as variações de frequência, buscando obter um número fixo de amostras e evitar o vazamento espectral na DFT supracitado; a sua utilização em nível de distribuição, visando observar os fenômenos previamente detalhados.

5.1 ARQUITETURA

A arquitetura da PMU usada neste trabalho é apresentada na Figura 14 abaixo. Diversas outras referências encontradas na literatura usam estruturas similares para denotar o funcionamento de uma PMU. Nesta seção, é descrita a operação de cada um dos módulos, segundo o esquema proposto por Grando et al (2015).

Figura 14 - Arquitetura da PMU utilizada neste trabalho



Fonte: Grando et al (2015), tradução própria.

O módulo de instrumentação é responsável pela aquisição e condicionamento dos sinais sinusoidais de interesse a serem medidos. Estas medidas devem, num primeiro momento, passar por uma redução de magnitude, de forma a ficarem condicionadas entre os níveis mínimo e máximo do conversor analógico/digital (ADC).

O uso de um ADC geralmente torna necessária a aplicação de um *offset*, que condiciona a zona de interesse do sinal a ser medido dentro do alcance do conversor. Por exemplo, é necessário acomodar um sinal sinusoidal que varia entre $\pm X_m$, em que X_m é a magnitude do sinal, dentro do intervalo de medição do ADC – de 0 a 3V no kit de desenvolvimento utilizado neste trabalho.

Além disso, uma filtragem é realizada no circuito de instrumentação, de modo a eliminar frequências que não estejam no intervalo de interesse. Mais detalhes sobre o módulo de instrumentação são dados na seção 5.3 deste trabalho.

O módulo GPS é mostrado na seção 5.4 e é responsável pela transmissão de um sinal PPS (*Pulse per Second*), que deve garantir o sincronismo desejado da medida. Este sinal é utilizado para ativar (*trigger*) os ADCs de diversas PMUs geograficamente distantes (GRANDO et al, 2015). Além disso, fornece o rótulo de tempo para o microprocessador no padrão UTC (*Universal Time Coordinated*).

No kit de desenvolvimento, os sinais trifásicos medidos na placa de instrumentação são convertidos pelos ADCs e enviados ao processador. Neste, a estimação dos fasores e da frequência medidas pela PMU é feita, em um processo matemático que é apresentado com mais detalhes na seção 5.5 deste trabalho.

Após o cálculo das variáveis de interesse, os dados são finalmente transmitidos ao PDC para futura análise. Este processo é explicado na seção 5.6. O capítulo é encerrado com uma análise do custo do desenvolvimento da plataforma de testes na seção 5.7.

5.2 KIT DE DESENVOLVIMENTO UTILIZADO

O kit de desenvolvimento utilizado neste trabalho, conforme indicado na arquitetura mostrada na Figura 14, é o modelo STM32F769 do fabricante STMicroelectronics. Trata-se de uma plataforma baseada no microprocessador ARM Cortex-M7.

Este kit oferece diversas ferramentas úteis para usos variados, estando algumas listadas abaixo como motivos para escolha deste produto para o trabalho em questão:

1. Existência de três ADCs com 12 bits de resolução, podendo realizar até dois milhões de medidas por segundo (MSPS), utilizados para a conexão com o módulo de instrumentação;

2. Diversas interfaces de comunicação disponíveis (SPI, I²C, UART, CAN, etc.), dando liberdade à escolha da comunicação com o módulo GPS;
3. Entrada disponível para comunicação Ethernet de até 100Mbps, permitindo a conexão com o PDC;
4. Tela LCD sensível ao toque, permitindo o uso de uma interface gráfica para mostrar e interagir com o software embarcado;
5. Seu baixo custo.

O equipamento é mostrado na Figura 15 a seguir:

Figura 15 - Kit de Desenvolvimento STM32F769



Fonte: <<https://www.st.com/en/evaluation-tools/32f769idiscovery.html>>, visita em 17/06/2019.

5.3 PLACA DE INSTRUMENTAÇÃO DESENVOLVIDA

Um dos objetivos deste trabalho é a concepção e montagem de uma placa de instrumentação que englobe toda a eletrônica necessária, de modo a se ter um protótipo que possa ser facilmente montado e desmontado para realizar medições. Nesta seção, são mostrados primeiramente os circuitos e esquemáticos desta placa; após isto, seu processo de confecção é detalhado.

5.3.1 Circuitos e Esquemáticos

O projeto da placa de instrumentação foi desenvolvido no software *Autodesk Eagle*, destinado ao design de placas de circuito impresso. Abaixo, são detalhados os circuitos da mesma.

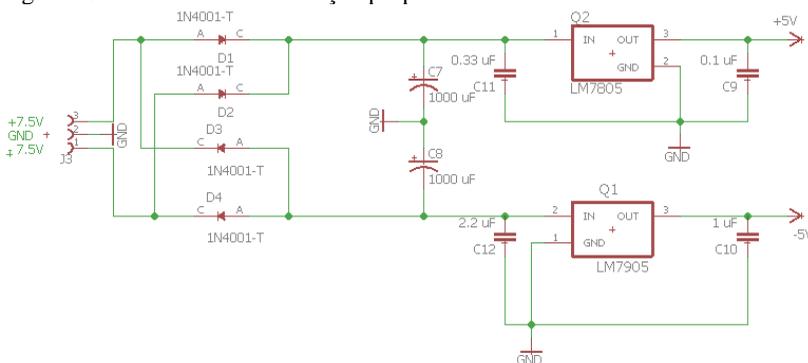
5.3.1.1 Circuito de Alimentação

Foi realizado um circuito capaz de gerar tensões de $\pm 5\text{ V}$ para a alimentação dos CIs do circuito de instrumentação. Este consiste de:

- Um transformador de 220V para $\pm 7,5\text{V}$ com ponto médio;
- Um retificador de onda completa a diodos (fabricante: Vishay, modelo: 1N4001) com capacitores conectados à sua carga;
- Dois reguladores de tensão (fabricante: Texas Instruments, modelos: LM7805 e LM7905).

Este circuito de alimentação é mostrado na Figura 16 abaixo, conforme o seu projeto no Eagle:

Figura 16 - Circuito de alimentação proposto



Fonte: Própria

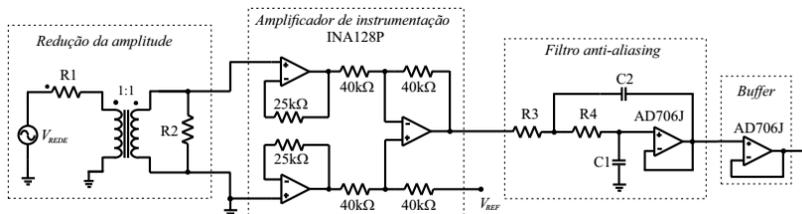
5.3.1.2 Circuito de Instrumentação

O circuito principal de instrumentação utilizado, proposto por Grando (2016) é mostrado na Figura 17 a seguir. Nos seguintes parágrafos, seu funcionamento é descrito.

Inicialmente, é necessário saber que o intervalo de medições do ADC do kit de desenvolvimento é de 0 a 3 Volts. Logo, a primeira coisa a se fazer é reduzir a tensão. Neste trabalho, foi considerado um sinal de entrada de $220V_{\text{rms}}$ com uma margem de até 20% para mais, uma vez que a norma (IEEE, 2011) requer esta margem máxima. Considerando que o sinal é senoidal, o sinal da entrada pode variar entre $\pm 220 * \sqrt{2} * 1,2 = \pm 373,35\text{ V}$ (tensão de pico).

Esta tensão deve ser reduzida na primeira etapa do circuito, onde um transformador de corrente com razão de transformação 1:1 (fabricante: YHDC, modelo: TV19) é usado em conjunto com dois resistores (R_1 e R_2), escolhidos de forma que o sinal de saída esteja entre $\pm 1,5 V$.

Figura 17 - Circuito de instrumentação utilizado



Fonte: GRANDO, 2016.

O sinal com amplitude reduzida passa, então, por um amplificador de instrumentação (fabricante: Texas Instruments, modelo: INA128P). Este tem por objetivo “deslocar” o sinal de entrada por um valor fixo, denotado V_{REF} na Figura 17 acima. Ao escolher uma referência de tensão de $1,5 V$, o sinal de interesse estará contido no intervalo entre 0 e $3 V$.

A referência de tensão para o amplificador de instrumentação acima é também feita na placa de instrumentação através do uso de um circuito integrado apropriado (fabricante: Texas Instruments, modelo: REF2030). Este, quando alimentado na tensão de $5 V$, produz referências de tensão de $3 V$ e $1,5 V$ com alta precisão.

Finalmente, este sinal passa por um filtro anti-recobrimento (topologia Sallen Key de segunda ordem, com frequência de corte de $5000 Hz$) e por um circuito seguidor de tensão (*Buffer*) antes de estar pronto para ser adquirido pelo ADC do kit de desenvolvimento.

A amplitude máxima do sinal de entrada ($\pm 373,35 V$) será mapeada em um intervalo de 0 a $3 V$ por um ADC de 12 bits. A sensibilidade desta medição é, então, de $0,1823 V/bit$.

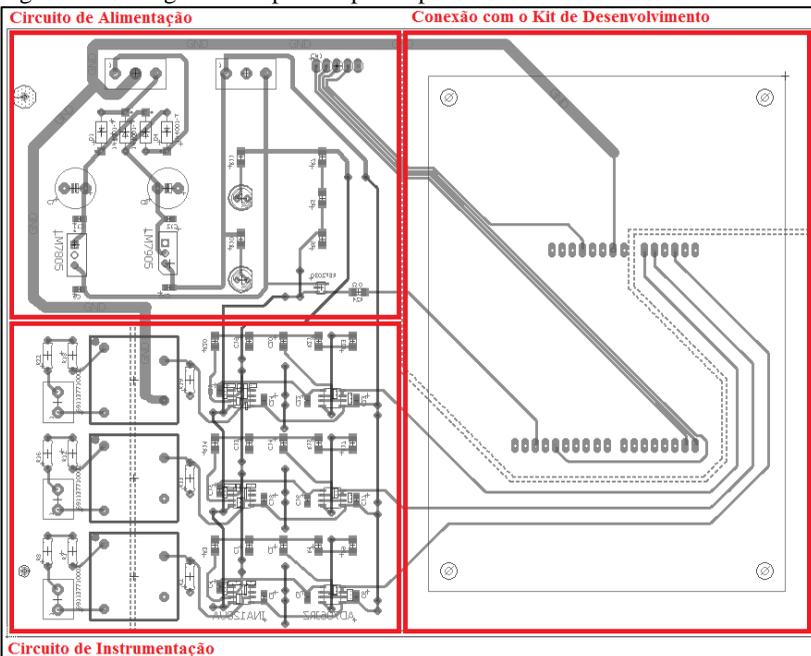
5.3.2 Design da placa

O design físico da placa de circuito impresso (PCI) que contém os circuitos mencionados acima também foi realizado através do software *Autodesk Eagle*. Buscou-se produzir uma placa que:

- Tivesse dimensões pequenas. As versões produzidas têm 15x20cm de largura/comprimento.
- Permitisse a fácil conexão de seus módulos e acessórios (transformador de alimentação, entrada dos sinais de interesse, módulo GPS, conexão com o kit de desenvolvimento, módulo de comunicação);
- Realizasse três circuitos de instrumentação, possibilitando a conexão de uma entrada trifásica;
- Possibilitasse a fácil conexão (solda) dos CIs e componentes utilizados.

O design final destas placas é ilustrado na Figura 18, onde são indicados os circuitos de alimentação, instrumentação e conexão com o kit de desenvolvimento.

Figura 18 - Design de PCI para os protótipos das PMUs



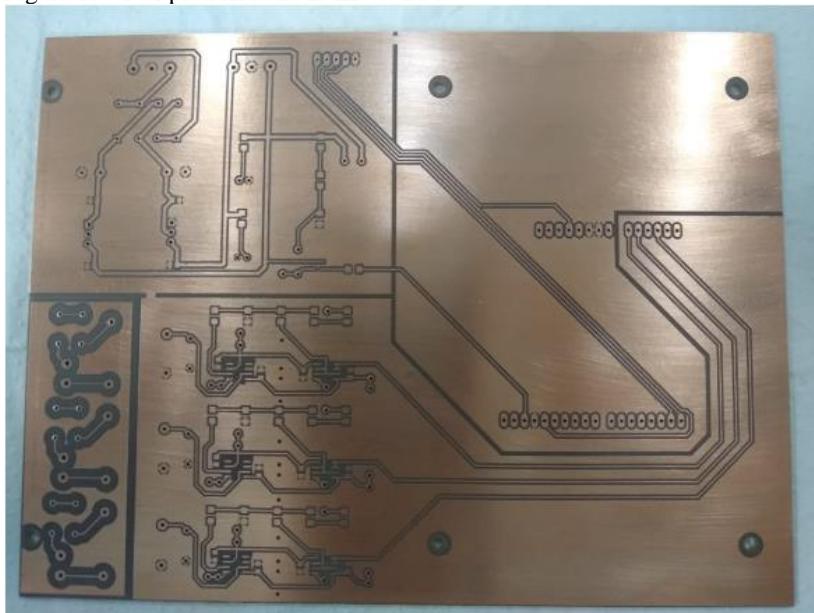
Fonte: Própria.

5.3.3 Confeção e Resultados

Duas cópias desta placa de circuito impresso foram produzidas pelo INEP – Instituto de Eletrônica de Potência da UFSC, a quem o autor deste trabalho estende seus agradecimentos. Este laboratório

possui uma máquina fresadora para confecção de PCIs, a qual foi usada para a confecção do design proposto na seção anterior sobre placas de fenolite e cobre. A Figura 19 a seguir serve para mostrar uma destas placas após sua produção e antes da solda dos componentes, ilustrando o design mostrado na Figura 18 acima.

Figura 19 - PCI produzida no INEP - UFSC



Fonte: Própria.

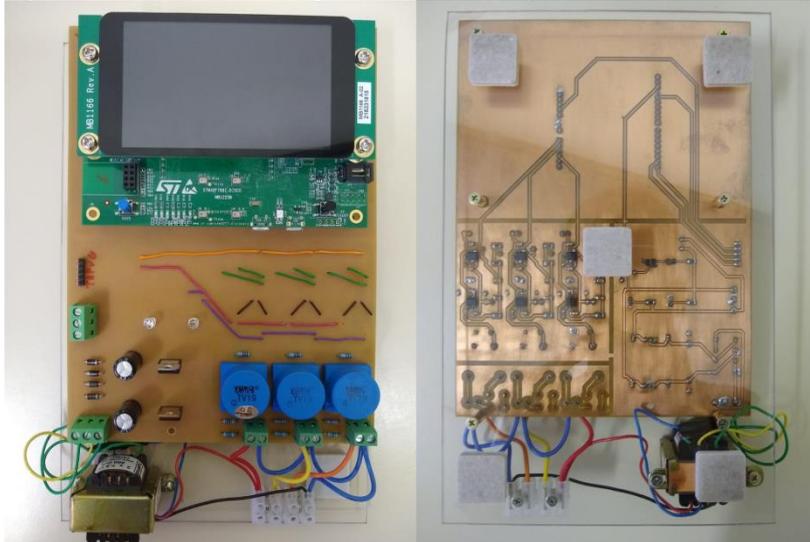
A esta placa foram soldados os componentes dos circuitos, conforme descrito nas subseções anteriores. Finalmente, esta foi parafusada a uma placa de plástico com os contatos elétricos para baixo, evitando a possibilidade de contato humano com as trilhas do circuito impresso e permitindo sua instalação e utilização.

O resultado final da placa de instrumentação desenvolvida, pronta para ser utilizada como base da PMU estudada neste trabalho, é ilustrado na Figura 20 abaixo. Podem ser vistas as faces superiores e inferiores da placa, com todos os componentes soldados. É possível também ver a entrada para o sinal trifásico (3 fases + neutro), o transformador para o circuito de alimentação, o circuito de instrumentação e a montagem do kit de desenvolvimento sobre a placa.

Este circuito foi testado antes de passar por um processo de calibração e teve sua eficiência atestada. Foi verificado que, para uma

entrada senoidal de 220V/60Hz, a tensão na saída da instrumentação/entrada analógica do kit de desenvolvimento é uma senóide com o mesmo formato, contida no intervalo de 0 a 3V, conforme desejado.

Figura 20 - Resultado final da placa de instrumentação desenvolvida



Fonte: Própria.

5.4 MÓDULO GPS UTILIZADO

O módulo GPS utilizado pode ser visto na Figura 21 a seguir, cujas finalidades são fornecer uma estampa de tempo para os fasores e servir como *trigger* para o ADC, permitindo a aquisição de dados.

Este módulo é baseado na série de módulos GPS conhecidos como NEO-6 da fabricante U-Blox. Seu uso neste trabalho é motivado pelas seguintes razões:

- Seu baixo custo, (aproximadamente R\$50,00);
- Suas opções flexíveis de comunicação (UART, USB, CAN, I²C);
- Sua facilidade de conexão com a placa (pois pode ser alimentado com 5V);
- Sua alta precisão temporal: segundo a folha de dados, a estampa de tempo tem uma precisão de 30ns.
- Suas pequenas dimensões.

Figura 21 - Módulo GPS utilizado com antena externa



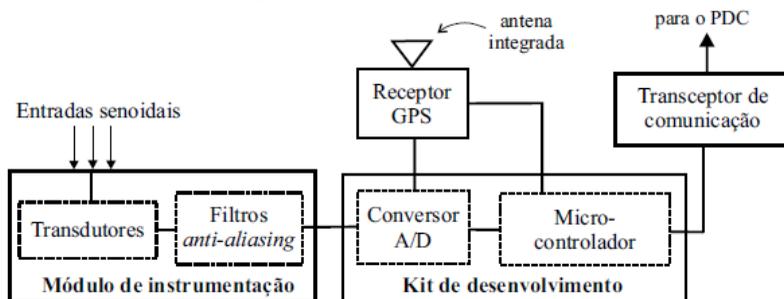
Fonte: Própria.

Apesar do módulo comprado já contar com uma antena interna, escolheu-se por utilizar uma antena externa de modo a se obter um bom sinal de GPS mesmo em ambientes internos.

5.5 AQUISIÇÃO DE DADOS E ESTIMAÇÃO

Com os elementos descritos nas seções acima, é mostrada agora a estrutura proposta para aquisição e envio de dados, conforme Grando (2016), na Figura 22 a seguir:

Figura 22 - Estrutura de aquisição de dados



Fonte: Grando (2016).

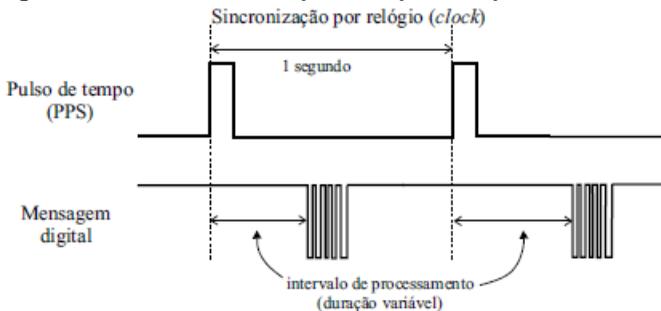
Pode-se ver, então, que o receptor GPS é o responsável tanto por gerar a estampa de tempo para o processador quanto por acionar (*trigger*) as medições do conversor A/D.

Quanto à estampa de tempo, a norma IEEE C37.118.2 estabelece que ela deve ser baseada no Tempo Universal Coordenado (UTC –

Universal Time Coordinated). Este utiliza da escala de Tempo Atômico Internacional (TAI) e é sistematicamente corrigido para compensar quaisquer diferenças no tempo de rotação da terra (GRANDO, 2016).

Quanto ao *trigger* do ADC, isto é feito através da referência de tempo dos satélites GPS, obtida por receptores na terra. Estes fornecem um sinal de sincronismo, conhecido como PPS (Pulso por Segundo). Logo, o receptor GPS utilizado envia este pulso para acionar o ADC da placa de instrumentação. A Figura 23 abaixo serve para ilustrar o PPS e a mensagem digital que contém a informação sobre o tempo exato do mesmo.

Figura 23 - Sinal PPS e estampa de tempo correspondente



Fonte: Grando (2016).

Este pulso gera uma interrupção no processador do kit de desenvolvimento que irá realizar 256 amostras subsequentes. Estas podem ser utilizadas em uma DFT, conforme mostrado no capítulo 3, para a estimação dos fasores.

O módulo GPS selecionado, além da precisão temporal de 30ns já comentada na seção anterior, permite também a geração de pulsos sincronizados com o UTC em um intervalo de frequência de 0,25Hz até 1kHz. É possível, então, gerar pulsos na frequência de 30Hz caso deseje-se que a PMU meça 30 fasores por segundo, por exemplo.

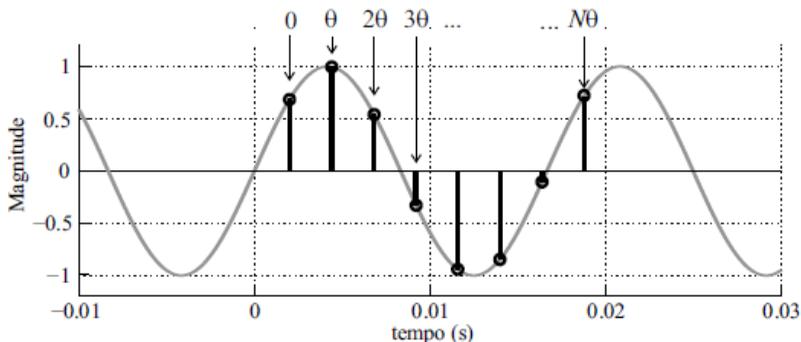
Estando esclarecido o processo de obtenção de medidas, é necessário justificar outra peculiaridade da PMU utilizada neste trabalho. Conforme mencionado no estado da arte, uma das questões que vem recebendo a atenção de pesquisadores nesta área é o vazamento espectral.

Como a DFT requer ao menos um período do sinal para ser computada, é necessário que as N amostras que a compõe (256 neste trabalho) compreendam exatamente um período. Estas 256 amostras são geradas pelo processador após a recepção de um sinal PPS. Logo,

conclui-se que se o intervalo entre estas amostras for constante, o período do sinal a ser medido também deve ser constante.

O interesse em manter este número N de amostras constante vem do fato de que, conforme visto na equação 4 do capítulo 3, as funções seno e cosseno são utilizadas no algoritmo da DFT. Se o sinal for periódico nesse intervalo de N amostras, o valor do ângulo θ para cada amostra pode ser obtido como um múltiplo de $2\pi/N$ (GRANDO, 2016). Isto é ilustrado na Figura 24 abaixo:

Figura 24 - Representação do ângulo de amostragem da DFT



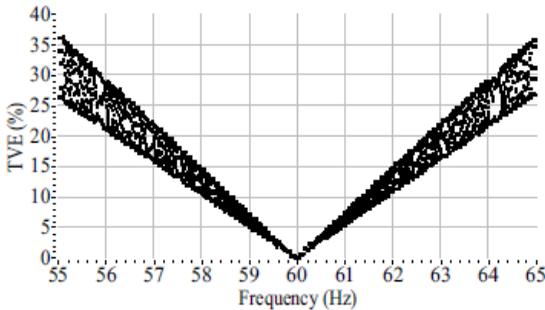
Fonte: Grando (2016).

Logo, se as funções seno e cosseno são aplicadas N vezes em cada iteração, seus valores podem ser previamente calculados e tabelados. Segundo Grando (2016), isto reduz o tempo de processamento no algoritmo da PMU deste trabalho de $23ms$ para $940\mu s$.

É sabido que, ao amostrar um sinal contínuo e periódico em uma janela, o resultado obtido no espectro de frequências é na verdade a convolução do espectro do sinal de interesse com o espectro da janela de amostragem (HARRIS, 1978). Se as N amostras não corresponderem a um sinal periódico, o espectro do sinal amostrado será deslocado na frequência, no que é conhecido como vazamento espectral.

Então, no caso em que o período do sinal medido varie e o intervalo entre as amostras permaneça constante (conforme ilustrado na Figura 10 deste trabalho), este efeito será observado. Isto causa um aumento considerável no TVE, justificando o interesse em soluções para este problema. O aumento do TVE de uma PMU para uma variação de $\pm 5 Hz$ em relação à frequência de amostragem, que neste caso é fixada em $60 Hz$, é mostrado na Figura 25 abaixo.

Figura 25 – Ilustração do aumento do TVE causado por vazamento espectral

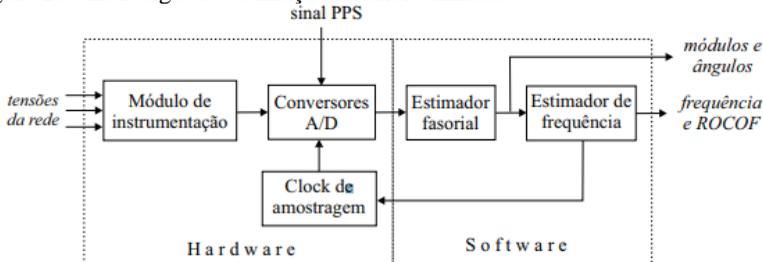


Fonte: Grando et al (2016).

Uma solução para este problema, proposta por Grando et al (2016), é ajustar a frequência de amostragem para que esta seja a mesma frequência do sinal. Logo, o intervalo entre as N amostras é ajustado de forma a sempre corresponder a um período do sinal.

Segundo os autores, como a frequência do sistema elétrico não varia bruscamente de um período a outro do sinal (pois a frequência instantânea medida está atrelada à frequência inercial das máquinas do sistema elétrico), é plausível utilizar um período anterior do sinal para ajustar a frequência de amostragem da próxima medição. A Figura 26 abaixo é usada para ilustrar esta ideia:

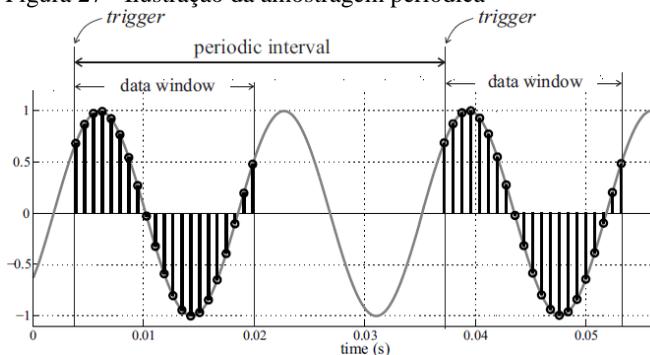
Figura 26 - Estratégia de estimação fasorial utilizada



Fonte: Grando (2016).

Grando et al (2016) mostram a eficácia deste algoritmo na redução do vazamento espectral e, conseqüentemente, do TVE. Uma limitação mencionada pelos autores é que, para assegurar que um intervalo de medição seja completado antes do próximo (com a frequência corrigida pelo algoritmo), é necessário que a frequência do *trigger* seja de no máximo metade do sinal de interesse. A Figura 27 ilustra esta explicação:

Figura 27 - Ilustração da amostragem periódica



Fonte: Grando (2016).

Logo, para um sinal de 60 Hz como o do sistema elétrico, as medidas podem ser feitas no máximo em 30 Hz, de modo que seja possível ajustar a taxa de amostragem entre duas medições subsequentes. A PMU deste trabalho é limitada, então, a medir 30 fasores por segundo. Este é um valor aceitável, uma vez que equipamentos comerciais tendem a realizar 30 ou 60 medidas por segundo.

5.6 COMUNICAÇÃO E CONCENTRADOR DE DADOS

O tópico abordado nesta seção é a comunicação dos dados gerados pelas PMUs. Estes devem ser enviados para um concentrador de dados fasoriais (PDC – *Phasor Data Concentrator*). Um PDC deve receber e sincronizar os dados de várias PMUs para armazenar e possivelmente produzir um fluxo de dados de saída em tempo real e alinhado com o tempo. Um PDC pode também trocar dados fasoriais com PDCs em outros locais.

Inicialmente, descreve-se o módulo de comunicação entre a PMU e o PDC. O kit de desenvolvimento escolhido possui, conforme já mencionado, um periférico Ethernet de 10 a 100Mbit/s, já contando com o conector no padrão RJ45 para conexão de cabos de rede.

Sem entrar em demasiados detalhes, é possível mencionar que os dois protocolos de comunicação mais comumente usados para conexão de PMUs são o TCP (*Transmission Control Protocol*) e o UDP (*User Datagram Protocol*).

O protocolo TCP tem como principal vantagem o fato de ser mais confiável, por assegurar se os dados enviados são recebidos. Ou seja, ele é *orientado à conexão*: é necessário que o receptor de dados (no caso

deste trabalho, o PDC) confirme ao emissor (PMU) a recepção de dados. Ele também é capaz de controlar erros e retransmitir dados caso haja um não recebimento. Segundo Grandó (2016), é por este motivo que este protocolo é escolhido para a transmissão de dados da PMU sobre a qual este trabalho foi desenvolvido.

O protocolo UDP tem por vantagem ser computacionalmente mais leve e rápido. Nele, o envio de dados é contínuo e não depende da confirmação da recepção dos mesmos pelo dispositivo receptor. Decker et al (2008) citam este motivo para justificar sua utilização em PMUs, argumentando que é mais importante para estes dispositivos receberem os dados de maneira rápida e constante - apesar de algumas perdas - do que com atrasos devido à retransmissão de fasores perdidos ou mesmo travamento do *link* de comunicação no protocolo TCP.

O PDC utilizado neste trabalho é desenvolvido com o software openPDC (*open source Phasor Data Concentrator*). Este é um sistema amplamente utilizado na manipulação e processamento de dados fasoriais. O concentrador de dados é o responsável por:

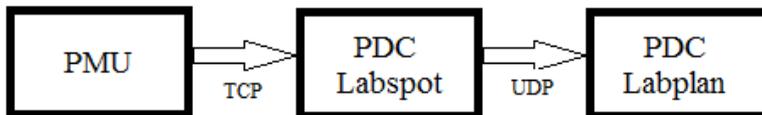
- Estabelecer a conexão com as PMUs no protocolo desejado;
- Receber e decodificar os *frames* de dados de acordo com o padrão utilizado (neste trabalho, trata-se do protocolo definido na norma IEEE C37.118.2).
- Sincronizar os dados de várias PMUs e armazená-los;
- Retransmitir estes dados, no que é chamado *Output Stream*, caso necessário.

Neste trabalho, as PMUs utilizam protocolo de comunicação TCP e se comunicam com um computador fisicamente localizado no Labspot/UFSC, cuja única função é servir como concentrador de dados (PDC). Há também um *Output Stream* para o PDC do LabPlan/UFSC, que é o responsável pelos dados do projeto Medfasee/BT já referenciado neste trabalho. O motivo deste envio de dados para o PDC do LabPlan é a comparação com as medidas das outras 25 PMUs do projeto Medfasee, o que é mostrado na seção 7.1.

Esta conexão entre o PDC dos dois laboratórios é feita utilizando um protocolo UDP, uma vez que as PMUs do projeto Medfasee/BT se comunicam unicamente neste protocolo. Se uma comunicação direta entre a PMU deste trabalho e o PDC do Labplan fosse feita com protocolo TCP, haveria o risco de que uma retransmissão ou falha interrompesse a recepção dos fasores das PMUs que utilizam protocolo

UDP, causando um efeito prejudicial. Esta estrutura é ilustrada através do diagrama de blocos da Figura 28 abaixo:

Figura 28 - Comunicação entre PDCs



Fonte: Própria.

5.7 CUSTO TOTAL DO PROTÓTIPO DESENVOLVIDO

Tendo descrito todos os componentes e módulos utilizados neste protótipo, encerra-se este capítulo apresentando o custo total do mesmo, uma vez que uma das motivações para o desenvolvimento deste trabalho é produzir uma PMU de baixo custo.

A tabela abaixo apresenta o custo individual dos componentes e total de cada PMU produzida neste projeto:

Tabela 1 - Custo total por protótipo desenvolvido

Módulo	Item	Subtotal [R\$]
Instrumentação	Componentes Diversos	110,00
Desenvolvimento	Kit STM32F769	306,00
GPS	Módulo NEO6	50,00
	Antena Externa	30,00
Total		496,00

Fonte: Própria.

6 CALIBRAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS DADOS

Uma vez construídos os protótipos, o passo seguinte é calibrar as medidas para que os requisitos de erro definidos pelas normativas da IEEE (ver capítulo 4) sejam respeitados.

Além dos erros que poderiam ser causados por vazamento espectral (problema este que já é tratado pelo uso de uma taxa de amostragem variável), há também erros causados pelos próprios componentes da placa de instrumentação, como imprecisão no valor de resistores e não idealidades na resposta de amplificadores operacionais. Estes devem ser corrigidos por um processo de calibração.

Para realizar estes testes, a norma (IEEE, 2011) recomenda a utilização de um equipamento que forneça estes sinais de referência, que devem ter uma grande precisão. O equipamento escolhido para tal fim é a placa PCI-6733, da fabricante National Instruments.

Figura 29 - Placa NI PCI-6733 utilizada para calibração



Fonte: <<http://www.ni.com/pt-br/support/model.pci-6733.html>>, visitado em 02/07/2019.

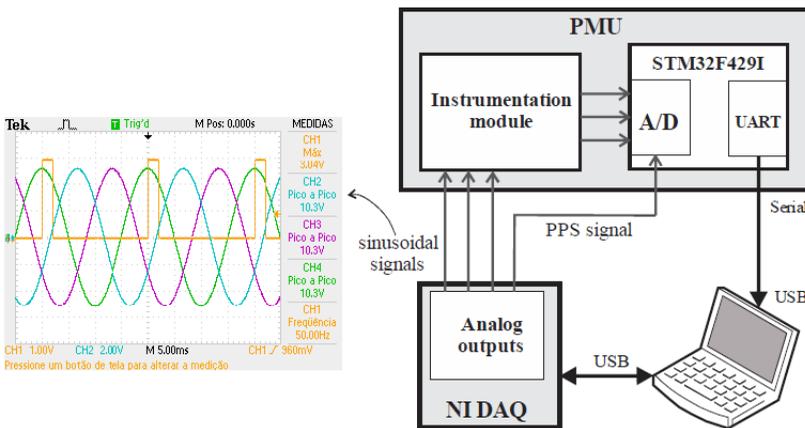
Este equipamento é um dispositivo de saída analógica de alta velocidade, podendo gerar saídas analógicas programáveis de até 10 V. Segundo o seu manual, sua precisão é de $2,080 \mu V$ em plena escala (10 V), o que representa uma incerteza de magnitude de $\pm 2,08 \cdot 10^{-5} \%$. Sua precisão temporal é de 50 ns, o que representa uma incerteza de ângulo de $0,001^\circ$ para um sinal de 60 Hz. Logo, este equipamento é considerado apto para a realização de testes de conformidade (GRANDO et al, 2015).

Como visto no capítulo 5, a placa de instrumentação da PMU proposta pode ser utilizada para medir sinais de diversas tensões, bastando trocar um resistor (R_1) na entrada do transformador de corrente que serve como sensor de tensão. Logo, este resistor foi trocado para

prever uma entrada com magnitude de $6,5 V_{pico}$, de modo que a placa acima possa ser utilizada para calibração.

A placa utilizada para calibração é, então, programada para gerar formas de onda senoidais e um sinal PPS preciso (para acionar o ADC do kit de desenvolvimento). Estes sinais são controlados e lidos em um computador por um software desenvolvido no LabVIEW. Os dados medidos pela PMU são enviados para este mesmo computador e comparados com as senóides de referência geradas. Esta estratégia é ilustrada na Figura 30 abaixo:

Figura 30 - Configuração para calibração dos dados



Fonte: Grando et al (2015)

Todavia, o *clock* desta placa opera com uma frequência de 20 MHz , e a taxa de amostragem da mesma é restrita a valores específicos de contagens inteiras desta fonte de *clock*. Logo, para gerar 30 pulsos por segundo, haveria um erro introduzido pelo fato de que o número de amostras para gera-lo não seria inteiro. Optou-se, então, por realizar os testes de calibração com sinais senoidais de 50 Hz , de modo a serem necessários 25 pulsos por segundo, conforme Grando (2016). Parte-se da suposição de que esta calibração será igualmente eficiente quando a PMU for exposta a sinais senoidais com frequência de 60 Hz .

Três testes são propostos por Grando et al (2015) para obter a correção dos valores de magnitude e fase, visando cumprir os requisitos de erro em regime permanente estipulados pela norma (IEEE, 2011):

1. Com a frequência fixa, varia-se a amplitude do sinal de entrada de 10% até 120% de seu valor nominal. Mede-se a diferença entre a magnitude do sinal de entrada e do

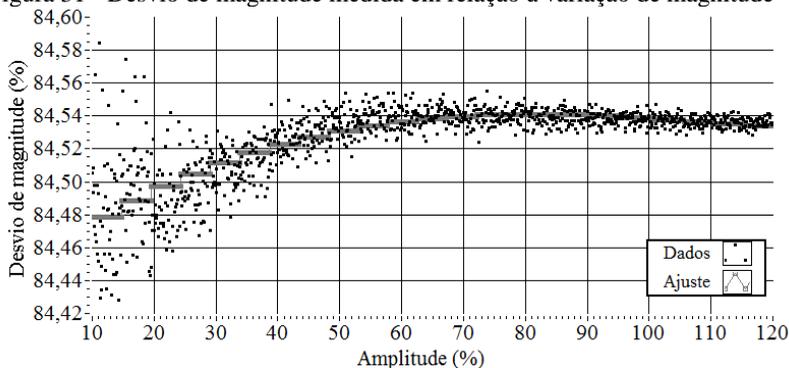
fasor enviado pela PMU. Gera-se uma curva polinomial que corrija este erro de magnitude.

2. Novamente, com a frequência fixa, varia-se a amplitude do sinal de entrada de 10% até 120% de seu valor nominal. Mede-se a diferença de fase entre o sinal de entrada e o fasor enviado pela PMU. Gera-se uma curva polinomial que corrija este erro de fase por magnitude.
3. Com a magnitude fixa, varia-se a frequência do sinal de entrada entre $\pm 5 \text{ Hz}$ de seu valor nominal. Mede-se a diferença de fase entre o sinal de entrada e o fasor enviado pela PMU. Gera-se uma curva polinomial que corrija este erro de fase por frequência.

As curvas polinomiais em questão são geradas utilizando o método dos mínimos quadrados. Estes testes foram realizados no campus da UTFPR em Curitiba, Paraná, uma vez que nesta universidade o LAPIS (Laboratório de Processamento de Imagens e Sinais) possui a placa de calibração em questão. Para ilustrar estes testes, abaixo são apresentados os resultados da calibração para uma das entradas de uma das duas plataformas de teste desenvolvidas neste trabalho.

Teste 1: Frequência fixa, variação da amplitude de 0,65 V até 7,8 V (10% a 120%). O desvio de magnitude da medida da PMU em relação ao sinal de referência é mostrado na Figura 31 a seguir:

Figura 31 - Desvio de magnitude medida em relação à variação de magnitude



Fonte: Própria.

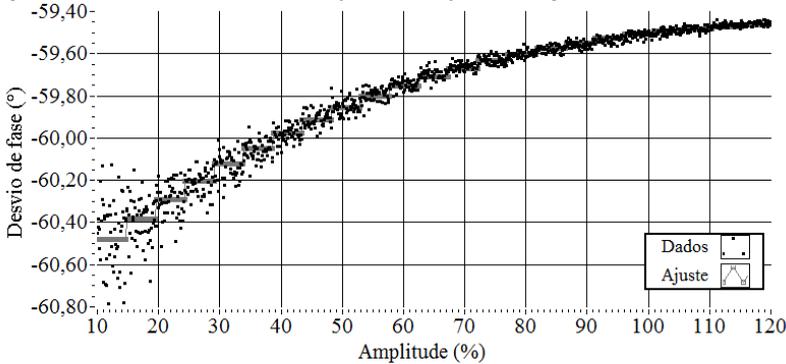
Obtém-se, então, o seguinte polinômio de terceira ordem para correção da magnitude:

$$M_c = -0,0038 + 6,4664m_0 + 0,0200m_0^2 - 0,0147m_0^3 \quad (11)$$

Onde M_c é a magnitude corrigida e m_0 a magnitude medida originalmente pela PMU.

Teste 2: Frequência fixa, variação da amplitude de 0,65 V até 7,8 V. O desvio de fase da medida da PMU em relação ao sinal de referência é mostrado na Figura 32 a seguir:

Figura 32 - Desvio de fase em relação à variação de magnitude



Fonte: Própria.

Obtém-se, então, o seguinte polinômio de terceira ordem para correção da fase pela variação da magnitude:

$$CF_{mag} = -60,7272 + 0,3813M_c + 0,0389M_c^2 + 0,0014M_c^3 \quad (12)$$

Onde CF_{mag} é a correção da fase em função da magnitude e M_c é a magnitude corrigida (conforme equação 11)

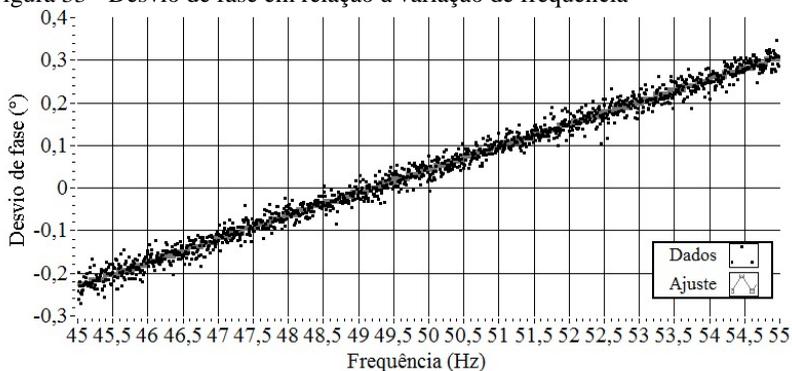
Teste 3: Magnitude fixa, variação da frequência de 45 Hz até 55 Hz. O desvio de fase da medida da PMU em relação ao sinal de referência é mostrado na Figura 33 a seguir.

É visível que este comportamento é praticamente linear. Obtém-se, então, o seguinte polinômio de primeira ordem para correção da fase pela variação da frequência:

$$CF_{freq} = -2,6454 + 0,0538f_e \quad (13)$$

Onde CF_{freq} é a correção da fase em função da magnitude e f_e é a frequência estimada pela PMU.

Figura 33 - Desvio de fase em relação à variação de frequência



Fonte: Própria.

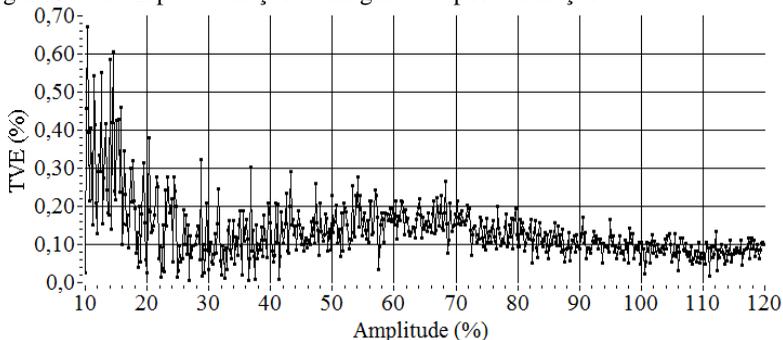
Finalmente, a medida de ângulo é definida como sendo a medida inicial somada aos dois fatores de correção das equações 12 e 13 acima:

$$\psi_c = \phi_i + CF_{mag} + CF_{freq} \quad (14)$$

Onde ψ_c é o ângulo corrigido e ϕ_i o ângulo inicial estimado pela PMU.

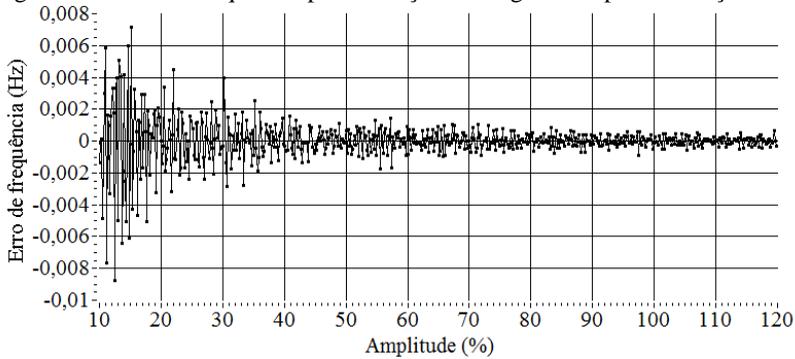
Uma vez que as correções propostas nas equações acima são executadas no código de cálculo de fasor do *software* da PMU, os testes de calibração são refeitos para avaliar a qualidade da mesma. Primeiramente, mantém-se a frequência constante e varia-se a magnitude do sinal de referência de 10% a 120% de seu valor nominal. As figuras 34 e 35 abaixo servem para ilustrar o TVE e o erro de frequência para este intervalo de magnitudes:

Figura 34 - TVE para variação de magnitude após calibração



Fonte: Própria.

Figura 35 - Erro de frequência para variação de magnitude após calibração

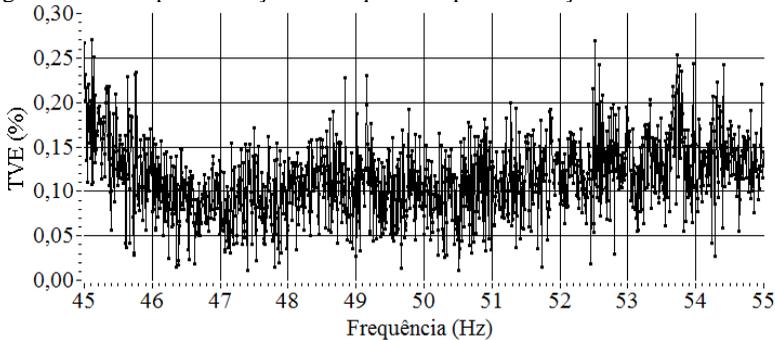


Fonte: Própria.

Observa-se um $TVE \leq 1\%$ para toda a faixa de variação de amplitude e um $FE \leq 0,005 \text{ Hz}$ para toda a faixa acima de 20%. O erro de frequência se mostra ligeiramente acima do estipulado pela norma quando a amplitude do sinal é 10% de seu valor nominal, o que pode ser justificado pelo fato de um ADC de 12 bits estar sendo usado. Logo, para sinais com amplitude pequena, uma deterioração no seu desempenho é esperada. Também foi possível observar que o TVE também foi maior em amplitudes pequenas.

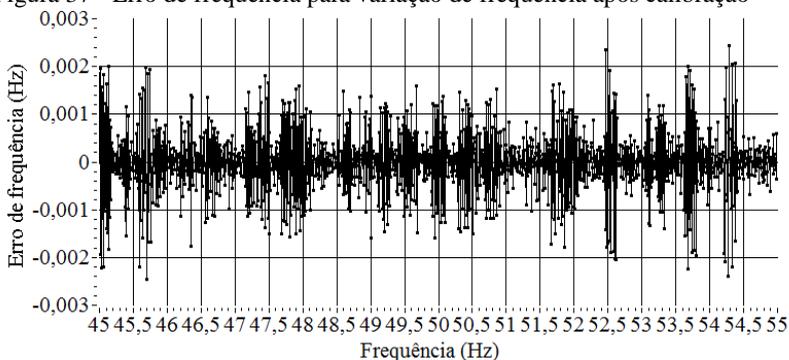
Após isto, mantém-se a magnitude constante e varia-se a frequência entre $\pm 5 \text{ Hz}$ de seu valor nominal. O TVE e erro de frequência para este intervalo de frequências são ilustrados nas figuras 36 e 37:

Figura 36 - TVE para variação de frequência após calibração



Fonte: Própria.

Figura 37 - Erro de frequência para variação de frequência após calibração



Fonte: Própria.

Verificou-se um $TVE \leq 1\%$ para toda a faixa de variação de frequências, conforme determina a norma. Logo, seguindo as etapas propostas por Grando et al (2015), é possível realizar a calibração das medidas de magnitude e fase da PMU utilizada neste trabalho.

Finalmente, é preciso calibrar o ganho da PMU para que seja possível realizar medidas na tensão de interesse ($220 V_{rms}$). O resistor R_1 é novamente trocado para um valor apropriado. Esta calibração é feita com a ajuda do Instituto de Eletrônica de Potência (INEP)/UFSC, que possui uma fonte que gera sinais sinusoidais precisos e sem distorção harmônica na amplitude desejada. Foi possível calcular, então, o ganho estático que leva a magnitude do fasor estimado pela PMU no valor de tensão gerado por esta fonte.

É importante ressaltar que os testes realizados nesta sessão foram no sentido de calibrar a PMU conforme os requisitos *estáticos* da norma IEEE C37.118.1. Os requisitos dinâmicos não foram verificados, mas é importante ressaltar que Grando et al (2018) realizaram estes testes sobre uma PMU na qual este trabalho foi baseado.

Com a plataforma de testes devidamente testada e calibrada, chega o momento de realizar testes na rede elétrica real e observar seus resultados.

7 RESULTADOS

Com os resultados positivos da calibração, é possível unir todas as etapas mostradas nos capítulos anteriores. Neste capítulo, são realizadas medições na rede elétrica real e a análise destes resultados.

7.1 COMPARAÇÃO COM UMA PMU COMERCIAL

Primeiramente, para validação das medidas realizadas, realizou-se a comparação destas com as medidas de uma PMU comercial utilizada no projeto Medfasee/BT do Labplan/UFSC. Trata-se do modelo RPV311 com um módulo de aquisição RA331, ambos da fabricante Reason.

Por se tratar de um equipamento comercial, pressupõe-se que o mesmo passou por todos os testes relativos à norma IEEE C37.118.1 e pode ser considerado uma fonte de comparação confiável. Uma das plataformas de teste de PMUs desenvolvida neste trabalho é instalada no mesmo ponto de conexão elétrica que a PMU comercial e, conforme explicado na seção 5.6, tem seus dados enviados para o mesmo PDC, pertencente ao Labplan/UFSC.

É importante ressaltar que este modelo comercial mede 60 fasores por segundo, enquanto a PMU deste trabalho mede 30. Logo, para fins de comparação, somente um a cada dois dados do modelo comercial são considerados.

Inicialmente, é mostrada a comparação entre as duas medidas, realizadas no dia 12/06/2019, entre os horários de 19h24m00s e 19h25m00s. Este um minuto de dados possui, então, 1800 fasores, denotados como “amostras” nos gráficos a seguir.

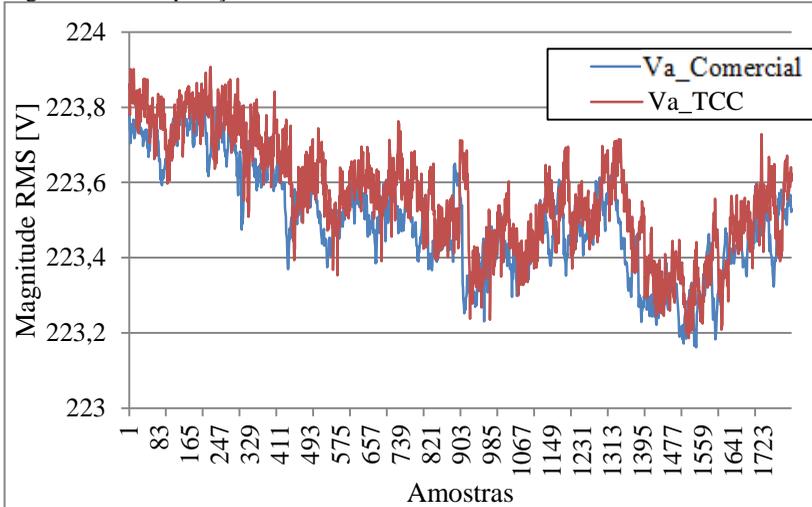
Em um primeiro momento, percebe-se que há uma diferença temporal entre as medidas. Isto é ilustrado pela Figura 38 a seguir, que compara a magnitude da tensão em uma das fases do sistema elétrico.

Após análise, descobriu-se que este atraso está relacionado a uma peculiaridade do módulo GPS utilizado. Quando o mesmo é configurado para gerar 30 PPS, a mensagem de dados com a estampa de tempo referente a estes pulsos só é enviada uma vez por segundo, e nem sempre após o mesmo número de pulsos. Isto faz com que o *software* embarcado na PMU não saiba à qual pulso atribuir a estampa de tempo. O programa o atribui, então, ao primeiro pulso recebido.

Então, a cada vez que a PMU é ligada, a estampa de tempo será atribuída a um dos 30 pulsos, sendo este o que chegar imediatamente antes do recebimento da estampa de tempo. Isto traz um erro temporal

que varia a cada vez que a PMU é energizada, mas que é constante uma vez que a mesma está em operação.

Figura 38 - Comparação de medidas de tensão com uma PMU comercial



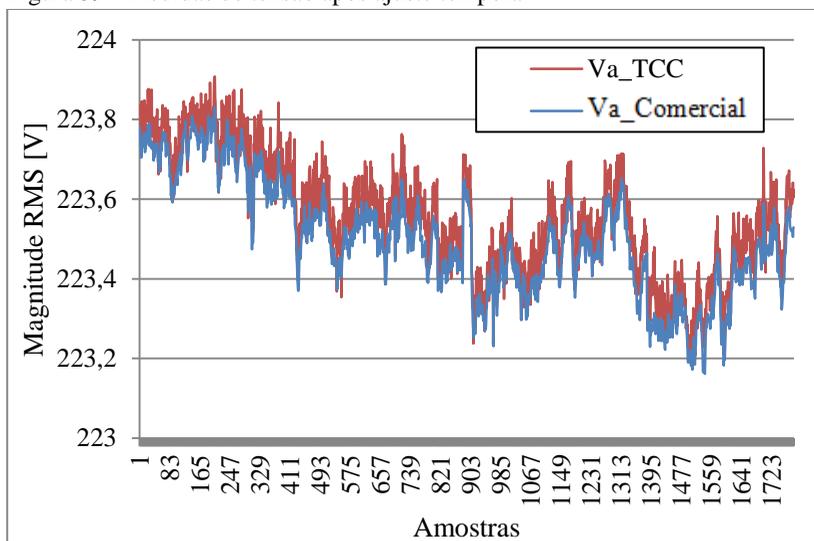
Fonte: Própria

É importante salientar que uma solução para este problema já está sendo estudada. Este erro temporal pode, então, ser facilmente identificado através de inspeção ou de uma função de correlação cruzada entre os formatos de onda.

Uma sugestão de trabalho futuro no sentido de corrigir permanentemente este problema é configurar o módulo GPS para enviar somente um PPS. Assim, pode-se ter certeza de que a estampa de tempo recebida corresponde àquele pulso. Será necessária então uma modificação no *software* da PMU para, ao receber este PPS único, realizar as outras 29 séries de medidas automaticamente.

Para este trabalho, considera-se que esta diferença temporal pode ser removida manualmente após a aquisição dos dados. Para os dados de tensão mostrados na Figura 38 acima, foi identificado um atraso de 17 amostras (correspondente a 567 ms). Uma vez corrigida esta diferença, é possível mostrar novamente a comparação entre as medidas na Figura 39 a seguir.

Figura 39 - Medidas de tensão após ajuste temporal



Fonte: Própria

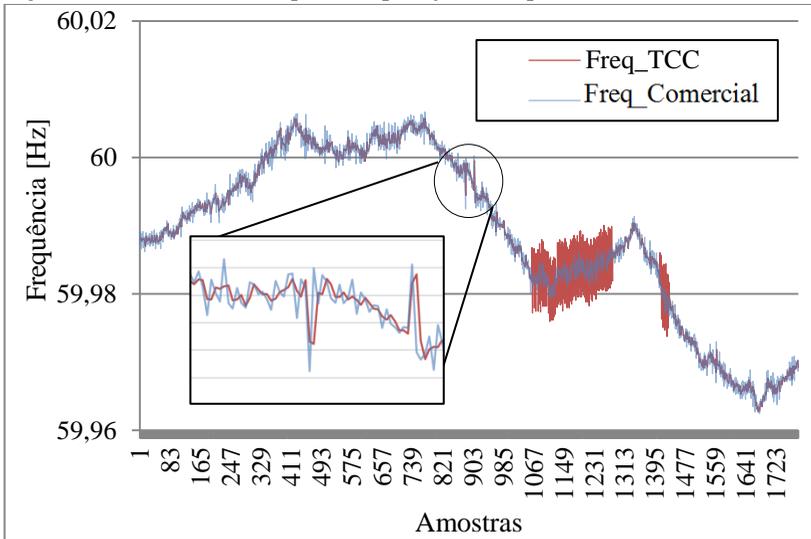
Pode-se observar que o resultado obtido pela plataforma de testes deste trabalho é satisfatoriamente próximo ao da PMU comercial em termos de detecção de dinâmicas na tensão da rede. Isto é corroborado pela execução de uma função de correlação entre as duas curvas, que indicou uma correlação de 97%.

É visível também que as medidas obtidas pela PMU deste trabalho são um pouco mais ruidosas, o que pode ser justificado pela ausência de um filtro digital na mesma. A execução de tal filtro também é sugerida como trabalho futuro.

Há uma diferença de amplitude, avaliada neste intervalo como tendo uma média de 60 mV . Considerando o fato de que um ADC de 12 bits está sendo usado para mapear a tensão da rede elétrica, esta diferença de amplitude é considerada pequena e aceitável, atestando também a eficácia da calibração mostrada no capítulo anterior.

Na Figura 40 é mostrada a frequência estimada pela PMU deste trabalho e a frequência da PMU comercial. É visível a semelhança entre as duas curvas. Uma aproximação é feita em um pequeno distúrbio na frequência que ilustra esta semelhança. Esta é novamente corroborada pela execução de uma função de correlação entre as duas curvas, que indicou uma correlação de 99%.

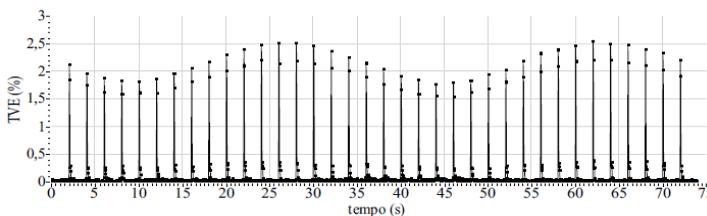
Figura 40 – Medidas de Frequência após ajuste temporal



Fonte: Própria

No entanto, no intervalo entre as amostras 1000 e 1500, podem ser observadas duas faixas onde a frequência medida pela PMU deste trabalho apresentou um comportamento oscilatório não esperado. Após análise, descobriu-se que este é causado pelo uso da taxa de amostragem com frequência variável, conforme explicado no capítulo 5.

Este efeito é explicado por Grando (2016). O autor mostra que algumas cargas, como dispositivos controlados por eletrônica de potência, causam pequenos degraus no ângulo dos fasores de tensão da rede. Estes, por consequência, provocam um pequeno erro na medida de frequência da PMU, já que esta é calculada com a derivada do ângulo. A Figura 41 serve para ilustrar a variação do TVE para degraus de 10° no ângulo, em uma faixa de $\pm 180^\circ$:

Figura 41 - Ilustração da variação do TVE para degraus de 10° no ângulo

Fonte: Grando (2016)

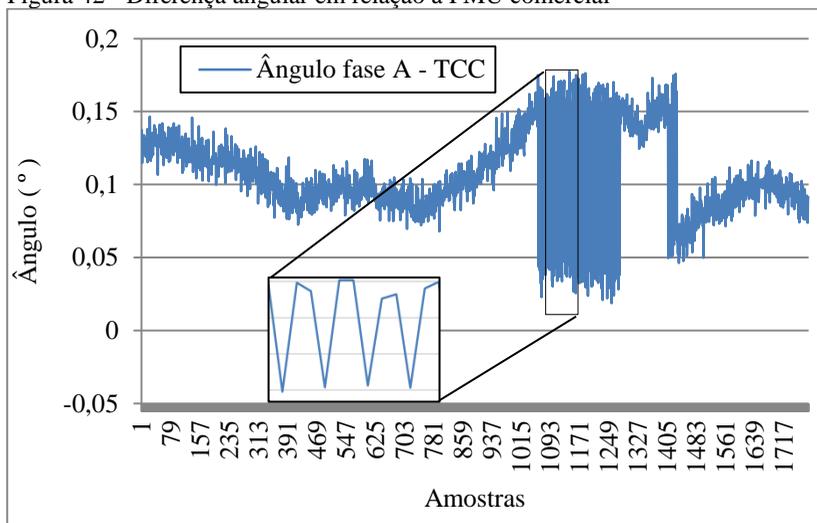
Isto não seria um grande problema caso uma taxa de amostragem fixa estivesse sendo utilizada, pois só causaria um erro na frequência no momento em que ocorresse o degrau no ângulo. Todavia, observou-se que o algoritmo que usa a taxa de amostragem variável acaba sendo influenciado por este erro.

Explica-se: um degrau no ângulo causa uma variação brusca na frequência. O algoritmo estima um valor errado de frequência e a utiliza para ajustar a taxa de amostragem da próxima medida. Entretanto, este valor errado faz com que as 256 amostras desta medida não correspondam a um período do sinal, o que acaba causando um vazamento espectral. Há, então, um processo de propagação de erro.

Uma solução simples encontrada para isto é identificar, via *software*, variações bruscas no ângulo, e evitar que a taxa de amostragem seja atualizada quando as mesmas ocorram. Outra solução mais elegante, que é sugerida como trabalho futuro, é a adição de um filtro digital às medidas da PMU.

A diferença angular entre as medidas dos fasores da fase A é mostrada na Figura 42 abaixo. A PMU comercial foi escolhida como referência, logo a curva na figura é a diferença entre o valor desta o valor medido pela PMU deste trabalho.

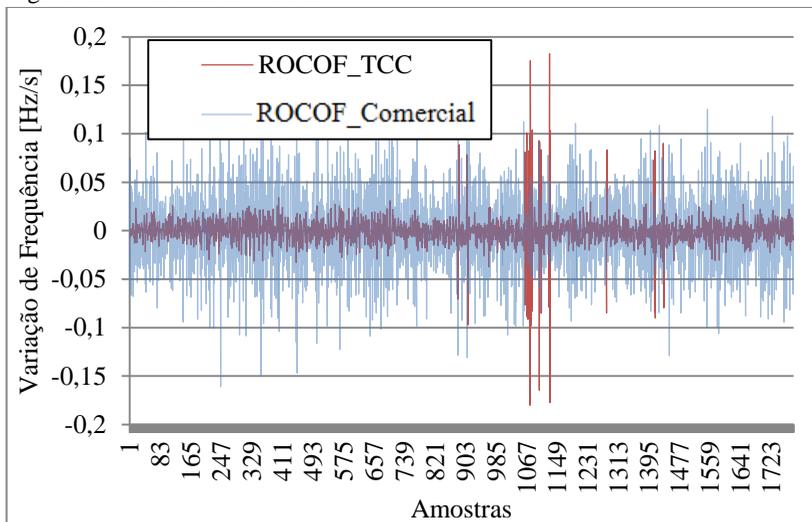
Figura 42 - Diferença angular em relação à PMU comercial



Fonte: Própria

Finalmente, pode-se mostrar a medida da variação da frequência (ROCOF) para as duas PMUs na Figura 43:

Figura 43 - Medidas de ROCOF



Fonte: Própria

É possível ver que a plataforma de testes deste trabalho apresenta um ROCOF que está dentro do limite imposto pela norma ($\leq 0.1 \text{ Hz/s}$) para uma PMU de classe M em todos os instantes exceto naqueles em que há o comportamento oscilatório da frequência explicado nos parágrafos anteriores.

Ao comparar as medições da PMU testada neste trabalho com a PMU comercial, é possível realizar, de certa forma, uma validação dos dados obtidos. Há uma contribuição no sentido de que a plataforma de testes em questão nunca havia sido testada com todos os seus módulos integrados e realizando medições reais. Foi possível, então, observar novos desafios, como a sincronização das medidas com o módulo GPS escolhido e a necessidade de um filtro digital para evitar erros na estimação de frequência.

7.2 DETECÇÃO DE EVENTOS EM NÍVEL DE TRANSMISSÃO

Um dos interesses deste trabalho é verificar se a plataforma de teste para PMUs de baixo custo é capaz de identificar eventos no sistema elétrico, tanto em nível de distribuição (onde a PMU é instalada) quanto em nível de transmissão. Nesta seção, é mostrada a detecção de um evento relevante em nível de transmissão de energia elétrica.

No dia 16 de Junho de 2019, houve um apagão em nível nacional na Argentina e no Uruguai (G1, 2019). Segundo esta fonte, “[...] a falha

na rede [...] se originou em uma conexão de transporte de eletricidade entre as centrais de Yaciretá e de Salto Grande [...]. Isso ativou as proteções das centrais geradoras, que saíram de funcionamento e produziram o apagão.”

Os dois países compartilham um sistema interconectado de energia, dependente das usinas hidroelétricas de Yaciretá e Salto Grande. O evento foi desencadeado por um curto circuito em uma linha de transmissão (R7, 2019).

A falha se originou por volta das 7h da manhã do dia em questão, um domingo. A perda percentual de potência no sistema elétrico destes países foi considerável, afetando aproximadamente 48 milhões de pessoas nos dois países por pelo menos 6 horas.

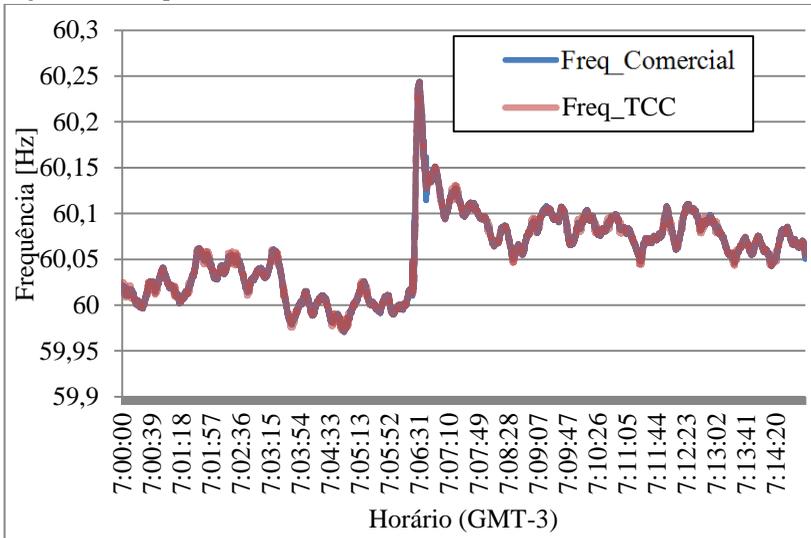
No lado brasileiro, segundo o Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO), fornecido diariamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), “*O intercâmbio internacional de energia do Brasil para a Argentina, via conversoras de Garabi I e II, foi nulo a partir das 7h06min devido ao bloqueio automático [...] em função de ocorrência no sistema argentino.*” (ONS, 2019).

As conversoras Garabi I e II mencionadas são duas estações de conversão de frequência localizadas no Rio Grande do Sul, com capacidade de 1100 MW cada. Segundo a ONS, não houve um impacto significativo no sistema brasileiro causado pelo blecaute nos países vizinhos.

Todavia, como o Brasil estava realizando intercâmbio de energia com estes países no momento da falha, o desligamento destas conversoras pode ser visto como um desligamento de carga no sistema brasileiro. No dia desta ocorrência, a plataforma de testes desenvolvida neste trabalho estava conectada e enviando suas medições para o PDC. Para o intervalo de tempo de 07h00m00s até 07h15m00s do dia 16/06/2019, pôde-se observar o comportamento na frequência mostrado na Figura 44 a seguir.

Nesta figura, novamente é feita a comparação entre a medição da PMU comercial com a da plataforma de testes deste trabalho. Observa-se, então, que houve uma perturbação leve na frequência do sistema brasileiro no momento do blecaute, atingindo 60,24 Hz e após isso uma diminuição gradual da frequência tendendo novamente a 60 Hz.

Figura 44 - Frequência observada em evento no sistema de transmissão



Fonte: Própria.

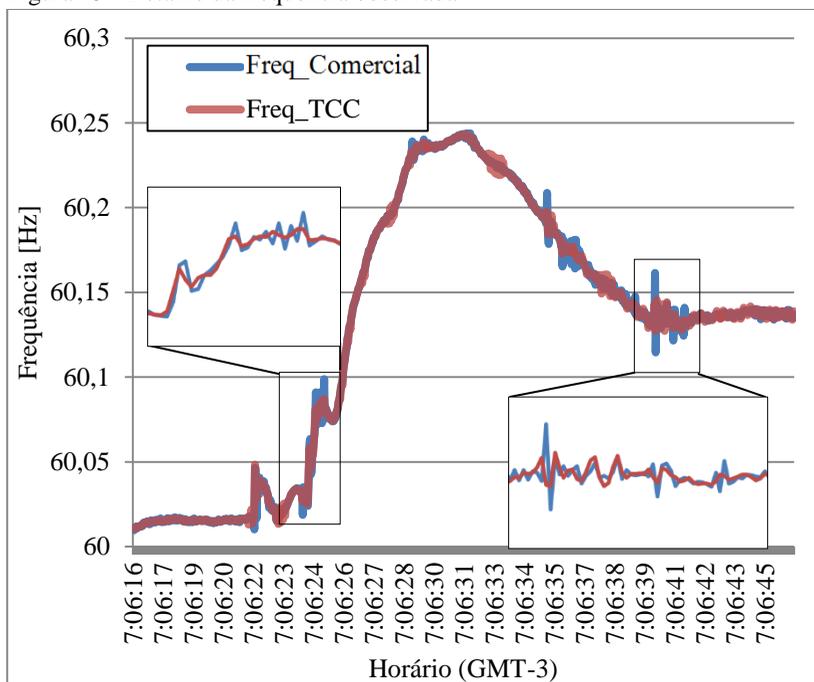
Conforme esperado, a dinâmica de frequência é relativamente lenta, uma vez que envolve a inércia das máquinas do sistema. A Figura 45 a seguir serve para mostrar um detalhe do gráfico acima no intervalo de 07h06m16s até 07h06m46s.

É possível ver nos detalhes que a plataforma de testes deste trabalho é capaz de medir as dinâmicas que aconteceram na frequência por conta deste evento. Em algumas oscilações, a PMU comercial mostrou picos mais acentuados, mas é necessário lembrar que esta faz 60 medidas por segundo, sendo então capaz de capturar dinâmicas mais rápidas.

Este resultado é interessante, pois ilustra dois pontos importantes para este trabalho:

- Que o uso de PMUs em sistemas de distribuição pode também fornecer informações sobre eventos em nível de transmissão, confirmando resultados mostrados no estado da arte deste trabalho;
- Que a arquitetura de baixo custo da unidade proposta neste trabalho é capaz de realizar medidas confiáveis das dinâmicas do sistema, uma vez que se observou que estas são muito similares às realizadas pela PMU comercial de referência.

Figura 45 - Detalhe da frequência observada



Fonte: Própria.

7.3 DETECÇÃO DE EVENTOS EM NÍVEL DE DISTRIBUIÇÃO

O último resultado apresentado neste trabalho é fruto do interesse em verificar a capacidade da plataforma de testes proposta para a detecção de eventos em baixa tensão. Conforme comentado no estado da arte, neste nível de tensão há pouca informação sobre as cargas, e as variações de ângulo são razoavelmente menores que quando comparadas a um sistema de transmissão de energia.

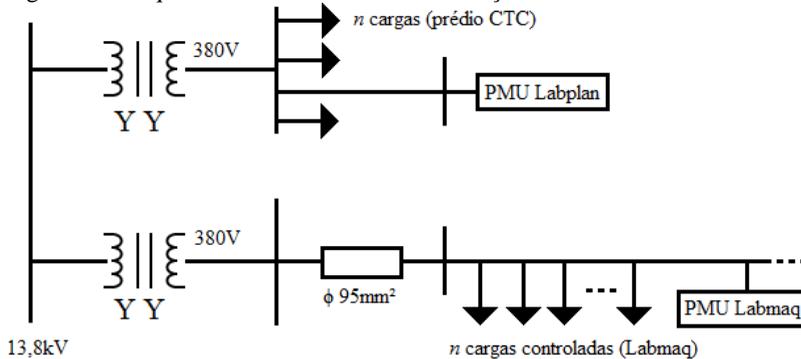
Para o teste mostrado a seguir, foram utilizados os dois protótipos desenvolvidos neste trabalho. Uma das unidades permanece conectada ao Labplan/UFSC, realizando medições fasoriais em um quadro de distribuição de energia que alimenta diversas outras cargas no prédio do Centro Tecnológico (CTC) da universidade. Logo, é possível considerar que esta unidade se encontra aproximadamente conectada ao secundário do transformador respectivo.

A outra unidade foi instalada no Labmaq/UFSC, onde há diversas máquinas que podem servir como cargas controladas. Um diferencial da instalação elétrica deste é o fato de possuir um transformador exclusivo,

que é conectado à média tensão (13,8 kV) na mesma subestação onde se encontra o transformador que alimenta o Labplan. Outra característica importante é o uso de condutores elétricos com uma área de superfície muito grande (95 mm² de seção transversal) entre o transformador e o quadro de alimentação do Labmaq. Estes condutores tem, então, resistência muito pequena e praticamente não provocam quedas de tensão.

A PMU instalada no Labmaq realiza medidas de um ponto na instalação elétrica que se encontra após várias das cargas deste laboratório, que são compostas de diversos tipos de máquinas elétricas. A Figura 46 abaixo serve para ilustrar esta ligação.

Figura 46 - Esquemático de circuito de distribuição na UFSC



Fonte: Própria.

Pode-se considerar, então, que:

- O circuito elétrico entre a PMU do Labplan e a média tensão é composto somente pela impedância série de seu transformador;
- O circuito elétrico entre a PMU do Labmaq e a média tensão é composto pela instalação elétrica entre o alimentador e a PMU e pela impedância série do transformador correspondente.

Logo, é possível supor que, sendo as cargas no CTC (em paralelo com a PMU conectada no Labplan) constantes ou com pequenas variações no tempo de interesse, e estando as cargas do Labmaq desligadas, as duas PMUs realizarão medidas fasoriais com um comportamento muito similar, com as variações oriundas da média tensão sendo refletidas nos dois circuitos. As medidas de magnitude e ângulo da tensão entre as duas PMUs terão, então, uma diferença que é

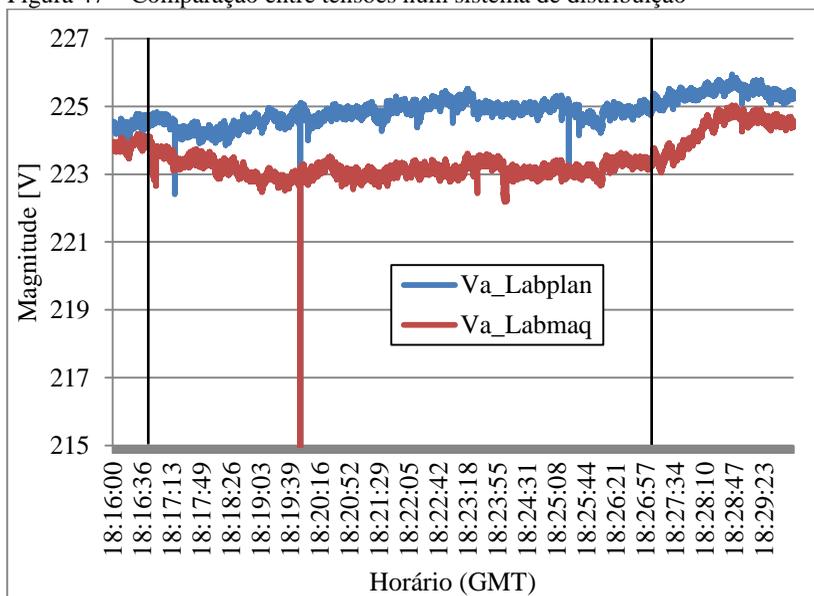
praticamente constante, caso não haja variações bruscas nas cargas do CTC.

A ideia do teste em questão é que, uma vez que sejam ligadas cargas no Labmaq, haverá uma mudança na *diferença* de módulo e ângulo dos fasores medidos pelas duas PMUs. Para verificar isto, o seguinte procedimento foi realizado no dia 04 de Julho de 2019:

- Às 18h16m48s (GMT), várias cargas foram sucessivamente ligadas no Labmaq, totalizando aproximadamente 45 kVA de potência consumida. Esta carga é fortemente indutiva, por se tratarem de máquinas elétricas operando a vazio;
- Às 18h27m00s (GMT), iniciou-se um desligamento gradual destas cargas.

Na Figura 47 abaixo é mostrada a comparação entre as magnitudes da tensão na fase A medidas pelas duas PMUs, com os horários de início e fim do teste marcados com linhas verticais:

Figura 47 – Comparação entre tensões num sistema de distribuição



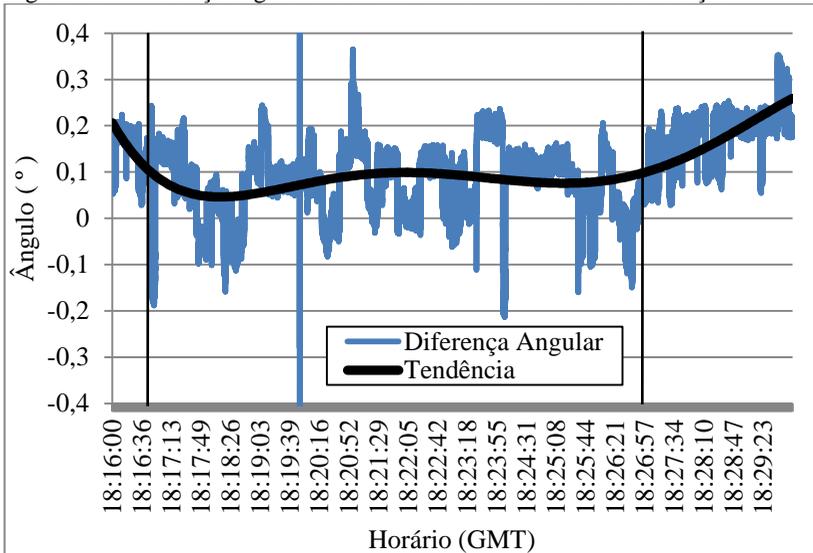
Fonte: Própria.

É visível que, antes do início e após o fim dos testes, a diferença entre as magnitudes da tensão é pequena e se observa um comportamento dinâmico muito similar. Com a conexão das cargas

fortemente indutivas, há uma queda de tensão no Labmaq conforme esperado, mas o formato geral da curva de magnitude se mantém o mesmo (ambas as PMUs detectam variações que ocorrem na média tensão).

Todavia, o interesse do teste é também observar se é possível detectar a diferença angular causada pelo acionamento destas cargas em nível de distribuição. Esta diferença angular é mostrada na Figura 48, novamente com linhas verticais indicando o início e término do teste, e uma curva de tendência é adicionada para facilitar a visualização.

Figura 48 - Diferença angular entre fasores num sistema de distribuição



Fonte: Própria.

É possível observar através da curva de tendência que a diferença angular sofre uma variação durante a duração do teste. Há uma diminuição de aproximadamente $0,1^\circ$ enquanto as cargas estão ligadas, e após o desligamento a diferença angular volta a ser de aproximadamente $0,2^\circ$.

É difícil afirmar com certeza que há uma causalidade entre a ligação de cargas e a variação na tendência de diferença angular, mas há uma evidente correlação entre os dois fatores. É plausível supor, então, que os resultados deste teste indicam a capacidade do equipamento desenvolvido neste trabalho em detectar pequenas variações de ângulo em sistemas elétricos de baixa tensão.

Este resultado corrobora o que é mostrado no estado da arte deste trabalho, onde um dos desafios apontados para o uso de PMUs em nível de distribuição é a precisão necessária para identificar pequenas variações angulares. Com um equipamento suficientemente preciso, é plausível supor que a identificação destas pequenas variações possa ser usada para análise (por exemplo, de fluxo de potência) de sistemas de distribuição.

Além dos resultados observados, a título de curiosidade, é detectada uma perturbação externa na rede elétrica às 18h19m51s nos dois circuitos, vista na Figura 47 acima na forma de uma queda acentuada de tensão. Através dos dados das PMUs, verificou-se que a mesma ocorreu nas fases A e B do sistema elétrico, mas não na fase C.

8 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O uso de PMUs em sistemas de distribuição é motivado pela mudança contínua dos sistemas elétricos. A popularização de fontes energéticas renováveis e distribuídas traz um interesse na observação dos fenômenos que acontecem em baixas tensões, ainda mais nos dias de hoje, com a grande evolução da tecnologia da informação. Neste contexto, PMUs podem ser usadas de maneira benéfica, auxiliando na detecção de eventos e análise da operação do sistema, entre outras finalidades. Um entrave na vasta utilização destes equipamentos é, todavia, seu preço.

Neste trabalho, foi apresentada a confecção e avaliação de duas plataformas de testes para PMUs de baixo custo que servem este propósito de monitoramento em baixas tensões. Diversos aspectos da arquitetura da mesma são fruto de um trabalho contínuo de mais de cinco anos de pesquisadores tanto na UFSC quanto na UTFPR. Os dois protótipos desenvolvidos neste trabalho foram uma contribuição para tal pesquisa, uma vez que se tratou da primeira integração de todos os módulos e realização de medidas em campo com um PDC instalado.

Através do mostrado no capítulo 7, é possível concluir que resultados satisfatórios foram obtidos. As medidas da PMU testada neste trabalho, uma vez calibradas segundo instruções presentes nas normas em questão, se mostraram próximas dos resultados de uma PMU comercial. Apesar da diferença na frequência de medição entre estas (30 e 60 medidas por segundo), foi possível observar dinâmicas similares nas medidas de tensão, ângulo, frequência e variação de frequência.

A observação de eventos na rede, feita após esta comparação com a PMU comercial, é um demonstrativo da capacidade da plataforma de testes desenvolvida. A noção apresentada no estado da arte de que uma rede de PMUs em nível de distribuição pode ser útil para detectar dinâmicas em nível de transmissão é corroborada pelos resultados obtidos.

Além disto, foi mostrado que o equipamento em questão é capaz de detectar pequenas variações angulares em sistemas de distribuição, o que é um indicativo de sua capacidade para monitoramento e análise (como, por exemplo, de fluxo de potência) em nível de distribuição de energia.

Naturalmente, por se tratar de uma primeira montagem de tal plataforma de testes, foram observados novos desafios no decorrer do trabalho, como o problema de sincronização das medidas com o módulo

GPS utilizado e a susceptibilidade do algoritmo que usa uma taxa de amostragem variável a degraus no ângulo dos fasores medidos.

Além disto, estando a arquitetura utilizada em conformidade com a norma para a classe P, é possível pensar em aplicações envolvendo a proteção de sistemas elétricos.

Em termos de custo, é possível afirmar que os resultados foram positivos, uma vez que os protótipos desenvolvidos mostraram um desempenho satisfatório com um custo baixo (como mostrado na seção 5.7). Não seria razoável realizar a comparação deste custo com uma PMU comercial, uma vez que tal equipamento possui diversas outras funcionalidades e custos envolvidos. Entretanto, por se tratar de um trabalho com fins acadêmicos, há uma boa perspectiva para o desenvolvimento de outros projetos com o mesmo propósito.

É evidente que há espaço para melhorias, o que leva à outra conclusão deste trabalho. Com a plataforma de testes desenvolvida e calibrada, torna-se possível sua utilização para os mais diferentes tipos de testes e modificações. O equipamento pode ser utilizado, por exemplo, para testes de diferentes estratégias de estimação de fasores, ou para adição de novos módulos e funcionalidades.

Isto leva a uma discussão sobre possíveis trabalhos futuros que podem ser realizados com a plataforma de testes desenvolvida. Estes são sugeridos abaixo.

- Adaptação do módulo GPS e do *software* embarcado para realizar medidas com somente um pulso por segundo, buscando eliminar quaisquer problemas de sincronismo relacionados;
- Execução de um filtro digital buscando diminuir o TVE em casos de variações bruscas no ângulo e ruído em geral;
- Uso de um ADC com maior precisão (maior número de bits), buscando diminuir o TVE para sinais com amplitude pequena;
- Testes com outras estratégias relacionadas à estimação de fasores, tal como o uso de um PLL (*Phase Locked Loop*) para tanto;
- Adaptação do algoritmo de forma a usar a DFT em outras componentes harmônicas que não sejam a fundamental (no que é conhecido como sincrofator harmônico). Isto possibilitará uma gama ainda maior de análises realizadas por uma PMU, pois permitirá a

observação direta do impacto de diversos equipamentos e componentes que causam distorção na tensão da rede elétrica e diminuem a qualidade da energia. Testes experimentais visando tal objetivo já foram realizados por pesquisadores na UTFPR e podem ser validados através do uso da plataforma de testes deste trabalho;

- Uso de um simulador em tempo real (RTDS – *Real Time Digital Power System Simulator*) para teste das medidas da PMU em circuitos de distribuição. É possível, por exemplo, simular um circuito de distribuição com diferentes conexões e unidades geradoras/consumidoras, obtendo sinais físicos de tensão que correspondam ao circuito simulado. Tal equipamento permite, então, a avaliação do uso da PMU em diversas situações simuladas.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Benefícios Líquidos ao Brasil.** Brasília, 2018. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/4+-+ABSOLAR+GD+Solar+Fotovoltaica.pdf/f0d41ea4-4bba-8cf8-fb02-b864dc83c293>>. Acesso em 23 jan. 2019.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Energia solar deve crescer 44% no Brasil em 2019 com o impulso de geração distribuída.** Brasil, 2019. Disponível em <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-deve-crescer-44-no-brasil-em-2019-com-impulso-de-geracao-distribuida.html>>. Acesso em 23 jan. 2019.

ALHALASEH, R. et al. **Feature-Selection based PMU Placement for Detection of Faults in Power Grids.** 2018 28th ITNAC, Sydney, Australia, pp. 1-6, 2018.

AMINIFAR, F. et al. **Synchrophasor measurement technology in power systems: Panorama and state-of-the-art.** IEEE Access, vol. 2, pp. 1607–1628, Jan. 2015.

AREFIFAR, S. A.; MOHAMED, Y. A. -. I.; FOULY, T. H. M. E. **Optimum Microgrid Design for Enhancing Reliability and Supply-Security.** IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 3, pp. 1567-1575, Sept. 2013.

BALDWIN, S. et al. **U.S. Department of Energy - Quadrennial Technology Review: An Assessment of Energy Technologies and Research Opportunities.** Estados Unidos, cap. 3, 2015.

BERTOCCO, M. et al. **Resolution enhancement by compressive sensing in power quality and phasor measurement.** IEEE Transactions on Instrumentation and measurement, vol. 63, no. 10, pp. 2358–2367, 2014.

CARTA, A. et al. **A Flexible GPS-Based System for Synchronized Phasor Measurement in Electric Distribution Networks**. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 57, no. 11, pp. 2450–2456, Nov. 2008.

DASH, P. K.; HASAN, S. **A fast recursive algorithm for the estimation of frequency, amplitude, and phase of noisy sinusoid**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 10, pp. 4847–4856, 2011.

DECKER, I.C. et al. **Installation and Monitoring Experiences of the First Synchronized Measurement System in the Brazilian National Grid**. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Bogota, pp. 1-7, 2008.

DECKER, I.C. et al. **Monitoring of a Large Scale Event in the Brazilian Power System by WAMS**. 2010 IREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control. Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

DECKER, I.C. et al. **Operação e Manutenção de um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores – Experiência do projeto MedFasee**. XXIV SNTPEE, Curitiba, 2017.

G1. **Apagão deixa milhões sem energia na Argentina e no Uruguai**. Grupo Globo, 2019. Disponível em: <<https://g1.globo.com/mundo/noticia/2019/06/16/apagao-deixa-milhoes-sem-energia-na-argentina-e-no-uruguai.ghtml>>. Acesso em: 04 jul. 2019.

GE. **GE Digital Energy: Measurement and Recording**. Loja online. Disponível em <<https://store.gegridsolutions.com/ProductCategory.aspx?CatID=3&ProdCatid=101>>, acesso em 04 jul. 2019.

GRANDO, F. L. et al. **A PMU prototype for Synchronized Phasor and frequency measurements for smart grid applications**. 2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Fortaleza, p. 1-6, 2015.

GRANDO, F. L. **Arquitetura para o desenvolvimento de Unidades de Medição Fasorial Sincronizada no monitoramento a nível de distribuição.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – PPGEE, UFTPR, Pato Branco, Paraná, 2016.

GRANDO, F. L. et al. **Phasor and frequency measurements in power systems: Hardware strategy to improve accuracy in estimation algorithms.** 2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), Curitiba, pp. 1-6, 2016.

GRANDO, F. L. et al. **A Synchrophasor Test Platform for Development and Assessment of Phasor Measurement Units.** IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, no. 4, pp. 3122-3131, July-Aug. 2018.

HAMIDI, V.; SMITH, K. S.; WILSON, R. C. **Smart Grid technology review within the Transmission and Distribution sector.** 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenberg, pp. 1-8, 2010.

HARRIS, F. J. **On the use of windows for harmonic analysis with the discrete Fourier transform.** Proceedings of the IEEE, vol. 66, no. 1, pp. 51-83, Jan. 1978.

IEEE. **IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.** IEEE Std C37.118.1-2011, pp.1-61, 28 Dec. 2011.

IEEE. **IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems.** IEEE Std C37.118.2-2011, pp.1-53, 28 Dec. 2011.

IEEE. **IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems.** IEEE Std 1547.4-2011, pp.1-54, 20 July 2011.

KISH, G. J.; LEHN, P. W. **Microgrid design considerations for next generation grid codes.** 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, pp. 1-8, 2012.

LORENZO, H. C. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro.** Perspectivas: UNESP, São Paulo, v. 24/25, 2001.

NAUMANN, A. et al. **Experience with PMUs in industrial distribution networks**. IEEE PES General Meeting, Providence, RI, pp. 1-6, 2010.

ONS. **Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO)**. Operador Nacional do Sistema, 16 de Junho de 2019.

OPPENHEIM, A.V. et al. **Discrete-Time Signal Processing**. Segunda edição: Prentice Hall, 1999.

PHADKE, A. G.; THORP, J.S; ADAMIAK, M.G. **A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency**. IEEE Power Engineering Review, vol. PER-3, no. 5, pp. 23-23, 1983.

PHADKE, A. G. **Synchronized phasor measurements - a historical overview**. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, pp. 476-479 vol.1, 2002.

PHADKE, A. G.; THORP, J.S. **Synchronized Phasor Measurements and their Applications**. Ed. Springer, Power Electronics and Power Systems, 2008.

PUDDU, R. et al. **PMU-Based Technique for the Estimation of Line Parameters in Three-Phase Electric Distribution Grids**. 2018 IEEE 9th IWAMPS, Bologna, pp. 1-5, 2018.

R7. **Blecaute em Argentina e Uruguai foi causado por 'erro operacional'**. Disponível em <<https://noticias.r7.com/internacional/blecaute-em-argentina-e-uruguai-foi-causado-por-erro-operacional-03072019>>, acesso em: 04 jul. 2019.

RAMMAL, Z. A. et al. **Feature-Selection based PMU Placement for Detection of Faults in Power Grids**. 2018 ITNAC, Sydney, Australia, pp. 1-6, 2018.

SADINEZHAD, I.; AGELIDIS, V. G. **Real-time power system phasors and harmonics estimation using a new decoupled recursive-least-squares technique for DSP implementation**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 6, pp. 2295–2308, 2013.

SANTOS, R. Z. S.; ORILLAZA, J. R. C. **Distribution System State Estimator Using SCADA and uPMU Measurements: An FDI Attack Vulnerability Analysis**. 2018 IEEE PES APPEEC, Kota Kinabalu, pp. 469-474, 2018.

SYKES, J. et al. **Synchrophasors: A primer and practical applications**. 2007 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, Clemson, SC, pp. 213-240, 2007.

TLUSTY, J. et al. **The monitoring of power system events on transmission and distribution level by the use of phasor measurements units (PMU)**. CIRED 2009 - 20th ICEED - Part 1, Prague, Czech Republic, pp. 1-4, 2009.

UKAI, H.; NAKAMURA, K.; MATSUI, N. **DSP- and GPS-Based Synchronized Measurement System of Harmonics in Wide-Area Distribution System**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 50, no. 6, pp. 1159–1164, 2003.

VON MEIER, A.; RODRIGUEZ, G.D. **Monitoring for impacts of distributed resources: Initial planning considerations**. Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, Vancouver, BC, Canada, pp. 1–5, 2013.

VON MEIER, A. et al. **Micro-synchrophasors for distribution systems**. Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014 IEEE PES, pp. 1–5, Feb 2014.

VON MEIER, A. et al. **Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications**. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, Nov. 2017.

WANG, L.; SUONAN, J. **A fast algorithm to estimate phasor in power Systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 3, pp. 1147–1156, 2017.

WU, F. F., MOSLEHI, K.; BOSE, A. **Power System Control Centers: Past, Present, and Future**. Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 11, pp. 1890-1908, Nov. 2005.

ZENG, B. et al. **Harmonic phasor analysis based on improved FFT algorithm**. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, no. 1, pp. 39–47, 2011.