

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Escola de Engenharia de São Carlos

Proteção de Camada Dupla Baseada
em Bloqueio por Impedância
Aparente: Uma Abordagem para
Microrredes em Modo de
Operação Conectada e Ilhada

Thiago Souza Menezes

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Thiago Souza Menezes

**Proteção de Camada Dupla Baseada em Bloqueio por
Impedância Aparente: Uma Abordagem para
Microrredes em Modo de Operação Conectada e Ilhada**

São Carlos – SP
2024

Thiago Souza Menezes

**Proteção de Camada Dupla Baseada em Bloqueio por
Impedância Aparente: Uma Abordagem para
Microrredes em Modo de Operação Conectada e Ilhada**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

São Carlos – SP

2024

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

M541p Menezes, Thiago Souza
Proteção de Camada Dupla Baseada em Bloqueio por Impedância Aparente: Uma Abordagem para Microrredes em Modo de Operação Conectada e Ilhada / Thiago Souza Menezes; orientador Denis Vinicius Coury. São Carlos, 2024.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2024.

1. Impedância Aparente. 2. Microrrede. 3. Proteção de Sistemas Elétricos. 4. Recursos Energéticos Distribuídos. 5. Subtensão. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **THIAGO SOUZA MENEZES**.

Título da tese: "Proteção de Camada Dupla Baseada em Bloqueio por Impedância Aparente: Uma Abordagem para Microrredes em Modo de Operação Conectada e Ilhada".

Data da defesa: 02/02/2024.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Titular Denis Vinicius Coury
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

Prof. Dr. Felipe Vigolvinho Lopes
(Universidade Federal da Paraíba/UFPB)

Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

Prof. Associado Mario Oleskovicz
(Escola de Engenharia de São Carlos - EESC/USP)

Prof. Dr. Silvio Giuseppe Di Santo
(Escola Politécnica/EP-USP)

APROVADO

APROVADO

APROVADO

APROVADO

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a minha família, em especial aos meus pais, Valdivino e Maria Aparecida, bem como a minha irmã Ana Paula e ao meu cunhado Giuzimar, por todo o apoio que me deram durante todos os anos desta jornada e, além disso, por sempre acreditarem em mim e nos meus sonhos.

Ao meu orientador, Prof. Tit. Denis Vinicius Coury, primeiramente por ter me aceito como seu orientando de doutorado, pela orientação e todos os conselhos e conhecimentos transmitidos durante estes anos que estivemos trabalhando juntos.

Ao Prof. Dr. Ricardo Augusto Souza Fernandes por suas inúmeras contribuições para o trabalho.

Aos professores Dr. Mário Oleskovicz e Dr. Miguel Moreto, pelos comentários, correções e contribuições durante o exame de qualificação.

Aos professores Dr. Felipe Lopes, Dra. Fernanda Arioli, Dr. Mário Oleskovicz e Dr. Silvio Santo, pelos comentários, correções e contribuições durante o exame de defesa.

Aos amigos que fiz em São Carlos, em especial à Gabriella, ao Paulo, e ao Pedro, primeiramente pela amizade, por todo o tempo que passamos juntos, e por todos os momentos de descontração que tornaram a convivência e estadia em São Carlos mais alegre e prazerosa.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, ao Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, à Escola de Engenharia de São Carlos e à Universidade de São Paulo, pela infraestrutura para a realização deste trabalho.

Por fim, o presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001, e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) - (Processos 2017/16742-7 e 2021/04872-9).

*“... Life is a waterfall
We’re one in the river
And one again after the fall ...”
(Aerials, System Of A Down)*

RESUMO

MENEZES, T. S.. **Proteção de Camada Dupla Baseada em Bloqueio por Impedância Aparente: Uma Abordagem para Microrredes em Modo de Operação Conectada e Ilhada.** 108 p. Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

A conexão de fontes renováveis no sistema elétrico sofreu uma elevação nos últimos anos. Apesar da diversificação e redundância da geração de energia ser importante, a geração distribuída também traz alguns problemas, principalmente no contexto das microrredes. Devido ao fluxo bidirecional de potência e à intermitência das fontes renováveis, como solar e eólica, as técnicas convencionais não garantem a confiabilidade necessária para os sistemas de proteção das redes de distribuição convencionais e das microrredes. Na literatura, diferentes proposições para a proteção de microrredes são apresentadas, sendo uma das mais promissoras a proteção descentralizada com o uso de Dispositivos de Medição Fasorial (DMFs) em diferentes pontos da microrrede. Neste cenário, a presente pesquisa tem por objetivo desenvolver uma proteção de camada dupla para microrredes baseada nos dados de DMFs. A primeira camada utiliza os dispositivos convencionais de proteção de sobrecorrente. Contudo, caso estes falhem ou levem muito tempo para atuar, os dispositivos da segunda camada irão atuar para garantir o isolamento da falta. Na segunda camada, os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, do inglês *Intelligent Electronic Devices* (IEDs), empregam uma lógica de subtensão com os fasores medidos localmente pelos DMFs. Porém, uma estratégia de bloqueio com uso da impedância aparente foi proposta para melhorar a coordenação e seletividade dos IEDs. De modo a garantir a precisão dos fasores utilizados nas estratégias de proteção e bloqueio, um filtro foi proposto para mitigar a componente de corrente contínua dos sinais de entrada. Este filtro se mostrou superior aos demais métodos encontrados na literatura, tanto na análise em ambiente de simulação quanto em tempo real embarcado em *hardware*. Para avaliar a proteção proposta, uma microrrede foi modelada com a presença de um gerador síncrono, um gerador fotovoltaico, e um armazenador de energia com baterias. Considerando diferentes cenários de falta e operação da microrrede, a proteção proposta se provou muito superior à proteção convencional em ambiente de simulação. Além disso, para validar a aplicabilidade da proteção, a proposição foi embarcada em um hardware de baixo custo e avaliada em tempo real com o uso de um simulador digital de tempo real em laço fechado. Nesta análise, os resultados obtidos anteriormente se mantiveram, demonstrando que a proteção proposta é eficaz e de fácil emprego em uma aplicação prática. De modo geral, a metodologia proposta apresentou resultados com elevadas taxas de operação correta, resultando nos melhores resultados independentemente do modo de operação da microrrede.

Palavras-chave: Impedância Aparente. Microrrede. Proteção de Sistemas Elétricos. Recursos Energéticos Distribuídos. Subtensão.

ABSTRACT

MENEZES, T. S.. **Dual-Layer Protection Based on Apparent Impedance Blocking: An Approach for Microgrids in Connected and Islanded Operating Mode.** 108 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2024.

The connection of renewable sources in the electric power system has risen in recent years. Even though diversification and redundancy of power generation are important, distributed generation also brings out some problems, especially in the context of microgrids. Due to bidirectional power flow and renewable sources intermittency, such as wind and solar, the conventional techniques cannot ensure the reliability needed for the protection systems of conventional distribution systems and microgrids. In the literature, different propositions for microgrid protection are presented, with decentralized protection using phasor measurement devices (PMDs) as one of the most prominent. In this scenario, the present research aims to develop a dual-layer microgrid protection based on PMD data. The first layer utilizes conventional overcurrent protection devices. Nonetheless, in the case of failure or delayed operation of these devices, the second-layer devices will operate to guarantee fault clearing. In the second layer, the Intelligent Electronic Devices (IEDs) apply an undervoltage logic with phasors locally measured by the PMDs. However, a blocking strategy using the apparent impedance was proposed to improve the coordination and selectivity of the IEDs. To ensure the accuracy of the phasors used in protection and blocking strategies, a filter was proposed to mitigate the direct current component from the input signals. This filter proved to be superior to other methods found in the literature, both in the analysis in a simulation environment and in real-time embedded system. In order to evaluate the proposed protection, a microgrid was modelled with a synchronous generator, a photovoltaic generator, and a battery energy storage system. Considering different faults and microgrid operation scenarios, the proposed protection proved to be superior than the conventional protection in the simulation analysis. Additionally, to validate the protection applicability, the proposition was embedded in a low-cost hardware and evaluated in real-time with a real-time digital simulator using hardware-in-the-loop. In this analysis, the previously obtained results were maintained, showing that the proposed protection is effective and easily applied in a practical application. Overall, the proposed methodology presented results with high rates of correct operation, leading to the best results independently of the microgrid operation mode.

Keywords: Apparent Impedance. Microgrid. Electric Power System Protection. Distributed Energy Resources. Undervoltage.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estrutura básica do <i>hardware</i> de uma PMU.	8
Figura 2 – Representação fasorial de um sinal senoidal com sua amplitude X_m e ângulo de fase ϕ	9
Figura 3 – Diagrama do método de quadratura.	22
Figura 4 – Janela do filtro FIR com os coeficientes normalizados.	22
Figura 5 – Resposta em frequência do filtro FIR.	22
Figura 6 – Resposta em frequência do filtro mímico para $\tau_d = 2/60$	25
Figura 7 – Sistema de transmissão teste e seus parâmetros elétricos.	27
Figura 8 – Respostas dos métodos para faltas francas no meio da linha de transmissão com ângulo de incidência igual à (a) 0° , e (b) 90°	28
Figura 9 – Resposta em frequência de todos os filtros combinados com a TDF.	33
Figura 10 – Esquema de montagem da bancada de teste.	34
Figura 11 – Respostas dos métodos embarcados em hardware para faltas francas no meio da linha de transmissão com ângulo de incidência igual à (a) 0° , e (b) 90°	35
Figura 12 – Respostas dos métodos de estimação fasorial para uma falta franca no meio da linha de transmissão com ângulo de incidência igual à 0° (a) sem filtro, e (b) com o método proposto de filtragem.	36
Figura 13 – Funções de proteção utilizadas no GS.	39
Figura 14 – Suportabilidade de tensão utilizada para o GS.	39
Figura 15 – Funções de proteção recomendadas para o PV.	41
Figura 16 – Diagrama da proteção de camada dupla proposta.	42
Figura 17 – Regiões de bloqueio e liberação da proteção de subtensão baseada na impedância aparente.	43
Figura 18 – Sistema elétrico utilizado no estudo.	48
Figura 19 – Coordenograma dos relés dos ramais da microrrede.	51
Figura 20 – Coordenograma dos IEDs da segunda camada.	51
Figura 21 – Sinais de (a) corrente no relé 23 e (b) tensão na barra 3 para uma falta trifásica com resistência de falta de 10Ω na barra 3.	52
Figura 22 – Atuação da (a) proteção convencional e (b) proteção de tensão com bloqueio por impedância para uma falta trifásica com resistência de falta de 10Ω na barra 3.	52

Figura 23 – Sinais de (a) corrente no relé 23 e (b) tensão na barra 3 para uma falta trifásica com resistência de falta de 30Ω na barra 3.	53
Figura 24 – Atuação da (a) proteção convencional e (b) proteção de tensão com bloqueio por impedância para uma falta trifásica com resistência de falta de 30Ω na barra 3.	53
Figura 25 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 1 para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão sem e (c) com bloqueio por impedância.	55
Figura 26 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 2 para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão sem e (c) com bloqueio por impedância.	56
Figura 27 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 3 para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão sem e (c) com bloqueio por impedância.	56
Figura 28 – Montagem da bancada experimental da proteção proposta ilustrando (a) esquemático e (b) foto real.	60
Figura 29 – Blocos para a implementação do DMF no primeiro núcleo do microcontrolador.	61
Figura 30 – Recorte com os blocos para a implementação do IED no segundo núcleo do microcontrolador.	62
Figura 31 – Sistema simplificado modelado para a simulação com o RTDS.	63
Figura 32 – Sinais para uma falta trifásica com resistência de falta de 40Ω na barra 3 com atuação da proteção convencional da (a) corrente no relé 23 e (b) tensão na barra 3, e com atuação da proteção com bloqueio por impedância da (c) corrente no relé 23 e (d) tensão na barra 3.	64
Figura 33 – Sinais de tensão enviados por cada IED correspondentes às tensões e correntes medidas.	65
Figura 34 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 1 da análise em tempo real para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão pura, e (c) proteção de subtensão com bloqueio por impedância.	66
Figura 35 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 2 da análise em tempo real para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão pura, e (c) proteção de subtensão com bloqueio por impedância.	66
Figura 36 – Malha do regulador de excitação para o controle de tensão e potência reativa do gerador síncrono.	82
Figura 37 – Malha do regulador de velocidade para o controle de frequência e potência ativa do gerador síncrono.	83
Figura 38 – Esquema elétrico e malha de controle do gerador fotovoltaico.	85
Figura 39 – Esquema elétrico e malha de controle do armazenador de energia.	86

Figura 40 – Circuito de condicionamento dos sinais de entrada da placa montada.	100
Figura 41 – Circuito de geração do sinal de referência do terra virtual da placa montada.	100
Figura 42 – Visão geral da placa construída para os testes em tempo real mostrando (a) os circuitos e (b) a placa física.	100
Figura 43 – Esquemático da placa para condicionamento de sinal.	101
Figura 44 – Ganho normalizado equivalente dos filtros físicos do circuito de adequação do sinal.	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados médios para todas as faltas por distância em relação à barra 1.	29
Tabela 2 – Resultados médios para todas as faltas por resistência de falta.	29
Tabela 3 – Resultados médios para todas as faltas por ângulo de incidência da falta.	30
Tabela 4 – Resultados médios para todas as faltas simuladas.	30
Tabela 5 – Resultados médios para todas as faltas simuladas com a presença de diferentes perfis harmônicos.	31
Tabela 6 – Resultados médios para todas as faltas simuladas na presença de diferentes níveis de ruído.	31
Tabela 7 – Resultados médios para diferentes taxas amostrais.	32
Tabela 8 – Variação máxima do ganho entre 58,5 Hz e 61,2 Hz.	33
Tabela 9 – Resultados médios para os métodos embarcados em <i>hardware</i> .	34
Tabela 10 – Resultados médios para todas as faltas com as três diferentes técnicas de estimação fasorial sem filtro e com o método proposto de mitigação da componente CC.	36
Tabela 11 – Valores dos fatores utilizados nas funções de sobrecorrente temporizadas.	38
Tabela 12 – Valores dos parâmetros das curvas de tempo inverso pela norma IEC 60255-4.	38
Tabela 13 – Frequências e tempos de abertura para o GS.	40
Tabela 14 – Sobrecargas e tempos máximos de abertura para o GS.	40
Tabela 15 – Configurações gerais dos cenários para a análise em ambiente de simulação.	49
Tabela 16 – Ajustes das funções de sobrecorrente dos relés dos ramais da microrrede.	50
Tabela 17 – Ajustes dos IEDs da segunda camada.	51
Tabela 18 – Acertos de cada um dos métodos para os cenários em ambiente de simulação.	54
Tabela 19 – Fontes de erro de cada um dos métodos para os cenários em ambiente de simulação.	55
Tabela 20 – Tempos de atuação de cada um dos métodos para os cenários em ambiente de simulação.	57
Tabela 21 – Configurações dos cenários para a análise em tempo real.	63
Tabela 22 – Tempos de atuação da proteção da microrrede para uma falta trifásica com resistência de falta de 40Ω na barra 3.	64
Tabela 23 – Acertos de cada um dos métodos para os cenários em tempo real.	65

Tabela 24 – Tempos de atuação de cada um dos métodos para os cenários em tempo real.	67
Tabela 25 – Valores dos parâmetros do regulador de excitação.	83
Tabela 26 – Valores dos parâmetros do regulador de velocidade.	84
Tabela 27 – Valores dos componentes elétricos do inversor modelado para o gerador fotovoltaico.	85
Tabela 28 – Relação das conexões dos sinais de entrada nos pinos do microcontrolador.	102
Tabela 29 – Relação dos ganhos, defasagem angular, e deslocamentos em 60 Hz para todas as placas.	103
Tabela 30 – Dados dos trechos de linha do sistema e seu comprimento.	105
Tabela 31 – Potências das cargas em cada uma das barras do sistema.	106
Tabela 32 – Parâmetros dos transformadores dos alimentadores.	106
Tabela 33 – Dados elétricos e mecânicos da máquina síncrona.	107

LISTA DE SIGLAS

ADC	<i>Conversor Analógico Digital, do inglês Analog to Digital Converter</i>
BESS	<i>Sistema de Armazenamento de Energia com Bateria, do inglês Battery Energy Storage System</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CIGRE	<i>Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas, do francês Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
DMF	<i>Dispositivo de Medição Fasorial</i>
FIR	<i>Resposta Finita ao Impulso, do inglês Finite Impulse Response</i>
GD	<i>Gerador Distribuído</i>
GPS	<i>Sistema de Posicionamento Global, do inglês Global Positioning System</i>
GS	<i>Gerador Síncrono</i>
HIL	<i>Hardware-in-the-Loop</i>
IED	<i>Dispositivo Eletrônico Inteligente, do inglês Intelligent Electronic Device</i>
IIR	<i>Resposta Infinita ao Impulso, do inglês Infinite Impulse Response</i>
MMQ	<i>Método dos Mínimos Quadrados</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
PAC	<i>Ponto de Acoplamento Comum</i>
PMU	<i>Unidade de Medição Fasorial, do inglês Phasor Measurement Unit</i>
pu	<i>por unidade</i>
PV	<i>Gerador Fotovoltaico</i>
RNA	<i>Rede Neural Artificial</i>
RTDS	<i>Real-Time Digital Simulator</i>
SCADA	<i>Controle Supervisório e Aquisição de Dados, do inglês Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>

TDF *Transformada Discreta de Fourier*

TF *Transformada de Fourier*

TWD *Transformada Wavelet Discreta*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa	2
1.2	Objetivos e Contribuições	2
1.3	Organização do documento	3
1.4	Lista de publicações	4
1.4.1	Em fase de submissão	4
1.4.2	Trabalhos diretamente relacionados ao tema da tese	4
1.4.3	Trabalhos correlatos	5
2	INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO AVANÇADA NA PROTEÇÃO	7
2.1	Medição fasorial em sistemas elétricos	7
2.1.1	Hardware	8
2.1.2	Estimação fasorial	8
2.2	Aplicação de dispositivos de medição fasorial em sistemas de distribuição e microrredes	10
2.2.1	Detecção e localização de faltas	10
2.2.2	Detecção de ilhamento	13
2.2.3	Proteção de sistemas de distribuição e microrredes	14
2.3	Considerações finais	17
3	ESTIMAÇÃO FASORIAL E TÉCNICAS DE FILTRAGEM	19
3.1	Estimação fasorial	19
3.1.1	Transformada Discreta de Fourier	19
3.1.2	Método dos Mínimos Quadrados	20
3.1.3	Método de quadratura	21
3.2	Filtragem da componente CC com decaimento exponencial	23
3.2.1	Filtro mímico digital	24
3.2.2	Filtro proposto	25
3.2.3	Validação do filtro proposto para mitigação da componente CC com decaimento exponencial	26
3.2.3.1	Métricas de avaliação de desempenho	27
3.2.3.2	Caso base	28
3.2.3.3	Distorção Harmônica	30

3.2.3.4	Ruídos	31
3.2.3.5	Influência da taxa amostral	32
3.2.3.6	Resposta em frequência	32
3.2.3.7	Avaliação dos métodos embarcados em <i>hardware</i>	33
3.2.3.8	Comparação com diferentes técnicas de estimação fasorial	35
3.3	Considerações finais	36
4	PROTEÇÃO DE MICRORREDES UTILIZANDO FASORES	37
4.1	Proteção primária convencional	37
4.1.1	Proteção dos ramais	38
4.1.2	Gerador síncrono	39
4.1.3	Gerador fotovoltaico e sistema de armazenamento de energia	41
4.2	Proteção de camada dupla proposta	41
4.2.1	Primeira e segunda camadas	42
4.2.2	Bloqueio com impedância aparente	43
4.3	Considerações finais	45
5	RESULTADOS DA METODOLOGIA PROPOSTA EM AMBIENTE DE SI- MULAÇÃO	47
5.1	Sistema em estudo	47
5.2	Simulações computacionais do sistema teste	49
5.3	Resultados da proposição e análise comparativa	50
5.4	Considerações finais	57
6	RESULTADOS DA METODOLOGIA EMBARCADA EM HARDWARE	59
6.1	Bancada experimental	59
6.2	Resultados em laço fechado	62
6.3	Considerações finais	67
7	CONCLUSÕES	69
	REFERÊNCIAS	73
	APÊNDICE A MODELAGEM DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS	81
A.1	Modelagem do gerador síncrono	81
A.1.1	Regulador de tensão	81
A.1.2	Regulador de velocidade	82
A.2	Modelagem do gerador fotovoltaico	84
A.3	Modelagem do armazenador de energia	85
	APÊNDICE B BLOCOS DE CONTROLE DA MODELS	87

B.1	Bloco de controle do gerador síncrono	87
B.2	Bloco de controle do gerador fotovoltaico	91
B.3	Bloco de controle do armazenador de energia	94
APÊNDICE C PLACA DE CONDICIONAMENTO DE SINAIS		99
C.1	Circuito de condicionamento do sinal	99
C.2	Resposta em frequência dos filtros	102
ANEXO A DADOS DO SISTEMA TESTE		105
A.1	Sistema elétrico	105
A.2	Gerador síncrono	106

INTRODUÇÃO

Fontes renováveis de energia têm ampliado a sua presença em diferentes níveis dos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), em parte devido à busca para aumentar a confiabilidade e resiliência dos SEPs, e também devido à tendência de descarbonizar, descentralizar e democratizar o sistema elétrico (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). Nesse cenário da integração de fontes renováveis, a dinâmica de operação, o planejamento e a proteção do sistema se tornam mais complexas, necessitando de uma modernização do sistema elétrico. Para tal finalidade, equipamentos de medição, como unidades de medição fasorial, do inglês *phasor measurement units* (PMUs), e sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados, do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) foram desenvolvidos para monitorar o SEP (NAZARI-HERIS; MOHAMMADI-IVATLOO, 2015).

Muitas concessionárias de energia utilizam sistemas SCADA, para monitorar e controlar os seus sistemas de distribuição. Os sistemas SCADA coletam medições de tensão, corrente e fluxo de potência ativa e reativa de diversos pontos do sistema elétrico. Contudo, essas medições não são sincronizadas e apresentam baixa resolução temporal, o que limita as suas aplicações. De modo alternativo, as PMUs foram idealizadas com foco em aplicações de monitoramento, proteção e controle. O desenvolvimento das PMUs iniciou na década de 70 com os professores Phadke e Thorp, e teve a sua comercialização na década de 90 com os esforços de vários pesquisadores da Virginia Tech (PHADKE, 1993). A principal vantagem das PMUs é que todos os fasores são sincronizados (também conhecidos como sincrofasores), uma vez que é utilizada uma referência de tempo do Sistema de Posicionamento Global, do inglês *Global Positioning System* (GPS). Além disso, os fasores de tensão e de corrente são muito precisos (PHADKE; BI, 2018). Deste modo, muitas aplicações podem ser desenvolvidas com o uso da infraestrutura das PMUs, incluindo aplicações de proteção (NAZARI-HERIS; MOHAMMADI-IVATLOO, 2015; LEE *et al.*, 2017; PHADKE; BI, 2018; APPASANI; MOHANTA, 2018; USMAN; FARUQUE,

2019; HOJABRI *et al.*, 2019; DUSABIMANA; YOON, 2020; LIU; WU; LI, 2020).

Inicialmente, as PMUs foram utilizadas principalmente em sistemas de transmissão devido ao seu alto custo. No entanto, vários estudos foram conduzidos com o objetivo de reduzir seus custos para aplicações em sistemas de distribuição nos últimos anos. Atualmente, muitas variações de menor custo das PMUs podem ser encontradas (por exemplo, micro-PMUs e D-PMUs), resultando em múltiplas proposições na literatura que fazem uso de medições fasoriais para diferentes aplicações em sistemas de distribuição. Desta forma, as pesquisas baseadas em PMUs e/ou outros Dispositivos de Medição Fasorial (DMFs) têm evoluído em sistemas de distribuição e microrredes, principalmente no contexto de monitoramento, controle e proteção (HOJABRI *et al.*, 2019; DUSABIMANA; YOON, 2020; LIU; WU; LI, 2020; CHANDRA; SINGH; PANT, 2021).

1.1 Justificativa

Em geral a proteção dos sistemas de distribuição é baseada em elementos com atuação por sobrecorrente. Além disso, a proteção é usualmente parametrizada para uma configuração radial do sistema. Contudo, a presença de Geradores Distribuídos (GDs) pode provocar o fluxo reverso ou até mesmo a diminuição da amplitude da corrente lida pelos dispositivos em condições que a proteção deveria atuar. Logo, a proteção pode perder a sua sensibilidade e coordenação (CHANDRA; SINGH; PANT, 2021).

No contexto das microrredes, os problemas da proteção convencional são ainda mais visíveis por conterem uma maior presença de recursos energéticos distribuídos. Ademais, as microrredes podem operar em dois modos distintos, modo conectado e ilhado. Vale ressaltar que, após mudar de modo de operação, os níveis de curto-circuito da microrrede podem sofrer variações drásticas, frente as quais a proteção convencional tende a apresentar falhas (CHANDRA; SINGH; PANT, 2021). Logo, a proposição de novas técnicas capazes de atuar corretamente em ambos os modos se torna necessária.

Para garantir o desempenho da proteção da microrrede, várias abordagens são propostas na literatura. Pode-se destacar o uso de filosofias adaptativas, proteção diferencial, dentre outras. Contudo, com a redução de custos, nota-se a crescente aplicação de DMFs na proteção de microrredes. Deste modo, neste trabalho será abordada uma proteção de microrrede com uso de medições fasoriais.

1.2 Objetivos e Contribuições

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma nova abordagem para a proteção de microrredes capaz de atuar corretamente independente do modo de operação. A proposta é de uma proteção de camada dupla usando medições fasoriais e um bloqueio com im-

pedância aparente. A abordagem visa melhorar a coordenação e tempo de atuação da proteção. Na primeira camada são consideradas as proteções convencionais dos ramais e internas dos GDs. Na segunda camada, os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, do inglês *Intelligent Electronic Devices* (IEDs), utilizam uma lógica de subtensão com bloqueio por impedância usando fasores de tensão e corrente medidas por DMFs estrategicamente alocados no sistema. Caso algum dispositivo da primeira camada falhe ou demore muito para atuar, um dispositivo da segunda camada irá atuar, de modo que a microrrede permanecerá protegida. Além disso, toda a metodologia foi validada em tempo real, garantindo a aplicabilidade da proteção proposta.

Destacam-se como principais contribuições desta tese para a proteção de microrredes:

- Um esquema avançado de proteção, caracterizado pela elevada acurácia em ambos os modos de operação da microrrede;
- A topologia de camada dupla aumenta a confiabilidade da proteção, visto que há uma redundância na atuação dos dispositivos da primeira e segunda camadas;
- Por todas as decisões serem tomadas localmente, não há necessidade de medições sincronizadas e uma estrutura de comunicação complexa;
- A abordagem requer poucos dispositivos de medição dentro da microrrede, reduzindo o custo de implementação; e
- Validação da proteção de camada dupla em tempo real, garantindo a confiabilidade da proposição embarcada em *hardware*.

1.3 Organização do documento

Este documento foi organizado da seguinte forma:

- **Capítulo 2** – apresenta a revisão da literatura das aplicações de DMFs na proteção de sistemas elétricos, em especial no contexto de sistemas de distribuição e microrredes;
- **Capítulo 3** – aborda primeiramente as principais técnicas para estimação fasorial. Em seguida, são abordados os métodos de mitigação da componente de Corrente Contínua (CC) com decaimento exponencial, incluindo a proposição de uma nova abordagem, com o objetivo de melhorar a precisão da estimação fasorial. Os desempenhos dos métodos da literatura e o proposto também serão apresentados;

- **Capítulo 4** – elucida todos os parâmetros, configurações e funcionamento da proteção de camada dupla para microrrede;
- **Capítulo 5** – expõe os resultados obtidos em ambiente de simulação com a aplicação da metodologia proposta;
- **Capítulo 6** – exhibe os resultados da proteção proposta com a bancada experimental montada para validar o desempenho em tempo real, utilizando uma estratégia de laço fechado, ou *Hardware-in-the-Loop* (HIL);
- **Capítulo 7** – ressalta as discussões finais e indicações para pesquisas futuras.

1.4 Lista de publicações

Durante o doutorado foram gerados artigos relacionados ao tema da pesquisa e áreas correlatas em parceria com colegas do laboratório, os quais foram publicados ou estão em fase de submissão. Todos os artigos estão listados a seguir.

1.4.1 Em fase de submissão

- **MENEZES, T.S.**; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. Robust Dual-Layer Microgrid Protection using Impedance Blocking: An embedded approach. (Artigo em preparação)
- **MENEZES, T.S.**; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. Improved Distance Protection Using Filters to Mitigate the DC Components: A comparative analysis. (Artigo em preparação)

1.4.2 Trabalhos diretamente relacionados ao tema da tese

Periódicos:

- **MENEZES, T.S.**; BARRA, P.H.A.; DIZIOLI, F.A.S.; LACERDA, V.A.; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. A Survey on the Application of Phasor Measurement Units to the Protection of Transmission and Smart Distribution Systems. *Electric Power Components and Systems*, p. 1-18, 2023.
- **MENEZES, T.S.**; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. Moving Average-Based Mitigation of Exponentially Decaying DC Components. *Electric Power Systems Research*, v 220, p. 109280, 2023.

Conferências:

- **MENEZES, T.S.**; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. Dual-Layer Based Microgrid Protection Using Voltage Synchrophasors. 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Europe, Grenoble, France, 2023.
- **MENEZES, T.S.**; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. Mitigação da componente de corrente contínua: uma abordagem para o aprimoramento na atuação das zonas da proteção de distância. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Manaus, Brasil, 2023.

1.4.3 Trabalhos correlatos**Periódicos:**

- DIZIOLI, F.A.S.; BARRA, P.H.A.; **MENEZES, T.S.**; LACERDA, V.A.; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. Multi-agent system-based microgrid protection using angular variation: An embedded approach. *Electric Power Systems Research*, v 220, p. 109324, 2023.
- LOPES, G. N.; **MENEZES, T. S.**; GOMES, D. P.; VIEIRA, J. C. M.; High Impedance Fault Location Methods: Review and Harmonic Selection-based Analysis. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, v 10, p.438-449, 2023.
- LOPES, G.N.; **MENEZES, T.S.**; SANTOS, G.G.; TRONDOLI, L.H.P.C.; VIEIRA, J.C.M. High Impedance Fault Detection Based on Harmonic Energy Variation Via S-transform. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v 136, p 107663, 2022.
- SANTOS, G.G.; **MENEZES, T.S.**; BARRA, P.H.A.; VIEIRA, J.C.M. An efficient fault diagnostic approach for active distribution networks considering adaptive detection thresholds *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v 137, p 107663, 2022.
- BARRA, P.H.A.; de CARVALHO, W.C.; **MENEZES, T.S.**; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. A review on wind power smoothing using high-power energy storage systems *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 137, p. 110455, 2021.
- **MENEZES, T.S.**; FERNANDES, R.A.S.; COURY, D.V. Intelligent islanding detection with grid topology adaptation and minimum non-detection zone *Electrical Power Systems Research*, v. 187, p. 106470, 2020.

Conferências:

- LOPES, G.N.; **MENEZES, T.S.**; VIEIRA, J.C.M. Harmonic selection-based analysis for high impedance fault location using stockwell transform and random forest. 2022 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power, Naples, Italy, 2022.
- LOPES, G.N.; **MENEZES, T.S.**; VIEIRA, J.C.M. Evaluation of Metrics to Detect High Impedance Faults Using Real Current Signals. 2022 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power, Naples, Italy, 2022.
- **MENEZES, T.S.**; BARBALHO, P.I.N.; COURY, D.V.; FERNANDES, R.A.S. Islanding Detection for Distributed Generators Based on Artificial Neural Network and S-transform. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America, Gramado, Brazil, 2019.
- BARRA, P.H.A.; PESSOA, A.L.S.; **MENEZES, T.S.**; SANTOS, G.G.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M. Fault Location in Radial Distribution Networks Using ANN and Superimposed Components. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America, Gramado, Brazil, 2019.
- BARBALHO, P.I.N.; **MENEZES, T.S.**; COURY, D. V.; VIEIRA JUNIOR, J.C.M.; OLESKOVICZ, M. Analysis of Distributed Energy Resources Impact on Islanding Detection Techniques. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America, Gramado, Brazil, 2019.

INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO AVANÇADA NA PROTEÇÃO

Neste capítulo será apresentado um levantamento extensivo da aplicação de infraestruturas avançadas de medição em sistemas de distribuição, incluindo as microrredes. Os trabalhos apresentados tem foco na proteção de sistemas elétricos, em tópicos como detecção e localização de faltas, detecção de ilhamento e proteção de microrredes. Primeiramente, uma visão geral sobre os DMFs será apresentada. Na sequência, os trabalhos encontrados na literatura serão divididos em categorias com uma breve exposição das respectivas metodologias. Ao final, serão apresentadas as considerações finais com uma análise comparativa. Uma versão expandida da revisão incluindo sistemas de transmissão e distribuição pode ser encontrada em Menezes *et al.* (2023).

2.1 Medição fasorial em sistemas elétricos

O fasor é uma representação no plano complexo de sinais senoidais com seus valores de amplitude e ângulo de fase. Apesar dos fasores serem bastante usados em análises de sinais de corrente alternada, sua aplicação em sistemas elétricos de potência teve algumas dificuldades. O maior problema encontrado foi o de estabelecer uma referência de tempo para medir o ângulo de fase das diferentes partes do sistema. Os estudos pioneiros utilizavam os fasores de sequência positiva da tensão e da corrente para a proteção de distância (PHADKE; THORP; ADAMIAK, 1983). Para isso, as medidas eram sincronizadas utilizando um pulso transmitido por um canal de comunicação dedicado. Apesar de solucionar o problema de sincronização das medidas, essa abordagem era bastante onerosa para a proteção de linhas longas. Então, no final dos anos 90 foi proposto o uso da referência de tempo do GPS para efetuar o sincronismo dos sinais da rede (BURNETT *et al.*, 1994; PHADKE, 1993). Com isso, os fasores poderiam ser usado para grandes sistemas com um

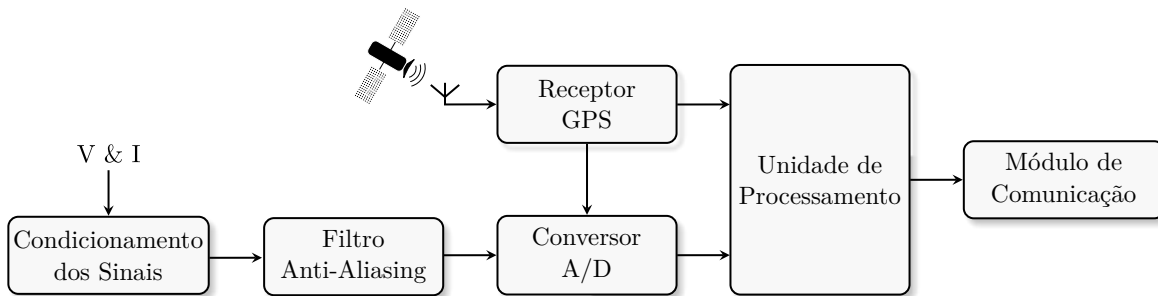
menor custo, e dando início à aplicação das PMUs no sistema elétrico.

Nas subseções a seguir, a *hardware* e os algoritmos de estimação fasorial das PMUs serão apresentados, trazendo uma revisão das técnicas mais utilizadas na literatura.

2.1.1 Hardware

Os principais componentes de uma PMU são o condicionamento dos sinais, filtragem, conversão analógico/digital, sincronização de tempo (pelo GPS), estimação fasorial e módulo de comunicação (PHADKE, 1993). Essa estrutura básica da PMU é apresentada na Figura 1.

Figura 1 – Estrutura básica do *hardware* de uma PMU.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Primeiramente, a tensão e a corrente são medidas usando transformadores de potencial e corrente para adequar a amplitude dos sinais aos níveis que podem ser lidos pelo dispositivo. Então, estes sinais atenuados são submetidos a um filtro passa-baixas para limitar o espectro do sinal com o objetivo de prevenir *aliasing* no processo de digitalização. Para garantir o sincronismo de todas as medições, a PMU recebe o sinal de sincronismo do GPS, o qual pode ser usado internamente para sincronizar a amostragem. Em seguida, os sinais são digitalizados pelo Conversor Analógico Digital, do inglês *Analog to Digital Converter* (ADC). A unidade de processamento recebe os sinais digitais e calcula os valores dos fasores de tensão e corrente. Finalmente, os fasores podem ser transmitidos com sua respectiva estampa de tempo pelo módulo de comunicação.

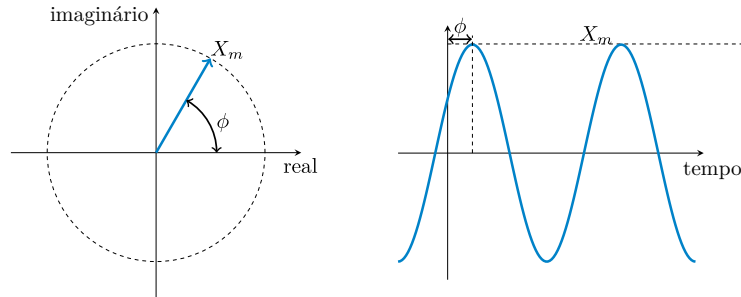
Esta estrutura básica também é válida para DMFs que não necessitam de sincronismo. A diferença está na ausência do módulo receptor do sinal de GPS para sincronismo das amostras e fornecimento da estampa de tempo. Logo, contribuindo para a redução de custo do dispositivo.

2.1.2 Estimação fasorial

A representação fasorial de um sinal senoidal no tempo consiste em expressar sua amplitude (X_m) e ângulo de fase (ϕ) no plano complexo, como ilustrado na Figura 2. A Transformada de Fourier (TF) é uma das técnicas mais consolidadas para a extração de

fasores. Contudo, como os sinais são digitalizados, a Transformada Discreta de Fourier (TDF) é normalmente utilizada.

Figura 2 – Representação fasorial de um sinal senoidal com sua amplitude X_m e ângulo de fase ϕ .



Fonte: Elaborada pelo autor.

A principal vantagem das técnicas de estimação fasorial baseadas na TDF é o baixo esforço computacional. Porém, como a frequência do sistema pode sofrer pequenos desvios em relação ao seu valor nominal, o espectro da TDF irá apresentar a sobreposição de componentes, o que levará a erros na estimação dos fasores. Este erro pode, por sua vez, exceder os limites estabelecidos pela atual norma de medição fasorial, IEEE/IEC 60255-118-1-2018 (IEC/IEEE, 2018) (a qual substitui a norma IEEE C37.118.1.2011 (IEEE, 2011)), na qual são definidos os limites para DMFs com foco em aplicações de medição e proteção.

Na literatura, há diversas proposições de estimação fasorial para melhorar a precisão frente a condições adversas de frequência. Premerlani, Kasztenny e Adamiak (2008) apresentam uma nova técnica de estimação fasorial utilizando a expansão de Taylor para condições dinâmicas, calculando o fasor baseado em sua aproximação com a expansão. Em Dash, Krishnanand e Padhee (2011), os autores propuseram um novo algoritmo de Gauss-Newton rápido com fator de esquecimento adaptativo para estimar as componentes fundamental, harmônicas e de CC. De modo similar, Chen (2013) usou uma composição senoidal harmônica para a estimação fasorial e da frequência, avaliando este parâmetro em uma aproximação contínua com o sinal medido.

Outro método para melhorar a estimação em condições anormais é a técnica de ajuste da amostra. Akke e Thorp (2010) propuseram o uso de uma curva de segunda ordem para o ajuste das amostras em condição não nominal de frequência. Este método necessita de um algoritmo externo de estimação da frequência do sinal de entrada para que no caso de haver desvio na frequência, seja realizado o reajuste das amostras para a condição nominal do sistema. Com uma abordagem similar, Ghafari *et al.* (2017) utilizam uma curva de interpolação de terceira ordem. Após o ajuste das amostras para a frequência nominal, os fasores são estimados com a TDF convencional.

O uso de técnicas baseadas em filtros são abordadas por alguns estudos. Roscoe, Abdulhadi e Burt (2013) propuseram a utilização de filtros adaptativos em cascata para

estimação fasorial. O método melhora a precisão para a frequência e sua taxa de variação ajustando os filtros para a frequência do sistema, tendo sua precisão geral mantida para desvios de frequência de até 33% da nominal. Kamwa, Samantaray e Joos (2014) realizaram uma análise minuciosa de algoritmos baseados em filtros. Todos os algoritmos foram avaliados com sinais sintéticos e simulados, apresentando pequenos erros para desvios de 15 Hz. No estudo de Kikkert (2019) foi feita a comparação de métodos de estimação fasorial usando filtros de Resposta Infinita ao Impulso, do inglês *Infinite Impulse Response* (IIR), e Resposta Finita ao Impulso, do inglês *Finite Impulse Response* (FIR). Apesar de ambos os filtros terem um desempenho similar na estimação fasorial e da frequência, o algoritmo baseado no filtro IIR teve um melhor desempenho para a taxa de variação da frequência.

Alguns estudos também apresentam o uso de diferentes transformadas para a estimação fasorial. Affijulla e Tripathy (2018) propuseram o uso da auto-convolução e transformada de Hilbert para estimar a amplitude e fase do fasor, respectivamente. Chauhan, Reddy e Sodhi (2018) apresentaram o uso da Transformada Wavelet Empírica para estimar a frequência, componentes fundamental e harmônicos do fasor. Xue, Cheng e Ruan (2019) propuseram o uso de uma janela de resposta plana aprimorada para um algoritmo de estimação baseado nas transformadas de Clarke e Park. A janela aprimorada foi utilizada para filtrar o sinal de entrada antes da estimação. Para aprimorar o desempenho da TDF, Aleixo *et al.* (2020) apresentaram um novo método de estimação da frequência do sistema usando o filtro Savitzky-Golay, que se comporta como um diferenciador suavizado. Então, o ângulo de fase é corrigido usando a frequência mais precisa e suavizada, o que também melhora o cálculo da taxa de variação da frequência.

2.2 Aplicação de dispositivos de medição fasorial em sistemas de distribuição e microrredes

Existem na literatura diversos métodos e estratégias associadas à proteção de sistemas de distribuição que utilizam a infraestrutura de DMFs, como as PMUs, por exemplo. Alguns desses métodos estão inseridos no contexto de microrredes e redes inteligentes. As estratégias utilizam diferentes variações de DMFs, como as micro-PMUs e os IEDs. Essas propostas são apresentadas a seguir e estão divididas em diferentes aplicações: detecção e localização de faltas, detecção de ilhamento, e proteção de modo geral.

2.2.1 Detecção e localização de faltas

Pignati *et al.* (2017) apresentaram uma nova estratégia usando estimação de estado baseada em sincrofasores para detecção de faltas e identificação de linhas faltosas em redes de distribuição ativas. O método proposto permite a detecção de faltas, identificação da linha faltosa, classificação da falta e estimativa de corrente de falta. As PMUs alocadas

em todas as barras da rede medem os fasores de corrente e tensão utilizando o algoritmo interpolado da TDF. Assim, a falta é detectada, localizada e classificada usando os resíduos ponderados das medições. Na etapa de validação, os autores analisaram cenários variando a resistência, tipo e localização da falta, configuração de aterramento da rede e consideraram a presença de GDs. Testes realizados com um simulador em tempo real mostraram a acurácia do método também nas medições com ruído.

Uma estratégia para localização, remoção de faltas, e restauração de serviço em microrredes foi apresentada por Habib *et al.* (2017). Esta estratégia é baseada em um sistema multiagente e requer a instalação de PMUs em ambas as extremidades de uma linha. Essas PMUs são responsáveis por medir o ângulo de fase dos sinais de corrente. Assim, as PMUs não precisam medir sinais de tensão, reduzindo o custo da estratégia. Se a diferença desses ângulos ultrapassar um limiar, um agente de seção envia os disparos para os disjuntores. Existem outros tipos de agentes para cargas, geradores e responsáveis pela restauração do sistema na estrutura do sistema multiagente proposta. Os autores apresentaram resultados experimentais indicando que essa estratégia foi eficaz na localização, remoção das faltas e restauração da microrrede.

No contexto de redes de distribuição inteligentes, Seyedi e Karimi (2018) propuseram uma nova técnica para coordenação da proteção e controle usando sincrofasores. A abordagem usa os dados obtidos pelas PMUs em várias barras da rede de distribuição. Assim, utilizando os dados dos sincrofasores e a transferência das mensagens da proteção, a estratégia detecta as faltas e calcula os pontos de referência pós-falta para os GDs, mantendo a estabilidade do sistema. Os autores realizaram diversos testes nos programas EMTP-RV e MATLAB, demonstrando a eficiência dos algoritmos propostos.

Uma metodologia para detecção de faltas em microrredes usando uma infraestrutura com PMUs foi apresentada por Sharma e Samantaray (2019). Os autores destacaram que desenvolvimentos recentes das PMUs de baixo custo permitem uma fácil implementação da estratégia proposta. O esquema de detecção de falta usa PMUs instaladas em diferentes locais da microrrede para monitorar o sinal de tensão continuamente. Assim, o valor absoluto da diferença angular das tensões de fase pode ser calculado e o comando de abertura é enviado aos disjuntores se esse valor exceder um limiar. Para avaliar o desempenho do método, os autores modelaram uma microrrede no Simulink e Real-Time Digital Simulator (RTDS), realizando diversos testes variando o modo de operação da microrrede, tipo, localização e resistência de falta. Os testes também foram realizados considerando sinais ruidosos. Os resultados mostraram que a estratégia proposta é apropriada para detecção de faltas em microrredes.

Chaitanya e Yadav (2020) propuseram uma estratégia inteligente de identificação de linha faltosa para microrredes. Neste estudo, os autores usaram a técnica do *k*-ésimo vizinho mais próximo para identificar as linhas com faltas. Destaca-se que esta estratégia

utiliza a infraestrutura das PMUs para realizar as medições de corrente e tensão com sincronização de tempo em alguns barramentos do sistema. Testes realizados no programa MATLAB/Simulink mostraram que o método proposto pôde detectar as faltas com a topologia malhada e radial da microrrede, considerando ambos os modos de operação (ilhado e conectado) e altos valores de resistências de falta.

Guillen *et al.* (2020) apresentaram uma nova estratégia para detecção e localização de faltas em microrredes usando a teoria de grafos e uma infraestrutura de micro-PMUs. As micro-PMUs foram criteriosamente instaladas em alguns pontos da microrrede, fornecendo medições de tensão e corrente para o esquema proposto. Após a detecção da falta com base na teoria de grafos, a distância da falta foi estimada com erros menores que 0,35%. Os autores realizaram testes de simulação nos programas ATP/EMTP, PSCAD e MATLAB/Simulink, considerando diferentes valores de resistências, localização das faltas e presença de GDs. Da mesma forma, testes experimentais foram realizados em tempo real usando dSPACE e MATLAB/Simulink. Os resultados apontaram que a estratégia proposta foi adequada durante os processos de detecção e localização.

Em pesquisa conduzida por Sharma e Samantaray (2020b), um novo esquema de detecção de faltas baseado no ângulo de impedância integrada dos componentes de sequência positiva foi proposto. As PMUs instaladas na microrrede são responsáveis por estimar os fasores de corrente e tensão, os quais são usados para obter os componentes de sequência positiva da tensão e da corrente durante a falta. Portanto, o ângulo de impedância integrado é monitorado continuamente e, se seu valor exceder um limiar, a falta é detectada. Os testes foram realizados no Simulink considerando diferentes cenários, como variações nos parâmetros da falta, condições de operação da rede, chaveamento de capacitores e ilhamento. Os resultados mostraram a precisão do esquema proposto em distinguir as faltas das condições críticas durante a operação. Uma estratégia semelhante foi apresentada por esses autores em Sharma e Samantaray (2020a), onde foi realizada uma validação na plataforma RTDS.

Os estudos de localização e detecção de faltas tiveram abordagens bem diferentes, utilizando estimação de estados (PIGNATI *et al.*, 2017), sistemas multiagentes (HABIB *et al.*, 2017), desvios de tensão e frequência (SEYEDI; KARIMI, 2018), variações angulares (SHARMA; SAMANTARAY, 2019), sistemas inteligentes (CHAITANYA; YADAV, 2020), teoria de grafos (GUILLEN *et al.*, 2020) e impedância integrada (SHARMA; SAMANTARAY, 2020b; SHARMA; SAMANTARAY, 2020a). Algumas metodologias necessitam de PMUs instaladas em todas as barras do sistema (PIGNATI *et al.*, 2017; HABIB *et al.*, 2017; GUILLEN *et al.*, 2020; SHARMA; SAMANTARAY, 2020b; SHARMA; SAMANTARAY, 2020a), ou na maioria delas (SEYEDI; KARIMI, 2018). A respeito dos testes, a maioria dos estudos apresentaram resultados qualitativos. Apenas os autores de Chaitanya e Yadav (2020) forneceram índices quantitativos, atingindo acurácias de 100%

para detecção das faltas e acima de 93% para identificação da linha faltosa em um total de aproximadamente 6.000 casos. Todavia, todos os métodos apresentaram uma rápida operação para a detecção das faltas.

2.2.2 Detecção de ilhamento

Laverty, Best e Morrow (2015) propuseram um novo método para detecção de ilhamento baseado em monitoramento contínuo do gerador usando os sincrofasores. Na estratégia apresentada, a frequência e o ângulo de fase do GD obtidos através de PMUs são comparados com sincrofasores obtidos em um ponto de referência da rede, como a subestação. Assim, utilizando uma estrutura de comunicação, é possível identificar o ilhamento. Para os testes, foram usadas PMUs disponíveis comercialmente e uma modelada pelos autores em Laverty *et al.* (2013). Os resultados experimentais indicaram que o método proposto é eficaz e prático.

Dutta *et al.* (2018) propuseram uma detecção de ilhamento em tempo real para redes de distribuição ativas usando uma infraestrutura de micro-PMUs, as quais estão localizadas nas barras dos GDs, adquirindo os fasores de tensão e corrente com a TDF. Assim, a detecção do ilhamento é baseada na comparação da diferença absoluta dos valores do ângulo de sequência positiva e zero com um limiar. Os resultados da simulação indicam que esta estratégia detectou efetivamente o ilhamento, e não detectou erroneamente outros eventos, como faltas, chaveamento de capacitores, e conexões/desconexões de carga.

Mais recentemente, Dutta *et al.* (2020) apresentaram um esquema inteligente de detecção de ilhamento em microrredes usando micro-PMUs. Ao contrário do estudo anterior desses autores (DUTTA *et al.*, 2018), neste artigo não foram utilizadas as componentes simétricas. As micro-PMUs fazem a medição das tensões nas barras dos GDs. Assim, é realizada uma curtose espectral dos sinais, alimentando um classificador de floresta aleatória que indica a ocorrência do ilhamento. Os resultados apresentados indicam que a estratégia proposta é viável, com alta precisão, alta velocidade, e zona de não detecção nula.

Todas as técnicas de detecção de ilhamento mencionaram ter zona de não detecção nula, porém apenas Dutta *et al.* (2018) e Dutta *et al.* (2020) apresentaram os resultados para o caso com desbalanço de potência zero. Em relação ao número de PMUs, os métodos descritos por Dutta *et al.* (2018) e Dutta *et al.* (2020) necessitam de apenas uma PMU no GD, enquanto o método de Laverty, Best e Morrow (2015) precisa de uma PMU adicional na subestação para ser utilizada como uma referência conhecida. Os métodos em Dutta *et al.* (2018) e Dutta *et al.* (2020) apresentaram altas acurácias para múltiplos cenários de ilhamento, faltas e outros eventos, alcançando 100% e 99.83%, respectivamente. Todavia, uma vez que Laverty, Best e Morrow (2015) analisaram poucos casos de forma qualitativa, torna-se inviável a comparação da sua acurácia com a obtida pelos demais métodos.

2.2.3 Proteção de sistemas de distribuição e microrredes

Mirsaeidi *et al.* (2015) propuseram uma estratégia de proteção para microrredes baseada na componente de sequência positiva da corrente usando PMUs e relés microprocessados localizados nos barramentos das microrredes e integrados a um sistema de comunicação. Nesta estratégia, as PMUs obtêm os fasores de tensão e corrente em ambas as extremidades das linhas da microrrede. Através de um sistema de comunicação, as informações das PMUs são transferidas para os relés. Essas informações permitem que os relés microprocessados identifiquem a ocorrência, localização, e fases envolvidas na falta. Por último, os disjuntores adequados isolam a área em falta com a possibilidade de abertura monopolar. Este grupo de pesquisa apresentou um estudo semelhante usando os componentes de sequência positiva e uma infraestrutura de PMUs (MIRSAEIDI *et al.*, 2016).

Hooshyar *et al.* (2017) apresentaram uma proteção de sobrecorrente auxiliada por PMUs para sistemas de distribuição que usam transformadores de estado sólido. Apesar destes transformadores possuírem muitas vantagens na integração de recursos energéticos distribuídos na rede, eles podem afetar a operação e coordenação dos dispositivos de proteção, uma vez que eles podem apresentar contribuição de corrente durante faltas. No estudo, os impactos desses transformadores no desempenho da proteção de sobrecorrente foram discutidos, bem como uma nova estratégia usando PMUs e uma infraestrutura de comunicação foram propostas. Os resultados dos testes com HIL mostraram a eficácia da estratégia proposta.

Um novo esquema de proteção de microrrede foi proposto por Cintuglu, Ma e Mohammed (2017) usando comunicação distribuída baseada em agentes. O esquema proposto é baseado em IEDs com funções de sobrecorrente e aborda questões de seletividade da proteção de frequência. Neste artigo, dispositivos funcionando como PMUs foram utilizados para realizar a estimação da inércia do sistema. Para os testes, foi utilizada uma configuração autônoma da microrrede, incluindo recursos energéticos distribuídos, bancos de baterias, IEDs e dispositivos para estimação fasorial. Pelos resultados experimentais, a estratégia proposta se mostrou adequada.

Zanjani, Mazlumi e Kamwa (2018) propuseram uma nova aplicação de micro-PMUs para proteção adaptativa de microrredes. A estratégia proposta considera as incertezas dos sistemas de transmissão e distribuição para atualizar os ajustes dos relés de sobrecorrente. A detecção de mudanças nas condições de operação é realizada com base na estimativa da impedância de Thévenin no barramento da subestação da microrrede. Os autores assumiram que a microrrede está equipada com micro-PMUs em todos os barramentos e alimentadores, monitorando os fasores de corrente e tensão. As simulações foram realizadas no programa DigSILENT, mostrando que a estratégia proposta é eficiente na identificação de incertezas e alteração dos ajustes dos relés.

Um novo esquema de proteção para microrredes foi apresentado por Elbana *et al.* (2019) usando micro-PMUs. Neste artigo, as micro-PMUs estão alocadas em alguns barramentos da microrrede e estimam os fasores de corrente e tensão. Além disso, a estratégia é baseada na teoria das ondas viajantes e utiliza a transformação de Clarke para obter constantes de tempo de propagação e índices de coeficientes de falta. Utilizando os programas ETAP e MATLAB, os autores analisaram diferentes cenários de falta, com a microrrede nos modos de operação conectada e ilhada. Os resultados apresentados mostraram a capacidade do método em identificar e isolar as faltas.

Alam *et al.* (2019) propuseram um novo esquema adaptativo para proteção de microrrede usando uma infraestrutura de micro-PMUs e relés de sobrecorrente direcional. As medições coletadas pelas micro-PMU foram usadas para determinar a topologia da microrrede, injeção de potência dos GDs e o estado do ponto de acoplamento comum. Se uma alteração for detectada nas condições mencionadas da microrrede, novas configurações são calculadas e usadas pelos dispositivos de proteção. Os autores analisaram diferentes situações, e a estratégia proposta foi eficaz na atualização dos ajustes dos relés, proporcionando melhor coordenação da proteção para a microrrede analisada.

Um algoritmo para a detecção de faltas, ilhamento e oscilação de potência foi apresentado por Ebrahim, Wadie e Abd-Allah (2020). O algoritmo calcula a diferença entre as perdas elétricas estimadas e medidas usando os fasores coletados por PMUs instaladas em vários barramentos para iniciar a decisão. Para alta variação nas perdas elétricas, uma falta é detectada. Caso contrário, o esquema também avalia as variações no ângulo de fase da sequência positiva da tensão e corrente para identificar o ilhamento e a oscilação de potência. Os resultados mostraram que o esquema proposto foi eficaz para a detecção dos distúrbios. Contudo, os resultados foram piores para faltas com valores altos de resistência.

Utilizando uma topologia com sistemas multiagentes, Dizioli *et al.* (2023) propuseram uma proteção baseada na variação angular da corrente de fase. Primeiramente, a diferença angular é calculada usando fasores de corrente de ambas as extremidades da linha. Caso a variação dessa diferença ultrapasse um limiar definido para alguma das fases, o agente de seção envia um sinal de *trip* para o agente de disjuntor. Este último agente analisa os sinais de *trip* recebidos e decide quais os disjuntores devem atuar para isolar a falta. A metodologia foi avaliada tanto em simulação quanto em tempo real com HIL. De modo geral, a proteção obteve excelentes resultados nos dois modos de operação da microrrede.

Uma abordagem similar de proteção foi proposta por Dua, Tyagi e Kumar (2023). Os autores utilizam medições de ambos os terminais da linha para estimar a sequência positiva da corrente. Com base na variação angular desta corrente, a falta é detectada e isolada. Com resultados de simulação e de tempo real, a proteção se mostrou efetiva para

a proteção das linhas da microrrede.

Uma proteção de microrrede com limiar adaptativo foi proposta por Rezaeieh, Bolandi e Jalalat (2023). Micro-PMUs nas extremidades das linhas calculam os fasores de tensão e corrente, enviando-os para a central de proteção. Com os fasores estimados, os componentes superpostos de potência monofásica são computados e a diferença angular destes componentes é usada para a detecção da falta. O método foi testado em dois sistemas diferentes e sob cenários de falta e de operação crítica.

Sharma e Sidhu (2023) propuseram uma proteção centralizada para microrredes com recursos energéticos baseados em inversores com base na medição de impedância da linha monitorada. A impedância da linha é estimada nos dois terminais de medição e a discrepância entre os valores estimados é usada para detectar a ocorrência de uma falta. A metodologia foi avaliada em simulação e em tempo real, apresentando bons resultados tanto nos modos conectado e ilhado da microrrede. No entanto, a metodologia requer a instalação de medidores nas extremidades de todas as linhas a serem protegidas.

Os sistemas de proteção descritos anteriormente demonstram uma grande variedade de aplicações. Alguns métodos são baseados no uso de sinais de sequência positiva para identificar e isolar as faltas (MIRSAEIDI *et al.*, 2015; MIRSAEIDI *et al.*, 2016; HOOSHYAR *et al.*, 2017; EBRAHIM; WADIE; ABD-ALLAH, 2020; DUA; TYAGI; KUMAR, 2023; REZAEIEH; BOLANDI; JALALAT, 2023), enquanto outros utilizaram a impedância (SHARMA; SAMANTARAY, 2021; SHARMA; SIDHU, 2023) e variação angular com sistemas multiagentes (DIZIOLI *et al.*, 2023). Os trabalhos de Cintuglu, Ma e Mohammed (2017) e Zanjani, Mazlumi e Kamwa (2018) propuseram formas adaptativas para garantir a coordenação da proteção convencional. A proposição de Zanjani, Mazlumi e Kamwa (2018) melhorou a proteção convencional com o uso de ondas viajantes. Alguns estudos necessitam de DMFs instalados em todas as barras, enquanto outros precisam de poucas PMUs. Com exceção de Dizioli *et al.* (2023), um fator comum destes métodos foi a baixa quantidade de cenários utilizados na avaliação, resultando na falta de dados quantitativos e/ou estatísticos sobre a operação dos métodos.

De forma alternativa às metodologias centralizadas apresentadas anteriormente, alguns autores propuseram esquemas de proteção descentralizados. Liu, Wu e Li (2020) propuseram um esquema de proteção baseado na Transformada de Park para microrredes dominadas por inversores. Utilizando a Transformada Wavelet Discreta (TWD), os sinais foram sub-amostrados e os ruídos inseridos pelo chaveamento dos inversores foram removidos. A lógica de decisão utiliza a energia do espectro da TWD e um limiar fixo definido. Apesar da metodologia ter obtido bons resultados, apenas quatro casos de faltas foram apresentados nas análises.

Mohanty, Chen e Tuan (2020) apresentaram uma proposição de proteção de sub-tensão com restrição de corrente para microrredes com alta penetração de inversores. Além

disso, o controle dos inversores foi modelado de modo a reduzir a injeção de corrente frente às subtensões. A proteção utiliza a tensão e corrente de sequência positiva para a decisão de *trip*. Embora a proteção se provou eficaz tanto no modo ilhado e conectado da microrrede, a validação foi realizada com poucos casos de falta.

Uma proteção de microrredes baseada na taxa de variação da tensão foi proposta por Dawoud *et al.* (2021). A proposta visa realizar a coordenação entre proteção primária e de retaguarda, ajustando o *dial* de tempo, valores de *pickup*, e parâmetros da curva de tempo inverso. Todos os valores foram otimizados e organizados em dois grupos de ajustes para a microrrede ilhada e conectada. A metodologia conseguiu apresentar um bom desempenho para a proteção da microrrede nos diferentes cenários analisados. Contudo, apenas faltas trifásicas sólidas e de 30 Ω foram incluídas nos testes.

Uma vantagem das últimas proposições é a sua estrutura descentralizada, na qual a estrutura de comunicação necessária é menos complexa que na proteção centralizada, e, portanto, menos onerosa. Além disso, a parametrização da proteção descentralizada é mais rápida e simples. Por fim, visto que as medições e o processamento são realizadas localmente, não há necessidade de sincronização das medições, reduzindo assim o custo de implementação das proteções. Todavia, como toda a execução da proteção é feita localmente, a capacidade de processamento dos dispositivos pode ser um fator limitante da lógica de proteção empregada. Com isso, as estratégias precisam ser compatíveis com o *hardware* utilizado na implementação.

2.3 Considerações finais

A revisão bibliográfica abordou a pesquisa relacionada à proteção de sistemas elétricos que faz uso de medições fasoriais sincronizadas e não sincronizadas. Como os sistemas elétricos de potência em diferentes níveis enfrentam novos desafios, as PMUs têm sido mais exploradas. Isso proporciona novas possibilidades no aprimoramento de técnicas convencionais e proposição de novas estratégias e soluções. Ao contrário dos anos anteriores, quando as PMUs eram mais utilizadas no contexto de transmissão, o custo decrescente desta tecnologia é o principal motivador para a sua crescente utilização nos sistemas de distribuição. Altaf *et al.* (2022) apresentaram uma revisão abrangente e uma análise comparativa dos esquemas de proteção e seus desafios de implementação para diferentes arquiteturas de microrrede com vários requisitos operacionais. Os autores concluíram que um esquema de proteção adequado precisa ser projetado com base no tipo, tamanho, configuração da estrutura, local de instalação, e modos de operação da microrrede. Eles ressaltaram também que um esquema de proteção adaptativa reduziria a dependência de canais de comunicação, controladores centralizados, e a influência da topologia da microrrede na sua proteção.

Desta forma, o foco da presente pesquisa será a proposição de uma proteção descentralizada e que possua certa adaptatividade às diferentes condições de operação das microrredes. Visto que o uso de proteções baseadas em subtensão e impedância têm ganhado certa atenção nos últimos anos, a proteção proposta irá utilizar uma lógica de subtensão, por ser mais sensível na detecção das faltas e um bloqueio com impedância para melhorar a seletividade da proteção. Em termos da avaliação do método, vários cenários de falta serão analisados de modo a se obter resultados quantitativos sobre a atuação da proteção.

ESTIMAÇÃO FASORIAL E TÉCNICAS DE FILTRAGEM

Neste capítulo serão apresentadas as técnicas de estimação fasorial e métodos de filtragem da componente CC com decaimento exponencial. Primeiramente, serão apresentadas as técnicas de estimação fasorial com suas respectivas formulações. Em seguida, os métodos de mitigação da componente CC serão avaliados e comparados com um novo método proposto, incluindo a avaliação dos algoritmos embarcados em *hardware*.

3.1 Estimação fasorial

A estimação fasorial é uma das etapas de processamento mais importantes para o funcionamento de um DMF. Como detalhado anteriormente na Subseção 2.1.2, há várias técnicas de estimação fasorial com diferentes vantagens e desvantagens. Contudo, métodos como a TDF e Método dos Mínimos Quadrados (MMQ) são convencionalmente utilizados por sua simplicidade e baixo esforço computacional. Outro método bastante explorado na literatura é baseado em técnicas de filtragem digital, aqui denominado método de quadratura, similar ao apresentado por Roscoe, Abdulhadi e Burt (2013) e Kamwa, Samantaray e Joos (2014). Deste modo, na sequência será apresentada uma descrição de cada um dos três métodos mencionados.

3.1.1 Transformada Discreta de Fourier

Em seu livro publicado em 1822, Fourier (1822) provou que funções genéricas poderiam ser modeladas como um somatório infinito de funções senoidais. Com essa formulação, a Transformada de Fourier permite extrair certos componentes harmônicos do sinal em análise. Em sua formulação discreta para estimar a componente fundamental, a TDF de um sinal discreto variante no tempo x_k com frequência f e N amostras por ciclo

pode ser expressa como na Equação (3.1).

$$\hat{X} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k e^{-j \frac{2\pi k}{N}} \quad (3.1)$$

Para simplificar o cálculo, a Equação (3.1) pode ser reescrita separando os componentes cosseno e seno, apresentados na Equação (3.2)

$$\hat{X} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos\left(\frac{2\pi k}{N}\right) - j \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \sin\left(\frac{2\pi k}{N}\right) \quad (3.2)$$

Os componentes cosseno e seno são correspondentes à parte real (\hat{X}_{re}) e imaginária (\hat{X}_{im}) do fasor estimado, respectivamente. Assim, a amplitude do fasor (A_1) e seu ângulo de fase (ϕ_1) podem ser calculados como nas Equações (3.3) e (3.4).

$$A_1 = \sqrt{\hat{X}_{re}^2 + \hat{X}_{im}^2} \quad (3.3)$$

$$\phi_1 = \tan^{-1}\left(\frac{\hat{X}_{im}}{\hat{X}_{re}}\right) \quad (3.4)$$

3.1.2 Método dos Mínimos Quadrados

De modo similar à TDF, o MMQ também modela um sinal genérico como a soma de componentes. Contudo, no MMQ utiliza-se um número limitado de componentes, que não necessariamente são senoidais. O sinal no tempo x pode então ser representado por uma componente CC de amplitude A_0 e M componentes harmônicos com amplitude A_h e ângulo de fase ϕ_h , como na Equação (3.5).

$$x = A_0 + \sum_{h=1}^M A_h \cos\left(\frac{2\pi h}{N} + \phi_h\right) \quad (3.5)$$

A parcela de componentes harmônicos da Equação (3.5) pode ser representada usando propriedades trigonométricas do cosseno da soma, como:

$$\begin{aligned} \sum_{h=1}^M A_h \cos\left(\frac{2\pi h}{N} + \phi_h\right) &= A_1 \cos(\phi_1) \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - A_1 \sin(\phi_1) \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) + \dots \\ &+ A_M \cos(\phi_1) \cdot \cos\left(\frac{2\pi M}{N}\right) - A_M \sin(\phi_1) \cdot \sin\left(\frac{2\pi M}{N}\right) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Assim, o sinal variante no tempo x discretizado com N amostras por ciclo pode ser representado pelo produto de uma matriz de componentes constantes C por um vetor com as amplitudes dos componentes harmônicos \hat{X} , apresentado na Equação (3.7) juntamente

com as dimensões da matriz e dos vetores.

$$\begin{array}{c}
 \begin{bmatrix} x_{k-N+1} \\ \vdots \\ x_{k-2} \\ x_{k-1} \\ x_k \end{bmatrix} \\
 [x] \\
 N \times 1
 \end{array}
 =
 \begin{array}{c}
 \begin{bmatrix} 1 & \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) & -\text{sen}\left(\frac{2\pi}{N}\right) & \cdots & \cos\left(\frac{2\pi M}{N}\right) & -\text{sen}\left(\frac{2\pi M}{N}\right) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 1 & \cos\left(\frac{2\pi(N-2)}{N}\right) & -\text{sen}\left(\frac{2\pi(N-2)}{N}\right) & \cdots & \cos\left(\frac{2\pi M(N-2)}{N}\right) & -\text{sen}\left(\frac{2\pi M(N-2)}{N}\right) \\ 1 & \cos\left(\frac{2\pi(N-1)}{N}\right) & -\text{sen}\left(\frac{2\pi(N-1)}{N}\right) & \cdots & \cos\left(\frac{2\pi M(N-1)}{N}\right) & -\text{sen}\left(\frac{2\pi M(N-1)}{N}\right) \\ 1 & \cos(2\pi) & -\text{sen}(2\pi) & \cdots & \cos(2\pi M) & -\text{sen}(2\pi M) \end{bmatrix} \\
 [C] \\
 N \times (2M + 1)
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{bmatrix} A_0 \\ A_1 \cos(\phi_1) \\ A_1 \text{sen}(\phi_1) \\ \vdots \\ A_M \cos(\phi_M) \\ A_M \text{sen}(\phi_M) \end{bmatrix} \\
 [\hat{X}] \\
 (2M + 1) \times 1
 \end{array}
 \quad (3.7)$$

Já que o sinal de entrada é conhecido e a matriz C é constante, o vetor com as amplitudes dos componentes harmônicos pode ser calculado como:

$$\hat{X} = C^\dagger \times x, \quad (3.8)$$

em que, C^\dagger corresponde à pseudo-inversa da matriz C , visto que a matriz C não é necessariamente quadrada.

Para diminuir o esforço computacional do MMQ, é possível calcular a pseudo-inversa da matriz C com antecedência e estimar apenas os componentes referentes à componente fundamental (\hat{X}_2 e \hat{X}_3) pela Equação (3.7). Deste modo, a amplitude do fasor fundamental (A_1) e seu ângulo de fase (ϕ_1) podem ser calculados como nas Equações (3.9) e (3.10).

$$A_1 = \sqrt{\hat{X}_2^2 + \hat{X}_3^2} \quad (3.9)$$

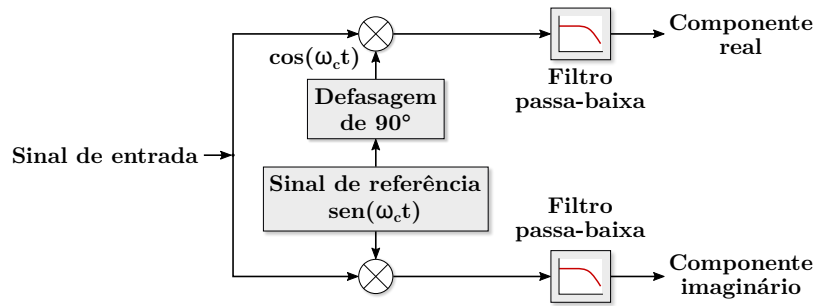
$$\phi_1 = \tan^{-1} \left(\frac{\hat{X}_3}{\hat{X}_2} \right) \quad (3.10)$$

3.1.3 Método de quadratura

O método aqui denominado método de quadratura é baseado no processo de demodulação de quadratura de sinais modulados em telecomunicações. Usando sinais seno e cosseno com uma frequência angular ω_c definida, é possível extrair os valores da parte real e imaginária desta frequência de interesse do sinal de entrada. Em seguida, o sinal passa por um filtro passa-baixas digital sintonizado para eliminar os harmônicos do sinal de entrada. O diagrama do método de quadratura é apresentado na Figura 3.

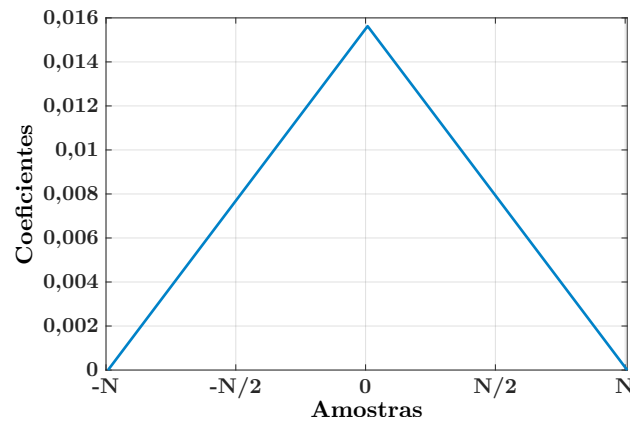
Na literatura, há diferentes proposições para este filtro que usualmente é do tipo FIR. Contudo, na norma IEC/IEEE (2018) é sugerido o uso de um filtro FIR com janela em formato triangular para DMFs voltados para aplicação em proteção. Deste modo, segundo a norma, o filtro deve ter uma janela com tamanho de dois ciclos para melhor atenuar os componentes harmônicos. A janela do filtro FIR com os coeficientes normalizados é apresentada na Figura 4.

Figura 3 – Diagrama do método de quadratura.



Fonte: Elaborada pelo autor.

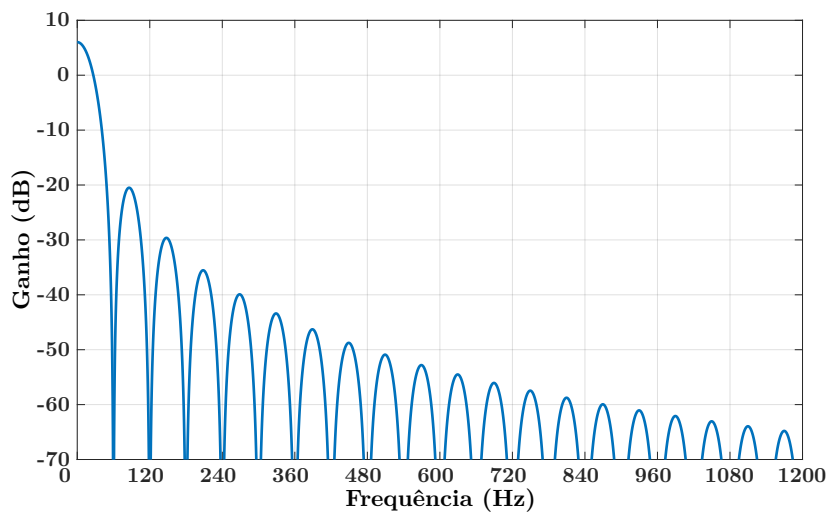
Figura 4 – Janela do filtro FIR com os coeficientes normalizados.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A resposta em frequência deste filtro FIR é mostrada na Figura 5. Percebe-se que o filtro consegue atenuar todos os componentes harmônicos do sinal, deixando passar apenas os componentes de baixa frequência que representam o envelope da amplitude do sinal na frequência de interesse.

Figura 5 – Resposta em frequência do filtro FIR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com relação ao cálculo dos fasores de forma discreta, considerando um sinal de entrada x com frequência f discretizado com N amostras por ciclo e um filtro FIR com

janela g , as partes reais e imaginárias do fasor (\hat{X}_{re} e \hat{X}_{im}) podem ser expressas como,

$$\hat{X}_{re} = \sum_{k=0}^{2N} x_k \cdot \cos(\omega_c(t - \Delta t \cdot k)) \cdot g_k, \quad (3.11)$$

$$\hat{X}_{im} = \sum_{k=0}^{2N} x_k \cdot \sin(\omega_c(t - \Delta t \cdot k)) \cdot g_k. \quad (3.12)$$

Assim, de modo similar ao apresentado para a TDF, é possível calcular a amplitude do fasor e seu ângulo de fase usando as Equações 3.3 e 3.4.

3.2 Filtragem da componente CC com decaimento exponencial

A componente CC com decaimento exponencial aparece em fenômenos transitórios em sistemas elétricos, principalmente em sinais de corrente, devido à resposta dos componentes RL das linhas e cargas. Pode-se encontrar na literatura três abordagens distintas para a mitigação da componente CC, incluindo:

- Melhorias em técnicas de estimação convencionais;
- Técnicas de estimação fasorial mais robustas; e
- Técnicas de filtragem do sinal de entrada.

Trabalhos iniciais apresentaram propostas de mitigação da componente CC com decaimento exponencial integradas com a TDF, como o filtro cosseno (SCHWEITZER; HOU, 1993), o filtro cosseno modificado (HART; NOVOSEL; SMITH, 2000) e um método recursivo proposto por Guo, Kezunovic e Chen (2003). Outras propostas mais recentes também integradas com métodos de estimação fasorial incluem a TDF (Dadash Zadeh; ZHANG, 2013; RAHMATI; ADHAMI, 2014) e MMQ adaptativo (KIM; NAM; KANG, 2019). Contudo, estes métodos possuem a limitação de serem aplicados com um método específico de estimação fasorial.

Em relação aos métodos mais robustos para a estimação fasorial, novas proposições utilizam a transformada de Hilbert (JIANG; MIAO; LIU, 2014; TAJDINIAN *et al.*, 2016), autovalores (WANG; SUONAN, 2017) e redes neurais artificiais (SILVA *et al.*, 2015; KIM *et al.*, 2019). Dentre os métodos de filtragem do sinal, pode-se destacar o filtro mímico digital proposto por Benmouyal (1995). Todavia, outros métodos recentes de filtragem utilizam integral numérica (AL-TALLAQ; AL-SHARAI; EL-HAWARY, 2011; TAJDINIAN; SEIFI; ALLAHBAKHSI, 2017), derivada de segunda ordem (CHEN *et al.*, 2015), expansão de Taylor (ABDOOS; GHOLAMIAN; FARZINFAR, 2016), filtro de

frequência complexa (JAFARPISHEH; MADANI; PARVARESH, 2018), filtro digital de resposta finita ao impulso (HWANG; SONG; JEONG, 2018), mínimos quadrados não linear (MIN; SANTOSO, 2018), decomposição tempo-escala intrínseca (PAZOKI, 2018), re-amostragem (JAFARPISHEH; MADANI; JAFARPISHEH, 2018), amostras sub-ciclo (KUMAR; KUMAR, 2019), morfologia matemática (GODSE; BHAT, 2019) e periodicidade do sinal (XIONG *et al.*, 2020). Apesar de uma técnica de estimação mais robusta conseguir mitigar os erros causados pela componente CC, o uso de técnicas de filtragem permite que qualquer outra técnica de estimação seja empregada, assim permitindo obter uma melhor estimação.

Com foco no aspecto de implementação computacional, um novo método de filtragem da componente CC foi proposto. Este novo método apresenta um baixo custo computacional, mas sem comprometimento ao seu desempenho. Tal método foi baseado na periodicidade e média móvel do sinal de entrada dentro da janela de um ciclo. Na sequência, serão detalhados o filtro mímico digital e o filtro proposto. Uma análise mais completa do desempenho do filtro proposto pode ser encontrada no trabalho de Menezes, Fernandes e Coury (2023).

3.2.1 Filtro mímico digital

Benmouyal (1995) propôs um método de filtragem que imita digitalmente um circuito para mitigar o componente CC com decaimento exponencial. O método propõe o uso de um circuito RL série com constante de tempo τ_d para eliminar o componente exponencial com a mesma constante de tempo. Esse circuito RL série pode ser expresso no domínio de Laplace como na Equação (3.13).

$$K(1 + s\tau_d) \quad (3.13)$$

Substituindo o operador de Laplace por $1 - z^{-1}$ da transformada Z, a Equação (3.13) pode ser reescrita da seguinte forma,

$$K \left[(1 + \tau_d) - \tau_d z^{-1} \right] . \quad (3.14)$$

Com a Equação (3.14) é possível reescrever o processo de filtragem do filtro mímico na forma discreta aplicado em um sinal de entrada x_k , que resulta no sinal filtrado \hat{x}_k como apresentado na Equação (3.15).

$$\hat{x}_k = K \left[(1 + \tau_d)x_k - \tau_d x_{k-1} \right] \quad (3.15)$$

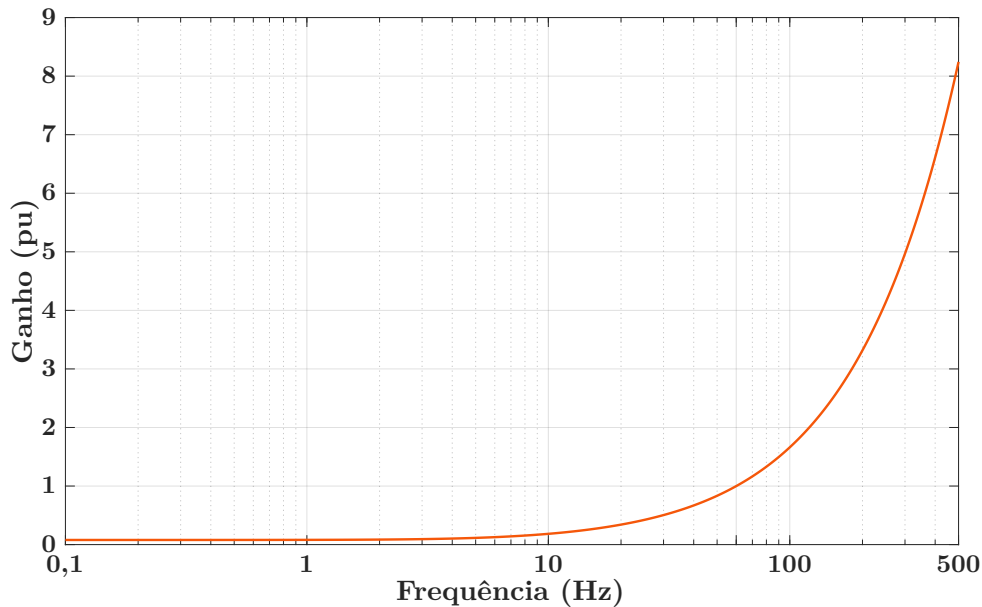
O ganho K do filtro deve ser definido de modo que o mesmo apresente ganho unitário para a frequência f desejada, que será de 60 Hz. Logo, após definir a frequência

de amostragem f_s e a constante de tempo τ_d , o ganho do filtro pode ser calculado como:

$$K = \sqrt{\frac{1}{\left[(1 + \tau_d) - \tau_d \cos\left(\frac{2\pi f}{f_s}\right) \right]^2 + \left[\tau_d \sin\left(\frac{2\pi f}{f_s}\right) \right]^2}}. \quad (3.16)$$

Apesar do filtro mímico digital funcionar devidamente para a frequência em análise com ganho unitário, a sua resposta em frequência é similar à de um filtro passa-alta. Logo, uma desvantagem do filtro mímico é o fato dele amplificar componentes de alta frequência que podem estar presentes em ruídos e no chaveamento de inversores, por exemplo. A Figura 6 ilustra a resposta em frequência do filtro mímico para uma constante de tempo igual a dois ciclos.

Figura 6 – Resposta em frequência do filtro mímico para $\tau_d = 2/60$.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2.2 Filtro proposto

Considere um sinal de entrada $x(t)$ composto por uma componente CC com decaimento exponencial com amplitude A_0 e constante de tempo τ , e uma componente fundamental com amplitude A_1 , expresso por:

$$x(t) = A_0 e^{-t/\tau} + A_1 \cos(\omega t + \phi). \quad (3.17)$$

Uma vez que o segundo termo da Equação (3.17) é puramente senoidal, seu valor médio é igual a zero. Logo, a média móvel do sinal de entrada no instante t ($ma(t)$) será uma aproximação da componente de decaimento exponencial, como apresentado na Equação (3.18).

$$ma(t) \approx A_0 e^{-t/\tau} \quad (3.18)$$

Adicionalmente, considerando que o segundo termo da Equação (3.17) é periódico, sua média móvel deslocada de uma amostra ($ma(t - \Delta t)$) pode ser aproximada por:

$$ma(t - \Delta t) \approx A_0 e^{-(t-\Delta t)/\tau} = A_0 e^{-t/\tau} \cdot e^{\Delta t/\tau}. \quad (3.19)$$

Dividindo a Equação (3.18) pela Equação (3.19), a constante de tempo τ pode ser isolada e estimada conforme segue:

$$\tau \approx \frac{-\Delta t}{\ln\left(\frac{ma(t)}{ma(t-\Delta t)}\right)}. \quad (3.20)$$

Contudo, para garantir a convergência numérica da estimação do valor da constante de tempo, foram estabelecidas as seguintes restrições:

$$\tau(t) = \begin{cases} \tau(t-1) & , \text{ se } ma(t) \cdot ma(t - \Delta t) \leq 0 \text{ ou } ma(t) = ma(t - \Delta t) \\ \frac{-\Delta t}{\ln\left(\frac{ma(t)}{ma(t-\Delta t)}\right)} & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.21)$$

Considerando que o sinal de entrada é periódico dentro da janela de um ciclo, a soma da amostra atual ($x(t)$) e de uma amostra deslocada de meio ciclo ($x(t - T/2)$) será zero. Desta forma, a componente senoidal será cancelada, resultando em:

$$\begin{aligned} x(t) + x(t - T/2) &= A_0 e^{-t/\tau} + A_0 e^{-t/\tau} \cdot e^{(T/2)/\tau} \\ &= A_0 e^{-t/\tau} (1 + e^{(T/2)/\tau}) \end{aligned} \quad (3.22)$$

Substituindo na Equação (3.22) o valor da constante de tempo calculada em (3.20), o valor da componente de decaimento exponencial pode ser estimado como:

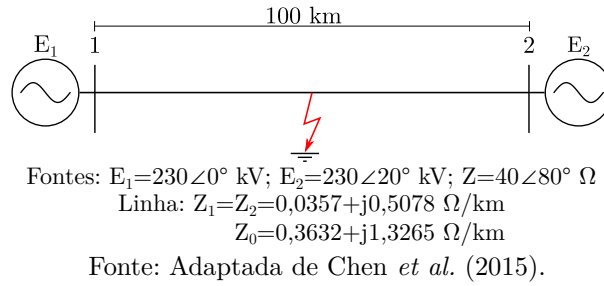
$$A_0 e^{-t/\tau} = \frac{x(t) + x(t - T/2)}{(1 + e^{(T/2)/\tau})}. \quad (3.23)$$

3.2.3 Validação do filtro proposto para mitigação da componente CC com decaimento exponencial

Para a avaliação do método proposto foi utilizado um sistema de transmissão modelado no programa ATP com a interface do ATPDraw. Este sistema é constituído por uma linha de transmissão de 230 kV de 100 km conectando duas fontes, como apresentado em Chen *et al.* (2015). O sistema com seus parâmetros elétricos está ilustrado na Figura 7. A escolha deste sistema se deu por sua simplicidade (tendo apenas duas barras), por se tratar de um sistema utilizado em outra referência e devido à componente CC com decaimento exponencial ser mais perceptível neste tipo de sistema.

As correntes de falta foram geradas a partir de faltas monofásicas (fase A-terra) variando o local de aplicação (1, 25, 50, e 75 km a partir da barra 1), a resistência de falta (0, 10, e 20 Ω) e o ângulo de incidência (0°, 45°, 90°, e 135°). Todas as correntes foram

Figura 7 – Sistema de transmissão teste e seus parâmetros elétricos.



medidas na barra 1, sendo a falta aplicada em 0,5 s com um tempo total de simulação de 2 segundos.

Para comparar o desempenho do método proposto, outras técnicas de filtragem do componente CC presentes na literatura foram implementadas. Os métodos de Benmouyal (1995), Al-Tallaq, Al-Sharai e El-Hawary (2011), Chen *et al.* (2015), Xiong *et al.* (2020) foram implementados e todos os resultados estão apresentados na sequência. Vale destacar que nenhum dos métodos supramencionados necessitam de parametrização, exceto o filtro mímico digital, o qual foi ajustado para uma constante de tempo igual a $2/60$, que é a mesma utilizada no artigo original.

Os fasores foram estimados utilizando a TDF com uma taxa amostral de 128 amostras por ciclos (7.680 Hz). Além disso, um filtro passa-baixas de primeira ordem e frequência de corte de 900 Hz foi usado para pré-processar os sinais de entrada, uma vez que este filtro estaria disponível em uma implementação real.

3.2.3.1 Métricas de avaliação de desempenho

Para avaliar o desempenho dos diferentes métodos de mitigação da componente CC com decaimento exponencial e comparar os resultados obtidos, utilizaram-se métricas baseadas nas que foram propostas no trabalho de Benmouyal (1995). Essas métricas necessitam de um valor de referência para o regime permanente do fasor (X_{ref}), o qual foi calculado como a média dos valores de pico dos últimos 15 ciclos do sinal simulado, onde o componente CC é desprezível. Em seguida, todas as correntes foram normalizadas para ter uma amplitude de 1 por unidade (pu) após a falta. Isso permite comparar os erros de diferentes cenários de falta, visto que o valor de amplitude no pós-falta será o mesmo.

A primeira métrica (M_1) avalia as oscilações de regime permanente, sendo a soma dos erros absolutos a partir do instante que o fasor estimado (X) atinge o valor de regime permanente (t_0) até o final da simulação (t_{fim}), como apresentado na Equação (3.24). Um valor baixo para esta métrica indica pouca oscilação devido à componente CC.

$$M_1 = \sum_{k=t_0}^{t_{fim}} |X_{ref} - X[k]| \quad (3.24)$$

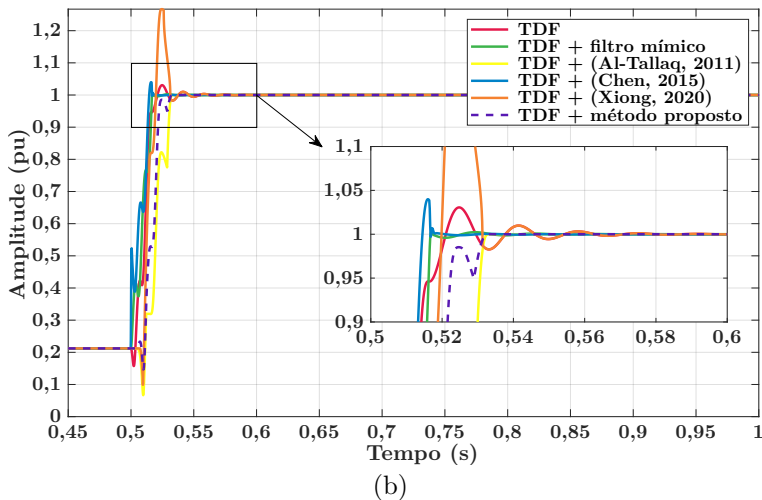
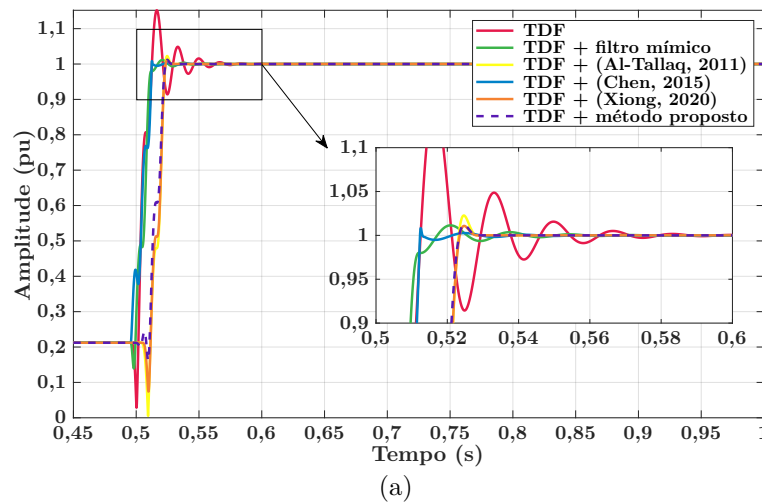
A segunda métrica (M_2) é o *overshoot* percentual da estimação fasorial após a falta, apresentado na Equação (3.25). Como esse *overshoot* é causado principalmente pela presença da componente CC com decaimento exponencial no sinal de entrada, deseja-se um valor baixo para esta métrica.

$$M_2 = \max(X - X_{ref}) \cdot 100 \quad (3.25)$$

3.2.3.2 Caso base

Devido às diferentes formulações de cada método, suas respostas também apresentam características distintas. Para um melhor entendimento, a Figura 8 ilustra as respostas dos métodos para uma falta franca no meio da linha para dois valores de ângulo de incidência.

Figura 8 – Respostas dos métodos para faltas francas no meio da linha de transmissão com ângulo de incidência igual à (a) 0° , e (b) 90° .



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 8a são apresentadas as respostas dos filtro para uma falta franca com ângulo de incidência de 0° . Por essa figura é possível verificar que todos os métodos

conseguiram reduzir drasticamente as oscilações e *overshoot* em relação ao caso base sem filtro (em vermelho). Contudo, para uma falta com ângulo de incidência de 90° (ilustrada na Figura 8b) é verificada a deterioração do desempenho de alguns métodos. Logo, o desempenho dos métodos pode sofrer alteração com a variação de alguns parâmetros das faltas simuladas. Deste modo, os resultados foram divididos em múltiplas tabelas para uma melhor visualização dessa influência. Na Tabela 1 são apresentados os resultados médios discriminados por distância das faltas em relação à barra 1. Em destaque estão os menores valores das métricas de avaliação, com uma margem de erro de 5%.

Tabela 1 – Resultados médios para todas as faltas por distância em relação à barra 1.

Métodos	1 km		25 km		50 km		75 km	
	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂
Sem filtro	5,943	6,87	6,222	7,50	6,102	7,55	6,294	7,15
Filtro mímico	1,944	1,14	1,979	1,22	1,753	1,24	2,062	1,25
(Al-Tallaq, 2011)	1,617	1,26	1,493	1,06	1,132	0,90	1,995	0,72
(Chen, 2015)	2,352	6,52	2,522	6,45	2,680	6,97	2,300	8,01
(Xiong, 2020)	6,641	9,47	14,34	15,9	8,729	12,7	111,7	93,1
Método proposto	1,466	0,57	1,328	0,46	1,029	0,40	1,902	0,33

De acordo com a Tabela 1, o método proposto apresentou os menores valores para as métricas de avaliação para todas as distâncias. Esse resultado prova que o método não é influenciado pela distância da falta. Contudo, alguns métodos apresentaram resultados divergentes para algumas distâncias e os piores valores para as métricas, que é o caso dos métodos propostos por Chen *et al.* (2015) e Xiong *et al.* (2020). Na sequência, a Tabela 2 apresenta os resultados médios por resistência de falta.

Tabela 2 – Resultados médios para todas as faltas por resistência de falta.

Métodos	0 Ω		10 Ω		20 Ω	
	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂
Sem filtro	10,91	9,77	5,221	7,87	2,753	4,16
Filtro mímico	2,343	0,74	2,101	1,49	1,741	1,40
(Al-Tallaq, 2011)	1,849	0,86	1,468	1,03	1,359	1,06
(Chen, 2015)	1,597	5,33	2,510	6,01	3,283	9,62
(Xiong, 2020)	8,422	9,96	14,46	18,2	83,16	70,3
Método proposto	1,808	0,49	1,307	0,46	1,179	0,37

Nota-se que, com base nos resultados apresentados na tabela, o método proposto manteve os melhores resultados, exceto para o caso de falta franca, onde o método de Chen *et al.* (2015) obteve um desempenho superior para a métrica 1. Todavia, os métodos de Chen *et al.* (2015) e Xiong *et al.* (2020) obtiveram elevados valores para as métricas, com erros e oscilações superiores ao caso base sem filtro em alguns valores de resistência. Os resultados médios por ângulo de incidência (AI) são apresentados na Tabela 3.

O método proposto obteve os menores erros de regime permanente (M_1), conforme mostrado na Tabela 3. Com relação ao *overshoot*, o método proposto apresentou

Tabela 3 – Resultados médios para todas as faltas por ângulo de incidência da falta.

Métodos	AI = 0°		AI = 45°		AI = 90°		AI = 135°	
	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂
Sem filtro	9,427	11,9	5,334	5,52	2,998	2,73	7,418	8,95
Filtro mímico	2,197	1,61	1,705	0,67	2,379	1,35	1,966	1,21
(Al-Tallaq, 2011)	1,892	2,28	1,499	0,57	1,308	0,04	1,538	1,04
(Chen, 2015)	2,280	1,88	2,944	14,1	2,232	5,93	2,398	5,99
(Xiong, 2020)	1,566	0,86	1,320	0,04	130,5	121,4	8,044	8,95
Método proposto	1,601	1,12	1,352	0,08	1,353	0,08	1,420	0,48

os segundos melhores valores para todos os ângulos de incidência. Em contraste, o método proposto por Xiong *et al.* (2020) teve um desempenho notavelmente inferior para os ângulos de incidência iguais a 90° e 135°, ao passo que o método proposto por Xiong *et al.* (2020) apresentou elevados valores de *overshoot* para os ângulos de incidência de 45° e 90°. Os outros dois métodos (BENMOUYAL, 1995; AL-TALLAQ; AL-SHARAI; EL-HAWARY, 2011) apresentaram um desempenho aceitável para todos os casos, com resultados melhores que o caso base sem filtro. Finalmente, os resultados médios para todas as faltas estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados médios para todas as faltas simuladas.

Métodos	M ₁	M ₂
Sem filtro	6,294	7,27
Filtro mímico	2,062	1,21
(Al-Tallaq, 2011)	1,559	0,98
(Chen, 2015)	2,463	6,99
(Xiong, 2020)	35,35	32,8
Método proposto	1,431	0,44

De modo geral, o método proposto apresentou os melhores resultados médios para todas as faltas simuladas. Os métodos propostos por Benmouyal (1995) e Al-Tallaq, Al-Sharai e El-Hawary (2011) também tiveram resultados satisfatórios. O método proposto por Chen *et al.* (2015) foi ligeiramente melhor que o caso base. Todavia, o desempenho médio do método proposto por Xiong *et al.* (2020) foi pior que o caso sem filtro, o que pode ser parcialmente explicado por grandes divergências para alguns casos, apesar do método eventualmente convergir para o correto valor de regime permanente.

3.2.3.3 Distorção Harmônica

Para a aplicação na proteção de sistemas elétricos, os filtros devem permanecer estáveis mesmo na presença de componentes harmônicos no sinal de entrada. Assim, cinco perfis harmônicos foram utilizados para esta análise, correspondendo a retificadores de 6 e 12 pulsos, inversor de frequência estático, reator controlado por tiristor e motor de corrente contínua (como apresentado em Lin e Wang (2006)), os quais serão referidos como perfis 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente.

Para esta análise, as correntes harmônicas foram injetadas na barra 1 usando os valores de pré-falta como referência para definir a amplitude de cada harmônico. Em seguida, todas as faltas da seção anterior foram simuladas novamente para cada perfil harmônico. O erro de regime permanente (M_1) para todos os perfis harmônicos é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultados médios para todas as faltas simuladas com a presença de diferentes perfis harmônicos.

Métodos	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5
	M_1	M_1	M_1	M_1	M_1
Sem filtro	6,236	6,311	6,256	6,307	6,289
Filtro mímico	2,118	2,097	2,109	2,107	2,119
(Al-Tallaq, 2011)	1,562	1,586	1,564	1,577	1,568
(Chen, 2015)	2,587	2,484	2,543	2,471	2,609
(Xiong, 2020)	26,45	18,20	23,23	34,90	13,09
Método proposto	1,434	1,463	1,438	1,446	1,440

Todos os métodos, exceto Xiong *et al.* (2020), mantiveram um erro de regime permanente similar para todos os perfis harmônicos e inferior ao caso sem filtro. Além disso, o método proposto apresentou o melhor desempenho dentre todos os métodos testados.

3.2.3.4 Ruídos

Para verificar a robustez dos métodos em condições de medidas ruidosas, inseriu-se ruído branco Gaussiano nos sinais de corrente simulados, com diferentes valores de relação sinal ruído, a saber: 30dB, 35dB, 40dB, 50dB e 60dB. Os resultados médios para cada nível de ruído estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados médios para todas as faltas simuladas na presença de diferentes níveis de ruído.

Métodos	30 dB	35 dB	40 dB	50dB	60 dB
	M_1	M_1	M_1	M_1	M_1
Sem filtro	33,75	20,46	13,37	7,722	6,476
Filtro mímico	45,34	24,70	13,65	4,686	2,452
(Al-Tallaq, 2011)	38,65	20,87	11,40	3,744	1,894
(Chen, 2015)	351,9	189,4	102,2	30,41	9,803
(Xiong, 2020)	129,2	103,1	159,9	65,28	43,50
Método proposto	32,60	17,64	9,674	3,229	1,707

Para os casos com relação sinal ruído de 30dB e 35dB, o método proposto foi o único a apresentar resultados melhores que o caso sem filtro. Por usar derivada de segunda ordem, o método de Chen *et al.* (2015) teve seu desempenho fortemente impactado pela presença de ruído no sinal. O filtro mímico também apresentou resultados ruins para os maiores níveis de ruído, o que já era esperado uma vez que o filtro mímico tende a amplificar os componentes de alta frequência do ruído. O método de Al-Tallaq, Al-Sharai e El-Hawary (2011) obteve resultados aceitáveis para os casos com baixo ruído.

Em contraste, o método de Xiong *et al.* (2020) apresentou o pior desempenho de todos os métodos testados.

3.2.3.5 Influência da taxa amostral

De modo a investigar como a taxa amostral pode afetar o desempenho dos métodos, foi conduzido um teste com diferentes taxas amostrais. Mantendo a TDF para a estimação fasorial e o filtro passa-baixas, todos os sinais de faltas foram reavaliados com taxas amostrais de 64, 256 e 512 amostras por ciclo. Os resultados, incluindo o caso com 128 amostras por ciclo, estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados médios para diferentes taxas amostrais.

Métodos	64		128		256		512	
	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂	M ₁	M ₂
Sem filtro	5,086	7,30	6,294	7,27	10,58	7,26	20,48	7,25
Filtro mímico	2,991	1,27	2,062	1,21	2,074	1,20	3,461	1,20
(Al-Tallaq, 2011)	2,747	1,02	1,559	0,98	1,043	0,97	1,390	0,97
(Chen, 2015)	2,870	7,37	2,463	6,99	3,408	6,95	5,844	6,97
(Xiong, 2020)	6,951	13,1	35,35	32,8	59,72	29,7	68,11	20,1
Método proposto	2,684	0,48	1,431	0,44	0,785	0,43	0,874	0,43

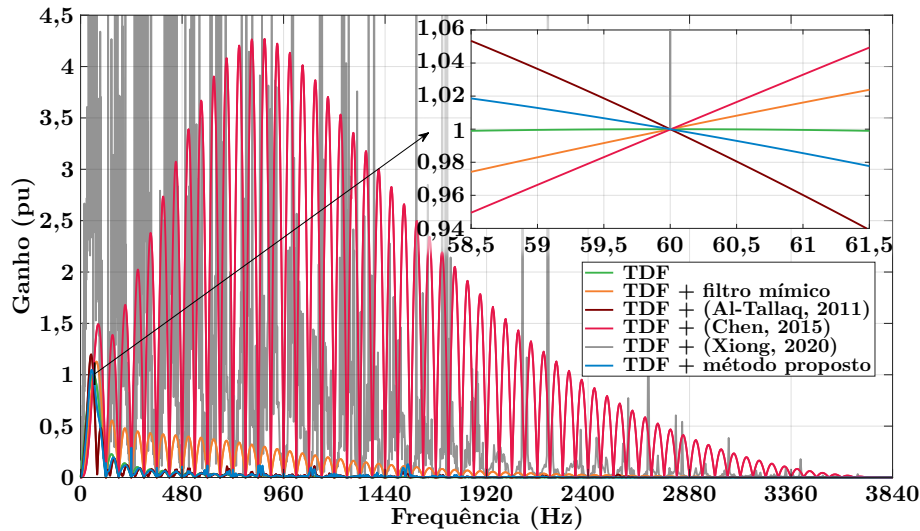
Devido ao incremento do número de amostras, a maioria dos erros também aumentou. Contudo, o método proposto e o de Al-Tallaq, Al-Sharai e El-Hawary (2011) apresentaram uma redução nas métricas de avaliação, uma vez que a precisão da média móvel e da integral numérica aumenta com um número maior de amostras. Em suma, o método proposto apresentou desempenho superior aos demais métodos, independentemente da taxa amostral utilizada.

3.2.3.6 Resposta em frequência

Visto que a frequência do sistema elétrico pode sofrer desvios em relação ao seu valor nominal, a análise da resposta em frequência dos métodos foi investigada. Para isso, os métodos foram avaliados considerando suas respostas combinadas com a TDF. A Figura 9 apresenta a resposta em frequência de cada método.

Como ilustrado na Figura 9, alguns métodos tiveram comportamentos semelhantes ao da TDF, apresentando uma redução constante no ganho com o aumento da frequência. No entanto, o método de Chen *et al.* (2015) aumentou o ganho até 900 Hz e, a partir desta frequência, o ganho começou a reduzir. Por outro lado, o método de Xiong *et al.* (2020) apresentou uma resposta oscilatória, atingindo para algumas frequências um ganho próximo a 700 pu. Apesar disto, todos os métodos obtiveram ganho unitário para a frequência fundamental.

Figura 9 – Resposta em frequência de todos os filtros combinados com a TDF.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como definido na norma IEEE 1547-2018, todos os geradores devem operar na faixa de frequência de 58,5 Hz e 61,2 Hz (IEEE, 2018). Exceto o método de Xiong *et al.* (2020), os métodos mantiveram o ganho próximo a 1 dentro deste intervalo. A Tabela 8 mostra a variação máxima dos ganhos no referido intervalo de frequência definido pela norma. Esta variação foi calculada a partir da diferença entre os ganhos máximo e mínimo para o intervalo estabelecido.

Tabela 8 – Variação máxima do ganho entre 58,5 Hz e 61,2 Hz.

Métodos	Varição do ganho
Sem filtro	0,0010
Método proposto	0,0362
Filtro mímico	0,0450
(Chen, 2015)	0,0900
(Al-Tallaq, 2011)	0,1015
(Xiong, 2020)	213,99

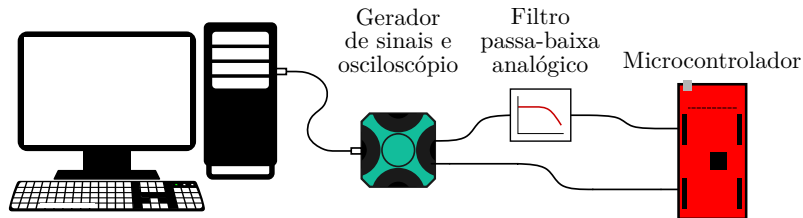
O método proposto teve a menor variação dentre todos os métodos analisados, enquanto o método de Xiong *et al.* (2020) obteve a maior variação. Além disso, dado que a resposta em frequência é uma característica intrínseca de um filtro, a amplitude do sinal pode ser corrigida caso a frequência atual seja conhecida, mitigando portanto o efeito da variação da frequência na resposta do filtro.

3.2.3.7 Avaliação dos métodos embarcados em hardware

Para uma melhor análise do desempenho dos métodos, todos os algoritmos foram embarcados em *hardware*. O esquema de montagem da bancada, apresentado na Figura 10, consistiu no uso de um gerador arbitrário de sinais e osciloscópio *Analog Discovery 2* da *Digilent*, um filtro passa-baixas ativo de segunda ordem com frequência de corte de 1 kHz,

e o microcontrolador F28379D *LaunchPad* da *Texas Instruments*. A TDF foi mantida para a estimação fasorial, com 128 amostras por ciclo, mas com a atualização dos valores dos fasores 8 vezes por ciclo (480 Hz).

Figura 10 – Esquema de montagem da bancada de teste.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Utilizando o gerador de sinais, as faltas simuladas foram replicadas para a leitura pelo microcontrolador. Contudo, para esta análise foram usadas apenas faltas no meio da linha com resistências de falta iguais a 0 e 20 Ω com todos os quatro ângulos de incidência (0° , 45° , 90° , e 135°). Assim, totalizando 8 sinais de faltas.

No teste em *hardware*, ruídos e erros de quantização do conversor analógico-digital podem afetar o desempenho dos métodos. Para ilustrar as oscilações presentes neste teste, estão apresentadas na Figura 11 as respostas para faltas francas no meio da linha com ângulos de incidência de 0° e 90° , sendo os mesmos casos da Figura 8.

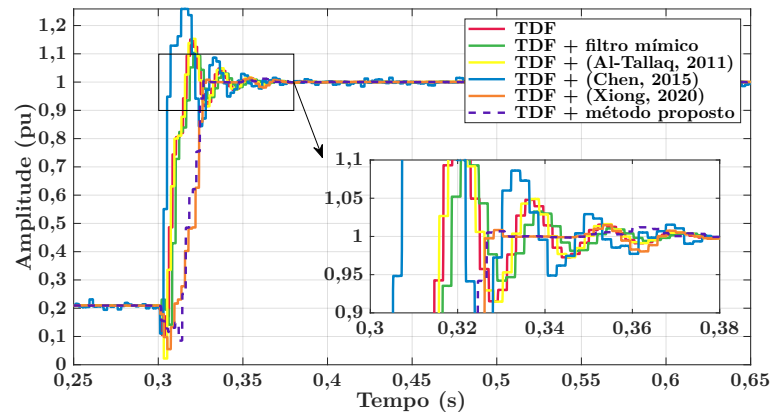
É possível perceber oscilações para a maioria dos métodos, especialmente para o método de Chen *et al.* (2015) que é baseado na derivada de segunda ordem do sinal. Nota-se ainda que o método de Xiong *et al.* (2020) continua a ter problemas de divergência numérica para faltas com ângulo de incidência de 90° , assim como ocorreu para os dados simulados. A média final dos resultados desta análise é apresentada na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultados médios para os métodos embarcados em *hardware*.

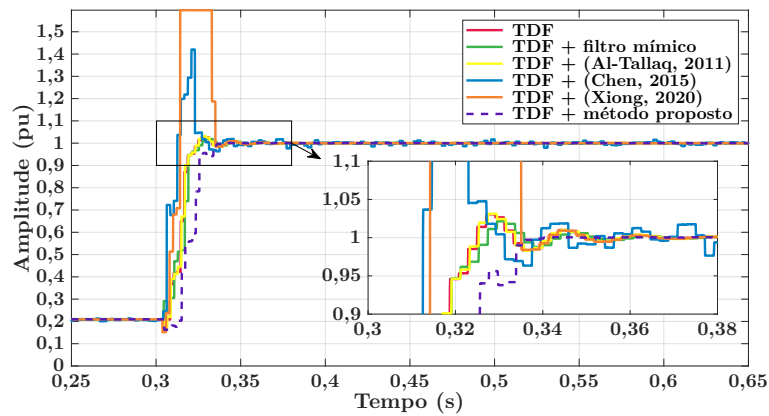
Filtros	M_1	M_2
Sem filtro	12,71	7,08
Filtro mímico	10,35	4,96
(Al-Tallaq, 2011)	13,72	7,32
(Chen, 2015)	74,36	35,9
(Xiong, 2020)	54,06	22,0
Método proposto	3,934	1,21

Nota-se pelos dados da Tabela 9 que os métodos propostos por Al-Tallaq, Al-Sharai e El-Hawary (2011), Chen *et al.* (2015) e Xiong *et al.* (2020) tiveram um desempenho pior que o caso base sem filtro. Apenas o filtro mímico e o método proposto conseguiram mitigar os efeitos da componente CC com decaimento exponencial. Contudo, o método proposto teve o melhor desempenho.

Figura 11 – Respostas dos métodos embarcados em hardware para faltas francas no meio da linha de transmissão com ângulo de incidência igual à (a) 0° , e (b) 90° .



(a)



(b)

Fonte: Elaborada pelo autor.

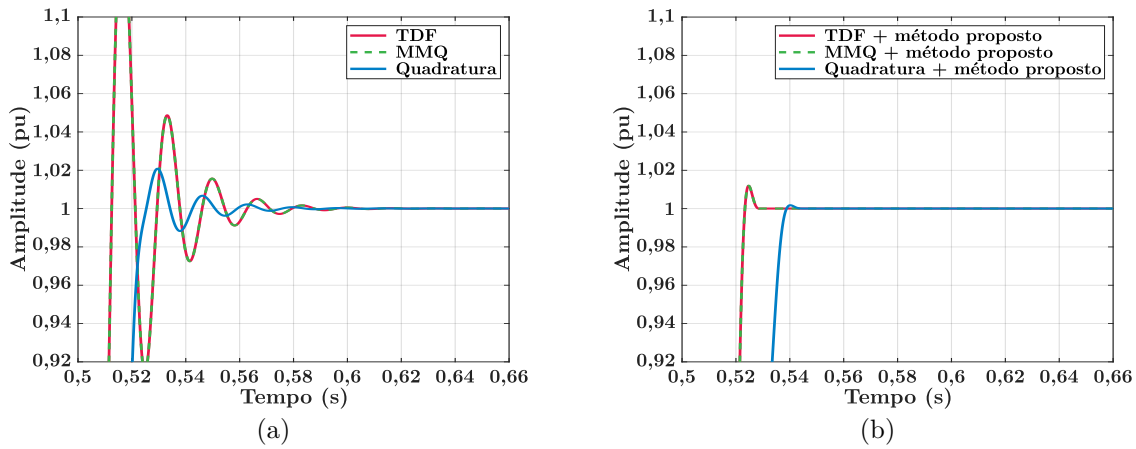
3.2.3.8 Comparação com diferentes técnicas de estimação fasorial

Uma das vantagens em utilizar um método de mitigação baseado na filtragem do sinal é a possibilidade de aplicar diferentes técnicas de estimação fasorial. Deste modo, realizou-se a avaliação do desempenho do método proposto com as três técnicas de estimação fasorial apresentadas anteriormente. Assim, uma análise gráfica do desempenho das técnicas sem filtro e com o método proposto para faltas francas no meio da linha é apresentada na Figura 12.

Nota-se que as oscilações foram drasticamente reduzidas para todas as técnicas de estimação fasorial ao utilizar a abordagem proposta de filtragem do sinal. Uma análise aprofundada, utilizando todos os dados de faltas e as métricas de avaliação é apresentada na Tabela 10.

Primeiramente, nota-se que os resultados para a TDF e MMQ são idênticos. Isso se dá pelo fato das duas modelagens terem apenas a componente CC constante modelada. O uso do método proposto resultou em um melhor desempenho para todas as técnicas de estimação fasorial. Contudo, a técnica de quadratura obteve os menores erros para as duas condições analisadas.

Figura 12 – Respostas dos métodos de estimação fasorial para uma falta franca no meio da linha de transmissão com ângulo de incidência igual à 0° (a) sem filtro, e (b) com o método proposto de filtragem.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 10 – Resultados médios para todas as faltas com as três diferentes técnicas de estimação fasorial sem filtro e com o método proposto de mitigação da componente CC.

Técnicas	Sem filtro		Método proposto	
	M_1	M_2	M_1	M_2
TDF	6,294	7,27	1,431	0,44
MMQ	6,294	7,27	1,431	0,44
Quadratura	2,099	1,38	1,314	0,07

3.3 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os conceitos básicos das técnicas de estimação fasorial. Ainda foram abordados os métodos de mitigação da componente CC com decaimento exponencial, incluindo uma técnica inédita proposta por Menezes, Fernandes e Coury (2023), efetuando uma comparação aprofundada com diferentes métodos. Com esta análise, o método proposto para mitigação da componente CC provou ter um desempenho superior aos demais, mostrando seu potencial para aplicação em *hardware*. Além disso, o método proposto obteve um desempenho ainda melhor quando integrado com a técnica de quadratura para estimação fasorial.

Destaca-se que neste capítulo as análises utilizaram um sistema de transmissão, devido à simplicidade do sistema e pela componente CC tender a ser mais acentuada. Contudo, isso não inviabiliza o uso dos métodos para sistemas de distribuição, especificamente no contexto das microrredes. Portanto, será utilizado o método de mitigação da componente CC proposto em conjunto com o método de quadratura posterior à realização das medições, de forma que a mesma seja empregada como um estágio prévio à abordagem proposta nessa tese para a proteção de microrredes.

PROTEÇÃO DE MICRORREDES UTILIZANDO FASORES

Para a proteção de microrredes, há na literatura várias proposições diferentes. Uma vertente analisa o uso de técnicas adaptativas baseadas em Redes Neurais Artificiais (RNAs), sistemas de inferência *fuzzy*, multiagentes, dentre outros (BARRA; COURY; FERNANDES, 2020). Por outro lado, há pesquisas envolvendo técnicas convencionais como proteções de sobrecorrente, diferencial, distância e tensão (HOSSEINI *et al.*, 2016). Contudo, como apresentado no Capítulo 2, a pesquisa de proteção utilizando dados de PMUs e dispositivos similares tem crescido nos últimos anos.

Neste trabalho será apresentada uma proteção de camada dupla para microrredes utilizando fasores de tensão proveniente de DMFs alocados estrategicamente no sistema. Estes fasores serão utilizados tanto para a lógica da proteção quanto para a definição de uma estratégia de bloqueio. Além disso, será considerada a influência dos GDs e suas proteções internas no funcionamento da proteção proposta. Na sequência, as técnicas convencionais de proteção serão abordadas. Ao final, a proposição da proteção de microrrede será apresentada.

4.1 Proteção primária convencional

A presença dessas proteções, que consequentemente estariam presentes no sistema elétrico, ajuda a melhor entender a atuação da proteção e a dinâmica devido à inserção da geração distribuída. Todas as proteções primárias foram ajustadas seguindo valores estabelecidos por normas. Na sequência mostra-se como cada proteção primária foi parametrizada.

4.1.1 Proteção dos ramais

Para a proteção dos ramais, optou-se pelas funções convencional de sobrecorrente instantânea e temporizada (50/51). Para o ajuste da função temporizada, a corrente de *pick-up* (I_{p51}) foi ajustada com um fator de sobrecarga (KS) em relação à corrente de carga (I_{carga}) e considerando um fator de crescimento de carga (KF), como apresentado na Equação 4.1. Além disso, o ajuste da corrente I_{p51} deve considerar a corrente mínima de curto-circuito bifásico (I_{cc2min}), um fator de segurança (FS) e o fator de início (FI). Os valores dos fatores utilizados neste trabalho estão apresentados na Tabela 11. O fator de crescimento de carga utilizado equivale a um crescimento de aproximadamente 4,5% ao ano em um horizonte de 5 anos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

$$\frac{I_{cc2min}}{FS \cdot FI} > I_{p51} > KS \cdot KF \cdot I_{carga} \quad (4.1)$$

Tabela 11 – Valores dos fatores utilizados nas funções de sobrecorrente temporizadas.

Fatores	Valores
KS	1,20
KF	1,25
FS	1,50
FI	1,10

Fonte: Elaborada pelo autor.

As curvas de tempo inverso para a atuação da função temporizada seguem valores pré-definidos por norma. A Equação 4.2 expressa como o tempo de atuação (t_{51}) e os parâmetros das diferentes curvas de atuação estabelecidas pela norma IEC (IEC, 1976) são apresentados na Tabela 12. Ressalta-se que o *dial* de tempo (DT) ou multiplicador de tempo é ajustado para efetuar a coordenação da proteção.

$$t_{51} = \frac{DT \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_{p51}}\right)^\alpha - 1} \quad (4.2)$$

Tabela 12 – Valores dos parâmetros das curvas de tempo inverso pela norma IEC 60255-4.

Curva	α	β
Normalmente inversa	0,02	0,14
Muito inversa	1,00	13,50
Extremamente inversa	2,00	80,00
Inversa de tempo curto	0,04	0,05
Inversa de tempo longo	1,00	120,00

Fonte: Adaptada de IEC (1976).

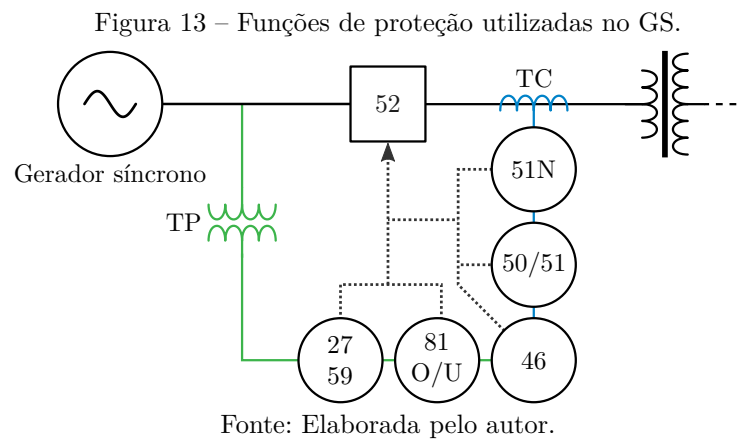
Para a função de sobrecorrente instantânea, a corrente de *pick-up* foi configurada para atuar frente a uma falta trifásica-terra franca no final do ramal protegido, sendo o

tempo de atuação definido igual a 20 ms. Para isto, a corrente de *pick-up* foi ajustada para aproximadamente 80% do valor da corrente medida para uma falta trifásica franca.

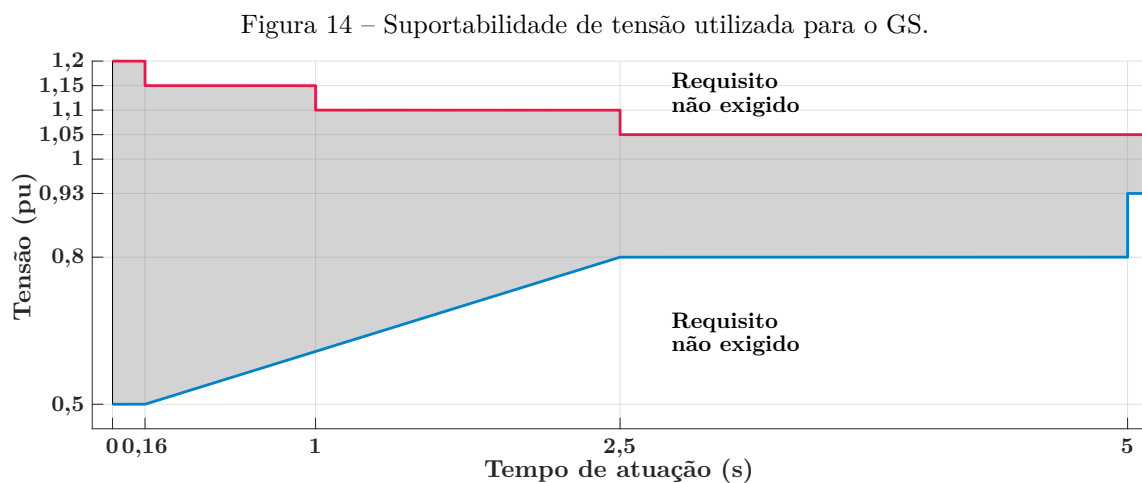
Vale destacar que, para garantir que as proteções dos ramais não atuariam devido ao fluxo reverso, foi adicionado um bloqueio direcional de corrente. Este bloqueio foi modelado considerando um ângulo de torque máximo igual a 30°.

4.1.2 Gerador síncrono

Nesta pesquisa foram implementadas as funções de proteção locais para o Gerador Síncrono (GS) de acordo com o indicado pelo relatório técnico do instituto americano de pesquisa em energia elétrica (BARKER *et al.*, 1998). As funções de proteção implementadas estão apresentadas na Figura 13.



Iniciando pelas proteções de sub/sobretensão (27/59), elas foram parametrizadas de acordo com as diretrizes de suportabilidade de tensão para GDs do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2020). Para valores de tensão dentro da região cinza apresentada na Figura 14, o GS deve permanecer conectado. Caso contrário, para valores fora da região cinza, a desconexão pode ser efetuada.



Com relação à proteção de sobre/sub-frequência (81O/U), elas também foram parametrizadas com os valores estabelecidos nas diretrizes do ONS (ONS, 2020). Os valores utilizados são ilustrados na Tabela 13.

Tabela 13 – Frequências e tempos de abertura para o GS.

Frequência	Suportabilidade mínima
$f > 63,0$ Hz	Não exigido
$f > 62,5$ Hz	10 s
$f < 58,5$ Hz	20 s
$f < 57,5$ Hz	5 s
$f < 57,0$ Hz	Não exigido

Fonte: Adaptada de ONS (2020).

Para as proteções de sobrecorrente, foram consideradas as especificações das normas IEEE C37.102 (IEEE, 2007) e IEEE C50.13 (IEEE, 2014). Usualmente, as componentes temporizadas são parametrizadas com base na curva de suportabilidade térmica da máquina. Porém, na ausência desta curva, foram utilizados os dados expressos na Tabela 14.

Tabela 14 – Sobrecargas e tempos máximos de abertura para o GS.

Sobrecarga	Tempos máximos de abertura
115%	120 s
127%	60 s
150%	30 s
218%	10 s

Fonte: Adaptada de IEEE (2007).

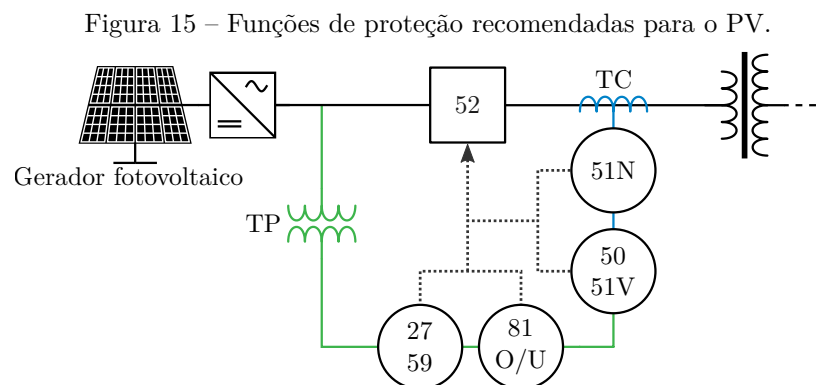
Os dados da Tabela 14 serviram como referência para encontrar a curva que melhor se ajustava, que neste caso foi a curva extremamente inversa apresentada na Tabela 12. Com isso, para garantir a proteção da máquina, a função de proteção de sobrecorrente temporizada (51) foi ajustada para atuar com um tempo de 7 s para uma sobrecarga de 218%. A corrente de *pick-up* da função de sobrecorrente de neutro (51N) foi ajustada para 10% da corrente nominal do gerador, tendo seu tempo de atuação ajustado para 70% do tempo da Tabela 14. A função de sobrecorrente instantânea (50) foi ajustada para atuar para um curto-circuito trifásico franco na barra de conexão do gerador.

Além das funções recomendados no relatório técnico de Barker *et al.* (1998), a função de desbalanço de corrente de fase (46) também foi implementada. Esta função foi ajustada com a constante de aquecimento (K_a) igual a 30, com a corrente de *pick-up* de sequência negativa (I_2) igual a 10% da corrente nominal do gerador ($I_{nominal}$) e um deslocamento de 80% da curva para reduzir o tempo de atuação. Assim, o tempo de abertura da função 46 (t_{46}) pode ser calculado conforme apresentado na Equação 4.3.

$$t_{46} = \frac{K_a \cdot 0,8}{\left(\frac{I_2}{0,1 \cdot I_{nominal}}\right)^2} \quad (4.3)$$

4.1.3 Gerador fotovoltaico e sistema de armazenamento de energia

Nesta pesquisa as proteções locais para o Gerador Fotovoltaico (PV) foram baseadas na indicação do relatório técnico do instituto americano de pesquisa em energia elétrica (BARKER *et al.*, 1998). Uma vez que o Sistema de Armazenamento de Energia com Bateria, do inglês *Battery Energy Storage System* (BESS) fornece suporte de tensão e frequência para o gerador fotovoltaico, a proteção foi aplicada ao lado de baixa tensão do Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Na Figura 15 estão ilustradas as funções de proteção recomendadas para o PV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Contudo, devido à limitação de corrente estabelecida no controle dos inversores, as funções de proteção de sobrecorrente não foram consideradas. Destaca-se que a limitação de corrente do controle foi de duas vezes a corrente nominal do gerador (2,0 pu), a fim de permitir uma maior contribuição do PV durante os eventos de curto-circuito. As funções de sub/sobretensão (27/59) e sobre/sub-frequência (81O/U) também foram ajustadas de acordo com as diretrizes do ONS apresentadas anteriormente na Figura 14 e Tabela 13, respectivamente.

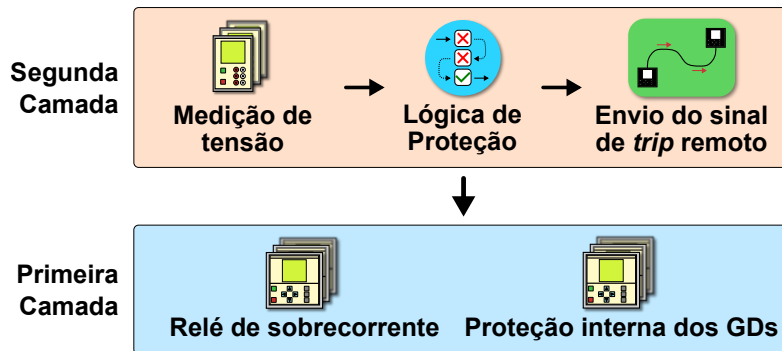
4.2 Proteção de camada dupla proposta

O principal problema da proteção da microrrede é a contribuição dos GDs para a falta, o que resulta em alterações na corrente lida pelos dispositivos de proteção do sistema. Dependendo da direção da corrente em relação ao local da falta, a corrente pode reduzir ou aumentar, bem como pode haver a inversão de fase (fluxo reverso). Assim, a proteção convencional pode não ser sensibilizada ou até mesmo atuar de forma indevida.

De forma a garantir a confiabilidade da proteção, foi proposta uma abordagem de camada dupla para a proteção de microrredes. Nesta abordagem, a primeira camada é a principal responsável pela proteção da microrrede. Contudo, caso os dispositivos da primeira camada não atuem, ou demorem muito para eliminar uma falta, os dispositivos da segunda camada irão atuar para manter o sistema protegido, enviando um sinal de

trip remoto para um disjuntor associado a um dispositivo na primeira camada. Assim, como a atuação das camadas ocorre de forma independente, a falha de um dispositivo em qualquer das camadas não prejudica a confiabilidade da proteção da microrrede. A Figura 16 apresenta o diagrama da proteção de camada dupla proposta. O funcionamento da proteção de camada dupla será detalhado a seguir.

Figura 16 – Diagrama da proteção de camada dupla proposta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.1 Primeira e segunda camadas

A primeira camada é composta pelos dispositivos convencionais de proteção, os quais já estariam presentes no sistema. Dentre estes dispositivos, aquelas das proteções internas dos GDs e das proteções dos ramais foram consideradas. Cada um dos dispositivos da primeira camada possui um disjuntor associado, o qual pode ser acionado a partir de um sinal de *trip* remoto da segunda camada. Além disso, os dispositivos da primeira camada foram arranjados como proteção primária e retaguarda, respeitando um tempo mínimo de coordenação da proteção de 300 ms.

A leitura de tensão e corrente em múltiplos pontos do sistema auxilia na detecção e subsequente remoção de faltas. Para isso, as medições de tensão para a segunda camada são efetuadas em locais estratégicos, como no PAC da microrrede e dos GDs, os quais são os pontos mais plausíveis para a instalação de equipamentos para monitoramento. Os DMFs instalados enviam os fasores estimados para os IEDs, utilizando uma taxa de comunicação estabelecida na norma IEC/IEEE (2018). Neste trabalho, utilizou-se a taxa de 120 fasores por segundo, que é a maior taxa de comunicação definida para sistemas de 60 Hz.

Utilizando medições locais de tensão, os IEDs da segunda camada usam uma lógica de proteção baseada em subtensão para atuação. Para garantir a coordenação da proteção, os dispositivos de proteção primária da segunda camada também precisam respeitar uma coordenação com a retaguarda da primeira camada. Assim, na ocorrência de uma falta, a segunda camada aguarda um tempo mínimo de 600 ms. Este tempo leva em consideração o atraso na atuação da proteção primária e de retaguarda da primeira camada.

A lógica da proteção de subtensão da segunda camada utiliza uma tensão de ajuste (V_{ajuste}) e seu valor é comparado com o valor da tensão medida (V_{medida}) em relação ao nominal da barra de medição ($V_{nominal}$). Assim, calcula-se o valor do multiplicador M como:

$$M = \frac{V_{ajuste}}{\left(\frac{V_{medida}}{V_{nominal}}\right)}. \quad (4.4)$$

Com o valor de M calculado, o tempo de atuação da proteção de subtensão (t_{sub}) é calculado usando as curvas de tempo-inverso estabelecidas pela norma IEC (IEC, 1976), como apresentado na Equação 4.5.

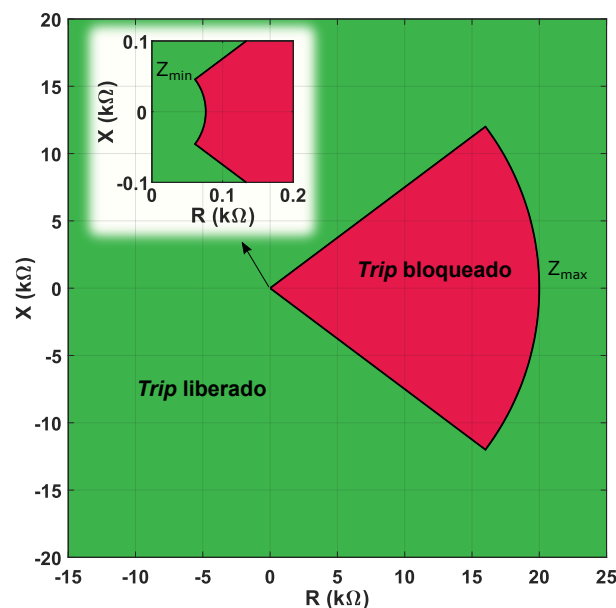
$$t_{sub} = \frac{DT \cdot \beta}{M^\alpha - 1} \quad (4.5)$$

Apesar da proteção baseada em subtensão ser facilmente sensibilizada para faltas na microrrede, a função de proteção apresenta problemas de seletividade. Isso se dá pelo fato deste tipo de proteção não ter uma característica de direcionalidade. Para melhorar o desempenho da proteção, uma nova técnica baseada na impedância aparente vista pelos GDs foi proposta para o bloqueio. Essa abordagem para o bloqueio será detalhada na sequência.

4.2.2 Bloqueio com impedância aparente

O bloqueio proposto neste trabalho utiliza o plano complexo da impedância aparente. Dentro do plano complexo, foram estabelecidas regiões onde a atuação da proteção de subtensão pode ser bloqueada ou liberada. A Figura 17 ilustra as regiões de bloqueio e liberação da proteção de subtensão baseada na impedância aparente.

Figura 17 – Regiões de bloqueio e liberação da proteção de subtensão baseada na impedância aparente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A região de bloqueio (em vermelho na Figura 17) foi definida com base na região do plano na qual se espera que a impedância aparente vista pelos GDs permaneça sob condições nominais de operação. Para isso, foram definidos parâmetros que delimitam a região de bloqueio:

- Z_{min} - O módulo mínimo da impedância que está na região de bloqueio, uma vez que faltas e sobrecargas levam à redução da impedância estimada;
- Z_{max} - O módulo máximo da impedância que está na região de bloqueio, visto que seu valor se eleva com a redução da potência injetada pelo GD; e
- fp_{min} - Corresponde ao menor valor do fator de potência esperado em condições de operação, definindo o ângulo da região de bloqueio.

O valor do Z_{min} pode ser calculado inicialmente com o valor nominal da tensão de linha (V_L), a sobrecarga máxima permitida (SC_{max}) e a potência aparente nominal ($S_{nominal}$), assim como expresso na Equação 4.6.

$$Z_{min} = \frac{V_L^2}{SC_{max} \cdot S_{nominal}} \quad (4.6)$$

Um vez que o IED da segunda camada recebe continuamente os fasores de tensão e corrente, o valor da potência aparente pode ser estimada (S_{medida}). Com isso, o valor de Z_{min} pode ser ajustado em tempo real, fazendo com que a região de bloqueio se ajuste às variações de injeção de potência dos GDs. O cálculo dinâmico de Z_{min} é efetuado como:

$$Z_{min} = \frac{V_L^2}{SC_{max} \cdot S_{medida}} \quad (4.7)$$

Convencionalmente para o cálculo da impedância aparente (Z_a) na proteção, se faz necessária a classificação do tipo de falta. No entanto, para reduzir a complexidade da abordagem, foi utilizada uma aproximação da impedância aparente com base nos valores monofásicos e de sequência positiva da impedância. Com isso, não há necessidade de classificar o tipo de falta para a estimação da impedância aparente. Além disso, para aumentar a precisão do valor estimado da impedância aparente, recomenda-se o uso de algum algoritmo de mitigação da componente CC. Neste trabalho, empregou-se o algoritmo baseado na média móvel e periodicidade do sinal apresentado no capítulo anterior.

Primeiramente, o IED recebe os fasores de tensão e corrente medidos no barramento local. Então, utilizando estes fasores, o IED calcula as componentes de sequência positiva da tensão (V_1) e corrente (I_1). Nesse sentido, a estimação da parcela de sequência positiva da impedância aparente (Z_{a1}) é dada por:

$$Z_{a1} = \frac{V_1}{I_1} \quad (4.8)$$

A parcela monofásica da impedância aparente (Z_{am}) é calculada utilizando a tensão de fase (V_f) e corrente de fase (I_f), como apresentada na Equação 4.9.

$$Z_{am} = \frac{V_f}{I_f} \quad (4.9)$$

Finalmente, a impedância Z_a pode ser calculada utilizando os valores de Z_{a1} e Z_{am} , estimados anteriormente. A Equação 4.10 mostra o cálculo do valor aproximado de Z_a .

$$Z_a \cong Z_{a1} - \delta \cdot \text{real}(Z_{am}) \quad (4.10)$$

A impedância aparente estimada pela Equação 4.10 é majoritariamente composta pelo valor de Z_{a1} . A parcela monofásica Z_{am} foi inserida para possibilitar um ajuste da sensibilidade do bloqueio para faltas monofásicas variando a constante de ponderação δ . Ao inserir esta parcela real da componente monofásica, o valor de Z_a consegue deixar a região de bloqueio mais facilmente durante faltas monofásicas. Desta forma, reduzindo o atraso do bloqueio no tempo de resposta da proteção. Vale destacar que o valor da constante δ deve ser suficientemente grande para contrapor o efeito da sobrecarga SC_{max} utilizada no cálculo de Z_{min} , devido à sobrecarga SC_{max} deslocar a zona de bloqueio para a esquerda, e a constante δ contrapor este efeito deslocando a impedância para a esquerda durante um caso de curto-circuito. Para valores pequenos de δ , o bloqueio pode implicar num atraso da atuação da proteção devido ao efeito da sobrecarga.

Finalmente, o valor da impedância Z_{max} foi adicionado para delimitar a região de bloqueio. Caso o GD não esteja conectado ou com um valor muito baixo de injeção de potência, a impedância aparente estimada deverá ter um módulo elevado. Contudo, visto que a segunda camada deverá auxiliar na proteção da microrrede mesmo com a desconexão do GD, Z_{max} permite a definição indireta de um potência mínima para o bloqueio da proteção.

4.3 Considerações finais

A metodologia de camada dupla proposta utiliza dispositivos já existentes na microrrede para a primeira camada. Por sua vez, a segunda camada funciona de forma a complementar a atuação da primeira camada. Logo, a segunda camada visa atuar para os casos onde a proteção convencional falhe ou leve um tempo muito elevado para atuar.

Uma vantagem da proteção proposta é sua estrutura descentralizada. Isso proporciona a ela uma maior confiabilidade e simplicidade para sua aplicação. Por utilizar apenas medidas locais, a estrutura de comunicação é simplificada, necessitando apenas transmitir sinais de *trip* remoto entre os dispositivos de proteção primária e retaguarda, e os dispositivos associados da primeira camada. Além disso, como a lógica da proteção

e bloqueio usa apenas medições locais, os fasores não precisam ser sincronizados com relação a uma referência de tempo fixo. Desta forma, o custo para a instalação de DMFs é reduzido. Porém, caso haja PMUs instalados no sistema, as suas medições podem ser utilizadas pela proteção.

No capítulo seguinte serão apresentados os resultados obtidos em ambiente de simulação com o uso da proteção convencional e da proteção de camada dupla proposta. Na sequência, o Capítulo 6 traz os resultados dos métodos em tempo real, com todos os dispositivos da segunda camada embarcados em *hardware*.

RESULTADOS DA METODOLOGIA PROPOSTA EM AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

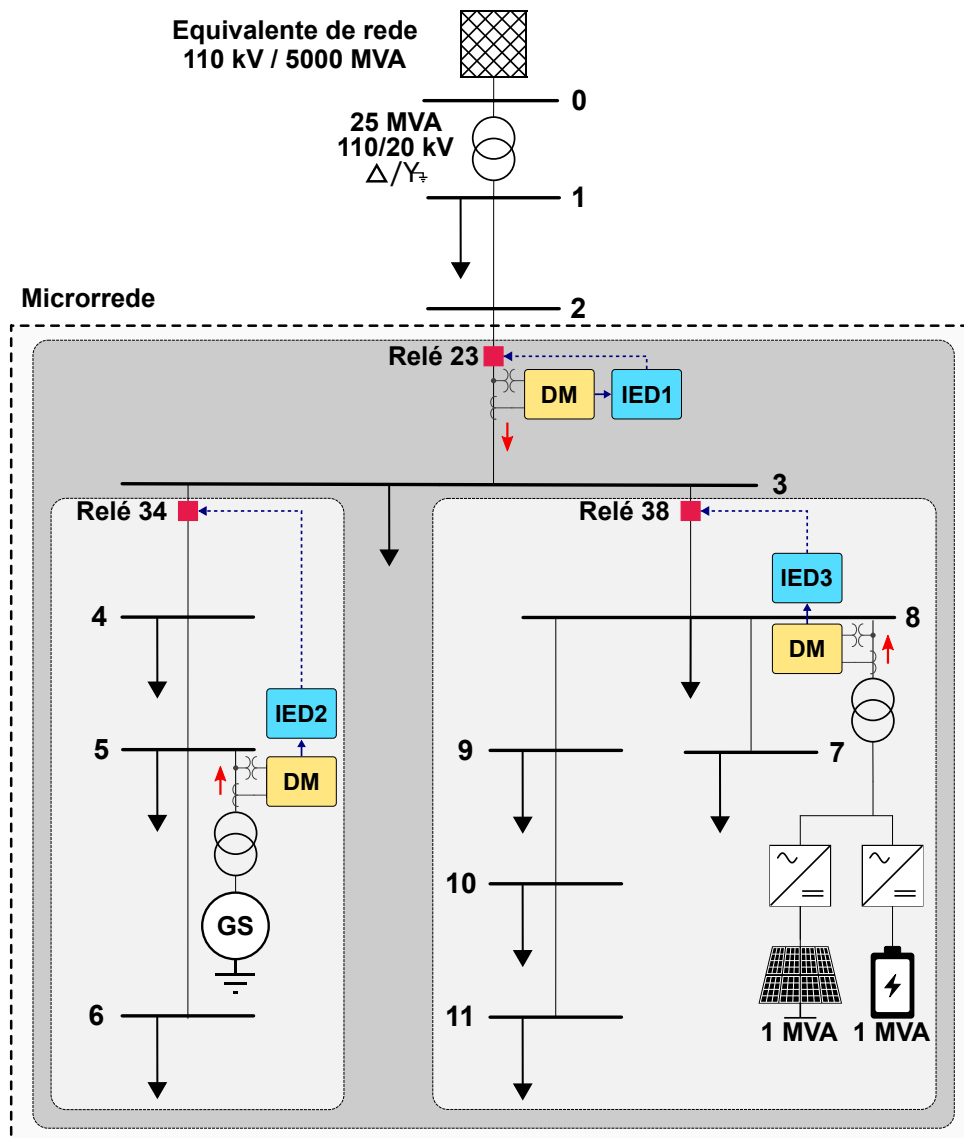
Este capítulo apresenta os resultados da proteção de microrredes no sistema teste. O sistema em estudo, os parâmetros das simulações e os resultados obtidos em ambiente de simulação serão apresentados nas seções a seguir.

5.1 Sistema em estudo

Para este trabalho, foi utilizado o sistema elétrico de distribuição para testes do Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas, do francês *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE). Este sistema é baseado em um sistema de distribuição europeu real, com tensão nominal de 20 kV e frequência de 50 Hz. Todos os seus valores originais foram retirados do documento oficial do CIGRE (CIGRÉ Task Force C6.04, 2014). Após validar a modelagem do sistema em 50 Hz no programa ATP/ATP-Draw (com um erro menor que 0,1% em relação ao fluxo de carga), a frequência do sistema foi alterada para 60 Hz, porém, mantendo os valores de indutância e capacitância das linhas e cargas inalterados. Esta alteração na frequência foi feita para deixar o sistema teste mais próximo de um sistema brasileiro em que a frequência nominal é 60 Hz. O diagrama unifilar do sistema já com a adição dos geradores distribuídos, da proteção primária, DMFs, e IEDs é apresentado na Figura 18. Os parâmetros completos do sistema estão disponíveis no Anexo A. A nomenclatura dos relés utiliza a localização deles no sistema, sendo utilizada a numeração das barras entre as quais eles foram instalados. Por exemplo, o relé 23 está localizado entre as barras 2 e 3 da microrrede.

O GS presente no sistema possui potência e tensão nominal de 5 MVA e 13,8 kV, respectivamente. Este gerador está acoplado a uma turbina a vapor que fornece potência mecânica ao eixo. Os dados elétricos e mecânicos do GS foram retirados de Katiraei,

Figura 18 – Sistema elétrico utilizado no estudo.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Iravani e Lehn (2005) e estão disponíveis no Anexo A. A conexão do gerador ao sistema é feita com uso de um transformador de 5 MVA com impedância de 7%, modelado com base em dados de fabricante. A barra de conexão do gerador foi definida pelo fato da barra 5 possuir a maior carga da microrrede, podendo assim ser uma possível localização para um gerador deste porte.

Com relação ao controle do GS, ele foi simulado operando no modo de injeção constante de potência ativa e reativa no modo conectado da microrrede, e com controle de tensão e frequência no modo ilhado. Contudo, a troca do controle não é feita de forma automática nas simulações, sendo necessário configurar previamente o modo de operação do controle. Os controles de excitação e velocidade modelados estão detalhados no Apêndice A. O código do bloco da MODELS modelado no programa ATP/ATPDraw para o controle do gerador é apresentado no Apêndice B.

Na barra 8 do sistema estão conectados o PV e o BESS, ambos com uma potência nominal de 1 MVA e tensão de 4,16 kV. Esta conexão é feita com o uso de um transforma-

dor de 2,5 MVA com impedância de 6%. O controle do PV atua com injeção constante de potência ativa e reativa, mas com fator de potência próximo ao unitário. Nas simulações ele foi considerado como despachável, visto que no pequeno espaço de tempo utilizado na análise dos casos de falta (2 segundos), não haveria mudança significativa na potência injetada por ele ao se usar um modelo completo baseado na temperatura e irradiação solar. O BESS foi modelado com controle *droop* para fornecer suporte de tensão e frequência. Nesta configuração, o controle estima as referências de potências ativa e reativa utilizando os erros de frequência e tensão, respectivamente. Os dois inversores foram modelados com uma limitação de corrente igual a 2 pu e utilizando um modelo médio para sua representação, no qual o chaveamento é desconsiderado, mas a dinâmica do inversor permanece a mesma. Todas as malhas de controle e o código da MODELS implementado no programa ATP/ATPDraw estão apresentados nos Apêndices A e B, respectivamente.

5.2 Simulações computacionais do sistema teste

As simulações foram conduzidas no programa ATP pela interface do ATPDraw, incluindo diferentes casos de falta. Toda a etapa de estimação de fasores e as funções de proteção foram implementadas no programa ATP com uso da linguagem MODELS, totalizando mais de 30 blocos ao final da modelagem. Entretanto, os gráficos e demais análises foram realizadas com o programa MATLAB[®] 2018b.

Com relação aos casos de falta, foram simulados todos os tipos de falta com resistência de falta igual a 0 Ω , 10 Ω , 20 Ω , 30 Ω e 40 Ω . Já quanto ao local das faltas, foram simuladas faltas em todas as barras da microrrede (barras 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11). Além disso, analisaram-se três cenários para a microrrede. Em todos os cenários, a potência injetada pelos GDs foi avaliada com 100%, 75%, 50%, 25%, e 10% do seu valor nominal. Nos Cenários 1 e 2 a microrrede está conectada, porém sem e com a conexão do BESS, respectivamente. Ademais, nestes cenários foram analisados casos de possível desconexão dos GDs, com casos sem o GS, sem o PV e BESS, e sem todos os GDs. Apesar da probabilidade da ocorrência de alguns desses casos ser muito baixa, a sua análise ainda se faz importante para garantir uma boa representação das condições de operação da microrrede. Por fim, no Cenário 3, a microrrede foi avaliada operando no modo ilhado. As configurações gerais de cada cenário são apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15 – Configurações gerais dos cenários para a análise em ambiente de simulação.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Tipos de falta	Todos os 11 tipos		
Resistência de falta	0 Ω , 10 Ω , 20 Ω , 30 Ω e 40 Ω		
Locais de falta	Todas as barras de 3 a 11		
Microrrede	Conectada	Conectada	Ilhada
BESS	Desconectado	Conectado	Conectado
Total	3960 casos	3960 casos	2745 casos

Contudo, para a maioria dos casos simulados no Cenário 3, a proteção interna dos GDs atuou com um tempo abaixo de 0,6 segundos. Desta forma, não seria possível avaliar o desempenho da metodologia de camada dupla. Logo, estes casos foram descartados, resultando em um novo total de apenas 58 casos. Assim, devido à grande diferença entre a quantidade de casos nos cenários, optou-se por calcular um Acerto Médio (AM), dado pela soma ponderada dos acertos obtidos em cada um dos cenários, computado como apresentado na Equação 5.1. Neste trabalho, a atuação da proteção foi considerada correta quando todos os disjuntores necessários para isolar a falta foram acionados e o tempo da atuação foi inferior a 2 segundos.

$$AM = \frac{Acerto_{C1}}{3} + \frac{Acerto_{C2}}{3} + \frac{Acerto_{C3}}{3} \quad (5.1)$$

5.3 Resultados da proposição e análise comparativa

A princípio, as proteções primárias da microrrede foram parametrizadas seguindo os parâmetros estabelecidos na subseção 4.1.1. Contudo, destaca-se que tanto os relés quanto os IEDs foram ajustados para o cenário sem geração distribuída. Com a inserção dos GDs na microrrede, a parametrização foi mantida. Porém, devido ao fluxo reverso de corrente, adicionou-se um bloqueio por direcionalidade da corrente para que a proteção dos ramais não atuasse para faltas externas à sua região de proteção. Assim, todas as parametrizações dos relés instalados no sistema teste estão apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Ajustes das funções de sobrecorrente dos relés dos ramais da microrrede.

	Curva	I_{p51}	α	β	DT	I_{p50}/I_{p51}
Relé 23	Muito inversa	181 A	1,0	13,5	0,125	5,7 pu
Relé 34	Muito inversa	71 A	1,0	13,5	0,05	14,2 pu
Relé 38	Muito inversa	89 A	1,0	13,5	0,05	11,4 pu

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com todas as proteções devidamente ajustadas, pode-se visualizar pela Figura 19 que as funções estão coordenadas. Neste caso, o relé 23 funciona como proteção de retaguarda para os outros dois relés, 34 e 38. Para a coordenação, foi mantido o tempo mínimo de 300 ms entre a proteção primária e de retaguarda. A corrente de *pick-up* de cada relé está representada pela linha tracejada.

Para o ajuste da proteção da segunda camada, foram aplicadas faltas trifásicas no final de cada zona de proteção com resistência de falta de 40 Ω . Utilizando o valor da tensão residual durante a falta, definiram-se os valores das tensões de ajuste da proteção por meio do fator de multiplicação de 1,115. Este valor foi definido de forma empírica e o valor final foi definido de modo a ser grande o suficiente para garantir uma boa sensibilidade aos dispositivos, mas sem exceder o valor de 0,95 pu para o maior limiar. O coordenograma dos IEDs da segunda camada está apresentado na Figura 20 e os valores de ajuste estão ilustrados na Tabela 17.

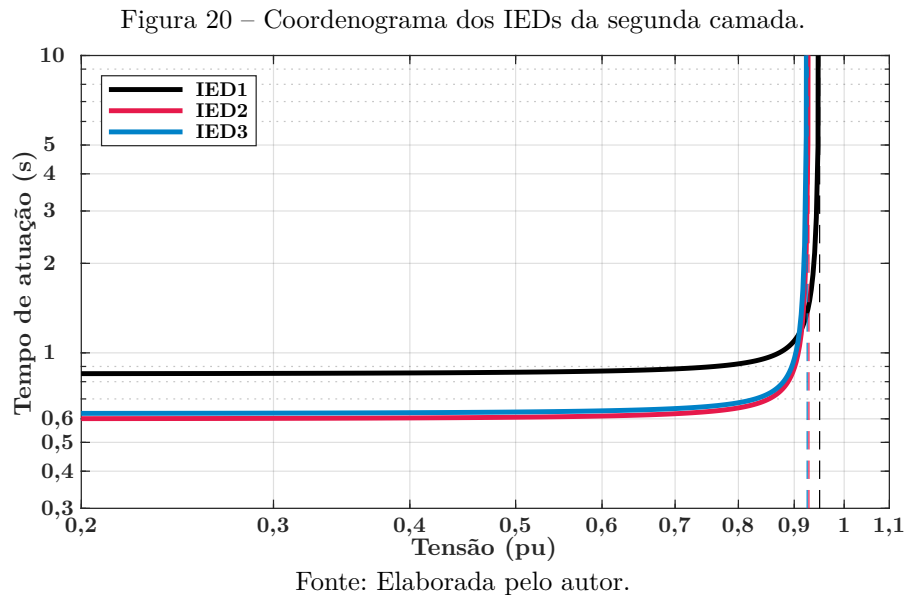
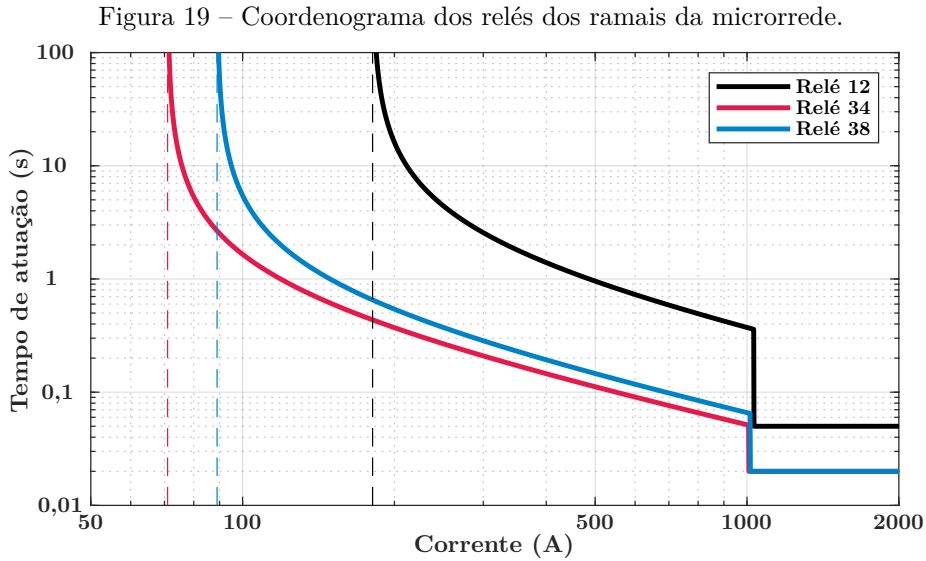


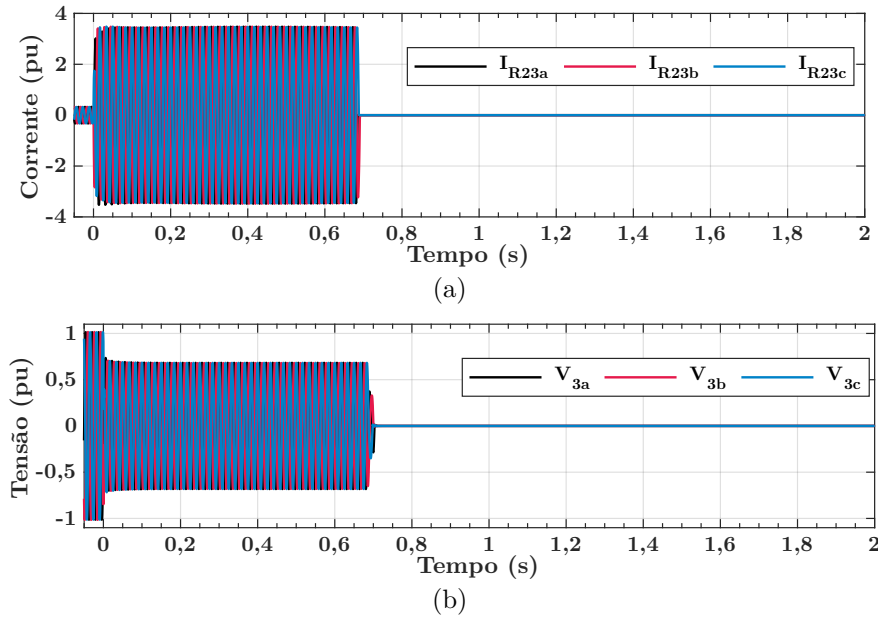
Tabela 17 – Ajustes dos IEDs da segunda camada.

IED	Curva	V_{ajuste}	DT	L	f_{pmin}	SC_{max}	δ
IED 1	Extremamente inversa	0,949523 pu	0,0035	0,850	-	-	-
IED 2	Extremamente inversa	0,928304 pu	0,0023	0,600	0,7	2,20	0,1
IED 3	Extremamente inversa	0,924904 pu	0,0023	0,625	0,7	1,25	0,1

Fonte: Elaborada pelo autor.

De modo a ilustrar o funcionamento da proteção, dois casos serão apresentados na sequência com mais detalhes. A primeira análise será de um caso do Cenário 1 com 100% de injeção de potência dos GDs com a ocorrência de uma falta trifásica de 10Ω na barra 3 da microrrede. Neste caso, ilustrado na Figura 21, a proteção de camada dupla não estava habilitada para atuar, sendo assim, apenas a proteção convencional foi responsável pela isolamento da falta. Todas as correntes estão normalizadas em relação às suas correntes de *pick-up* e as tensões com base nos seus valores nominais.

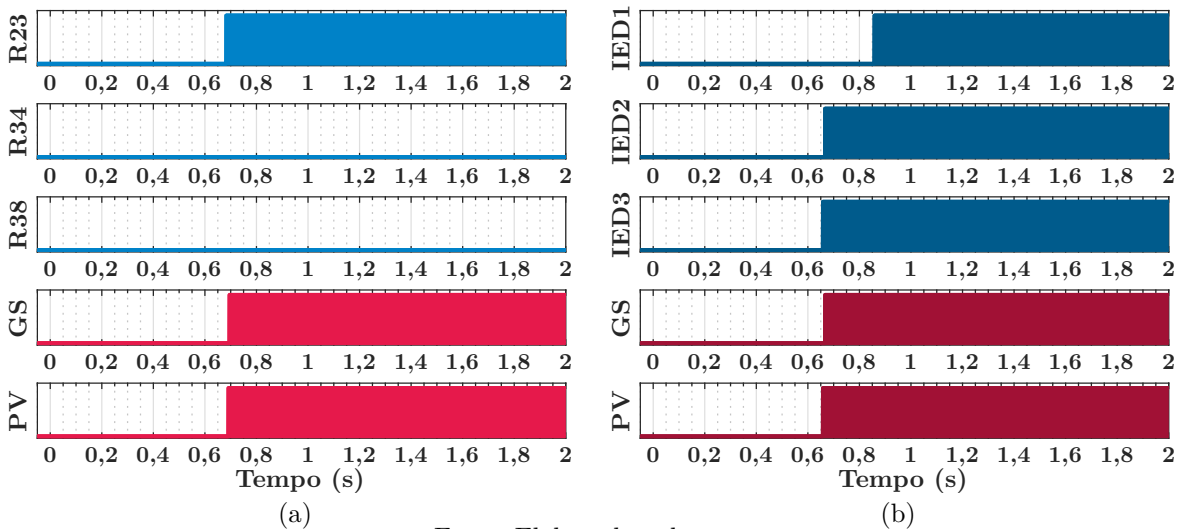
Figura 21 – Sinais de (a) corrente no relé 23 e (b) tensão na barra 3 para uma falta trifásica com resistência de falta de 10Ω na barra 3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Neste caso, devido à significativa elevação nos valores das correntes, o relé 23 conseguiu isolar a falta corretamente, uma vez que as proteções internas dos GDs também atuaram. A Figura 22 apresenta os sinais de *trip* da proteção convencional e da proteção de camada dupla com bloqueio por impedância para este mesmo caso. Com o uso da proteção de camada dupla, os disjuntores dos ramais laterais também seriam acionados para fazer a abertura. Desta forma, garantindo que a falta seria totalmente isolada. Todavia, o tempo de isolamento da falta permaneceria próximo do tempo da proteção convencional.

Figura 22 – Atuação da (a) proteção convencional e (b) proteção de tensão com bloqueio por impedância para uma falta trifásica com resistência de falta de 10Ω na barra 3.

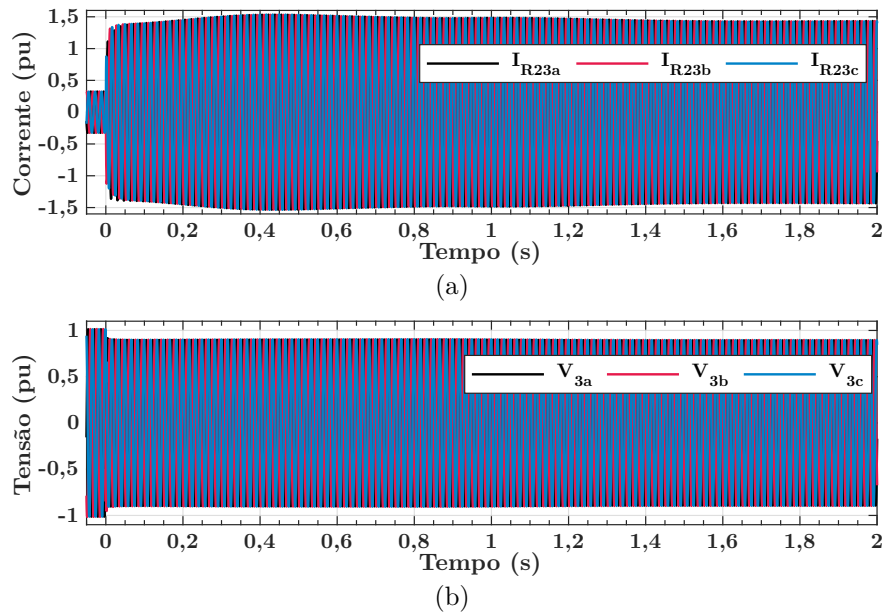


Fonte: Elaborada pelo autor.

Na sequência, analisou-se o mesmo cenário de falta, mas com a resistência de falta de 30Ω . Na Figura 23 estão apresentados os sinais de corrente e tensão para este caso de

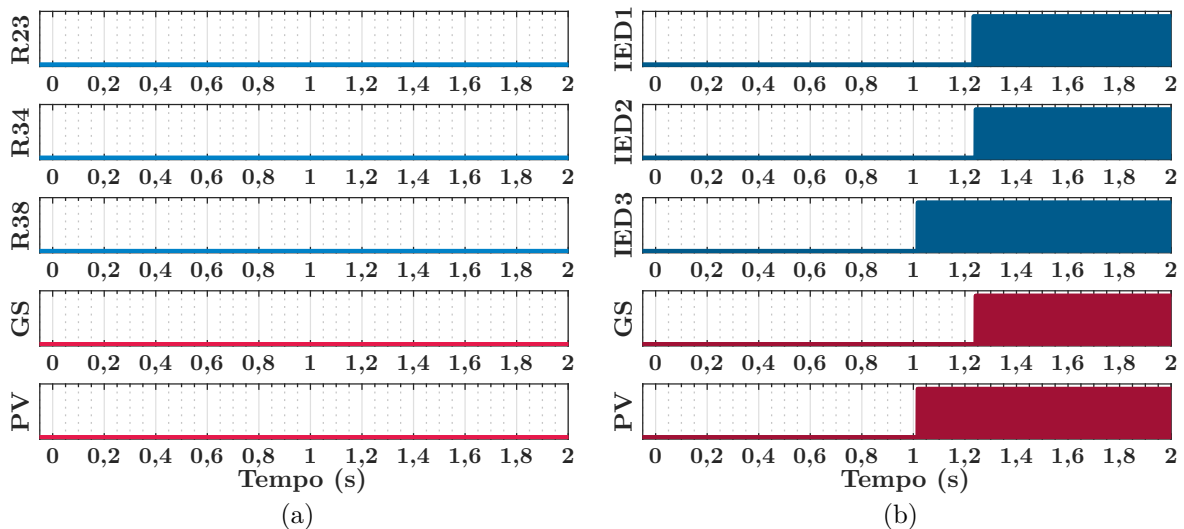
falta. As atuações de cada um dos dispositivos da proteção convencional e proposta estão ilustradas na Figura 24.

Figura 23 – Sinais de (a) corrente no relé 23 e (b) tensão na barra 3 para uma falta trifásica com resistência de falta de 30Ω na barra 3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 24 – Atuação da (a) proteção convencional e (b) proteção de tensão com bloqueio por impedância para uma falta trifásica com resistência de falta de 30Ω na barra 3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Percebe-se pela Figura 24a que a atuação da proteção convencional foi gravemente afetada. Nenhum dos relés atuou para isolar a falta dentro da janela máxima estabelecida de 2 s. No entanto, caso a proteção de camada dupla estivesse sendo utilizada, a microrrede seria corretamente protegida. Nota-se pela Figura 24b que o IED 3 foi o primeiro a atuar próximo a 1 s após a falta e enviou o sinal de *trip* remoto para a proteção interna do PV. Devido à contribuição do GS para a falta, a barra 5 não teve uma subtensão tão severa

e, com isso, a atuação do IED 2 foi atrasada. Logo, a falta foi finalmente isolada após a atuação do IED 1 em aproximadamente 1,2 s, quando este enviou um sinal de *trip* remoto para o IED 2 também atuar e, conseqüentemente, desconectar o GS.

Na sequência, todos os casos simulados foram avaliados para verificar o acerto de cada método, incluindo a proteção convencional e proposta com e sem bloqueio. A Tabela 18 apresenta os acertos de cada um dos métodos para os cenários em ambiente de simulação.

Tabela 18 – Acertos de cada um dos métodos para os cenários em ambiente de simulação.

Proteção	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Acerto Médio
Convencional	98,54% (3902/3960)	98,46% (3899/3960)	58,62% (34/58)	85,21%
Subtensão sem bloqueio	99,95% (3958/3960)	99,95% (3958/3960)	62,07% (36/58)	87,32%
Subtensão com bloqueio	100,00% (3960/3960)	100,00% (3960/3960)	79,31% (46/58)	93,10%

A priori, analisando os resultados de todos os métodos para o primeiro e segundo cenário, a conexão do BESS no Cenário 2 não resultou em um impacto notável em nenhum dos métodos. A respeito do desempenho da proteção convencional, ela obteve bons resultados nos dois primeiros cenários. Todavia, a operação ilhada da microrrede reduziu drasticamente o desempenho da proteção convencional para menos de 59% no Cenário 3. Assim, o acerto médio da proteção convencional foi de 85,21%. Já a proteção de camada dupla conseguiu um desempenho superior ao obtido pela proteção convencional. Sem o bloqueio com impedância, a proteção conseguiu uma taxa de acerto elevada nos primeiros cenários, mas a proteção atuou para apenas 2 casos a mais que a convencional no Cenário 3. Utilizando o bloqueio proposto, a proteção atingiu 100% de acerto nos Cenários 1 e 2 e elevou o acerto no Cenário 3 para mais de 79%. Assim, a proteção de camada dupla sem e com bloqueio obtiveram acertos médios iguais a 87,32% e 93,10%, na devida ordem.

Para compreender melhor o funcionamento das proteções, as fontes dos erros foram analisadas. Com isso, os erros foram divididos em apenas duas categorias:

- **Perda de coordenação** - houve a atuação da proteção, mas os dispositivos atuaram de forma descoordenada. Neste caso, a principal fonte de erro se deu pela perda de seletividade entre os ramais internos da microrrede.
- **Falha na atuação** - a proteção não atuou para isolar a falta ou esta se deu de forma incompleta, onde nem todos os dispositivos necessários para o isolamento da falta foram acionados.

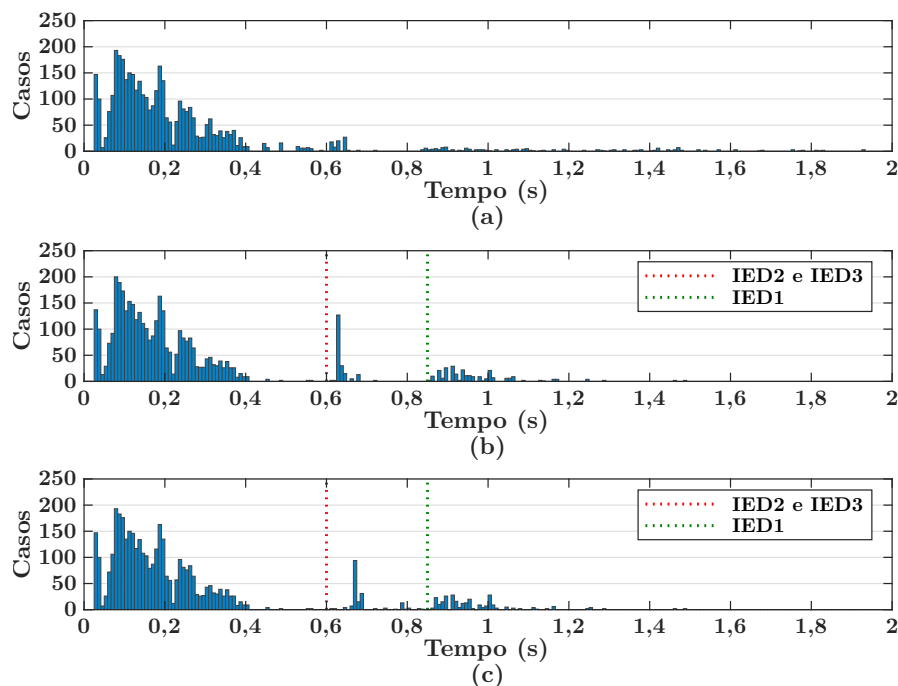
Na Tabela 19 estão ilustradas as fontes de erro para todos os métodos, considerando todos os cenários. A proteção convencional teve como única fonte de erro a falha na atuação. Assim, a falta não foi devidamente isolada nos 143 casos de atuação incorreta. Com o uso da proteção de camada dupla sem o bloqueio, os erros foram em 4 casos por falha na atuação e 22 casos por perda de coordenação. Nestes últimos casos, houve a perda de seletividade entre os IEDs 2 e 3. No entanto, utilizando a proteção com bloqueio por impedância, os erros foram apenas por perda de coordenação para 12 casos. Embora a proteção não conseguiu atuar corretamente para todos os casos de falta, a microrrede não ficou desprotegida em nenhum dos casos de atuação incorreta. Logo, o bloqueio da proteção de camada dupla se mostrou eficiente para aumentar a seletividade dos IEDs e garantir a atuação da proteção para todos os casos de falta.

Tabela 19 – Fontes de erro de cada um dos métodos para os cenários em ambiente de simulação.

Fontes de erro	Convencional	Subtensão sem bloqueio	Subtensão com bloqueio
Perda de coordenação	0	22	12
Falha na atuação	143	4	0

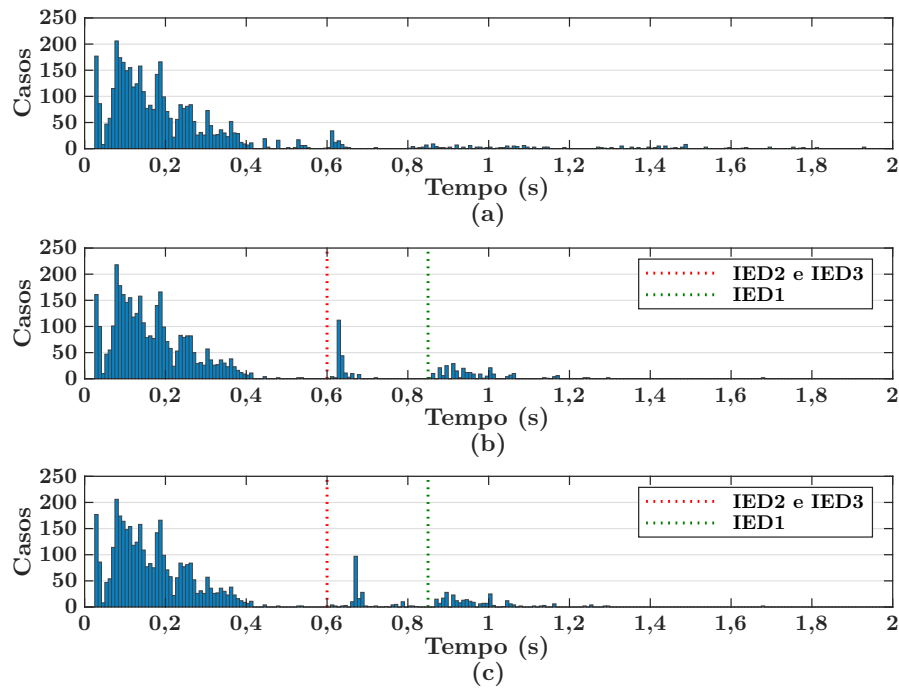
Por fim, mas não menos importante, analisou-se o tempo de isolamento da falta para cada um dos métodos. As Figuras 25, 26, e 27 ilustram a distribuição do tempo de atuação da proteção para cada um dos métodos. Nas distribuições com o método de camada dupla, as linhas tracejadas representam o tempo mínimo para a atuação da proteção primária (em vermelho) e de retaguarda (em verde) da segunda camada.

Figura 25 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 1 para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão sem e (c) com bloqueio por impedância.



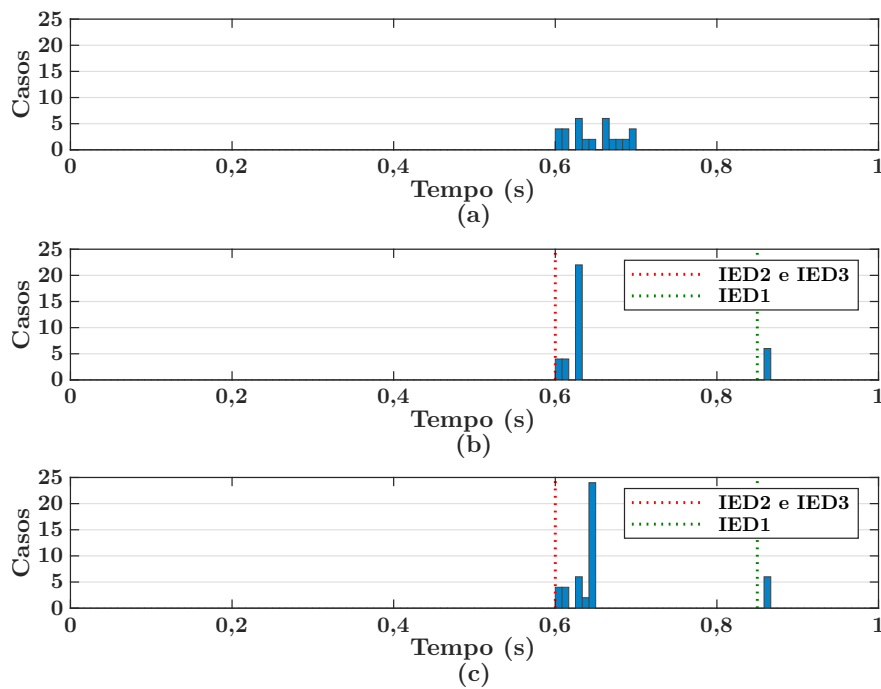
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 26 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 2 para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão sem e (c) com bloqueio por impedância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 27 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 3 para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão sem e (c) com bloqueio por impedância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Em suma, para todos os cenários, os tempos de atuação da proteção convencional ficou mais espalhado após o tempo de 0,6 s, atingindo tempos muito próximos do limite

máximo de 2 s. Porém, ao utilizar a proteção de camada dupla, estes tempos se concentraram mais próximos do intervalo de tempo entre 0,6 s e 1 s. Na Tabela 20, as estatísticas dos tempos de atuação para cada um dos cenários são apresentadas.

Tabela 20 – Tempos de atuação de cada um dos métodos para os cenários em ambiente de simulação.

Cenários	Estatísticas	Convencional	Subtensão	Subtensão com bloqueio
Cenário 1	Média	0,2301 s	0,2389 s	0,2423 s
	Máximo	1,9302 s	1,4833 s	1,4833 s
Cenário 2	Média	0,2272 s	0,2378 s	0,2409 s
	Máximo	1,9302 s	1,6750 s	1,6750 s
Cenário 3	Média	0,6488 s	0,6649 s	0,6668 s
	Máximo	0,6979 s	0,8583 s	0,8583 s
Geral	Média	0,2305 s	0,2403 s	0,2440 s
	Máximo	1,9302 s	1,6750 s	1,6750 s

Apesar da proteção de camada dupla ter um tempo de atraso de pelo menos 0,6 s, o tempo médio de atuação foi da ordem de 0,24 s para os casos analisados. Isso se dá ao fato da segunda camada atuar de forma a complementar os casos onde a primeira camada não consegue atuar corretamente. Com isso, o tempo médio da proteção de camada dupla foi equivalente ao da proteção convencional. No entanto, o tempo máximo ao utilizar a proteção de camada dupla teve uma redução de aproximadamente 0,25 s. Por fim, o uso do bloqueio por impedância causou uma pequena elevação no tempo médio de atuação, mas o tempo máximo permaneceu o mesmo de quando o bloqueio não foi utilizado.

5.4 Considerações finais

Este capítulo apresentou os resultados da proteção de microrrede utilizando diferentes métodos em ambiente de simulação. As proteções de sobrecorrente convencionais tiveram um desempenho satisfatório para os cenários com a microrrede operando conectada ao sistema. Contudo, houve uma queda em desempenho significativa com a microrrede operando no modo ilhado. Já a proteção de camada dupla proposta teve um desempenho superior à convencional de forma geral em todos os modos de operação da microrrede.

O bloqueio proposto se mostrou fundamental para melhorar a confiabilidade da proteção de subtensão. Com o bloqueio, a proteção atuou corretamente para todos os casos dos dois primeiros cenários e obteve uma elevada taxa de acerto no Cenário 3. Dessa forma, a proteção de camada dupla conseguiu atuar para todos os casos, e os casos de erro da atuação foram apenas por perda de seletividade da proteção. No entanto, a microrrede nunca ficou desprotegida ao utilizar a proteção com bloqueio por impedância, o que ocorreu em 143 casos para proteção convencional e em 4 casos para proteção de subtensão sem bloqueio.

Com relação aos tempos de atuação dos métodos de proteção, a proteção de camada dupla manteve um tempo médio de atuação muito próximo aos da proteção convencional. Entretanto, o tempo máximo de atuação foi reduzido de 1,93 s para 1,675 s, mostrando assim o grande potencial da proteção de camada dupla em aumentar a confiabilidade e previsibilidade da proteção da microrrede.

RESULTADOS DA METODOLOGIA EMBARCADA EM HARDWARE

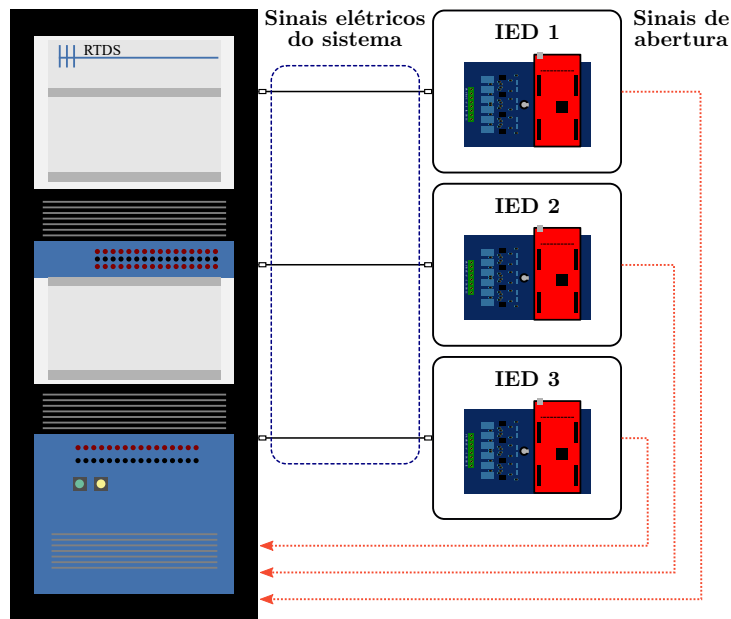
De modo a avaliar o desempenho dos métodos em uma situação mais realista, utilizou-se a abordagem de simulação em laço fechado, também conhecida como HIL. Para isso, uma bancada experimental foi montada para avaliar os métodos embarcados em *hardware*. A modelagem para esta avaliação será detalhada na sequência.

6.1 Bancada experimental

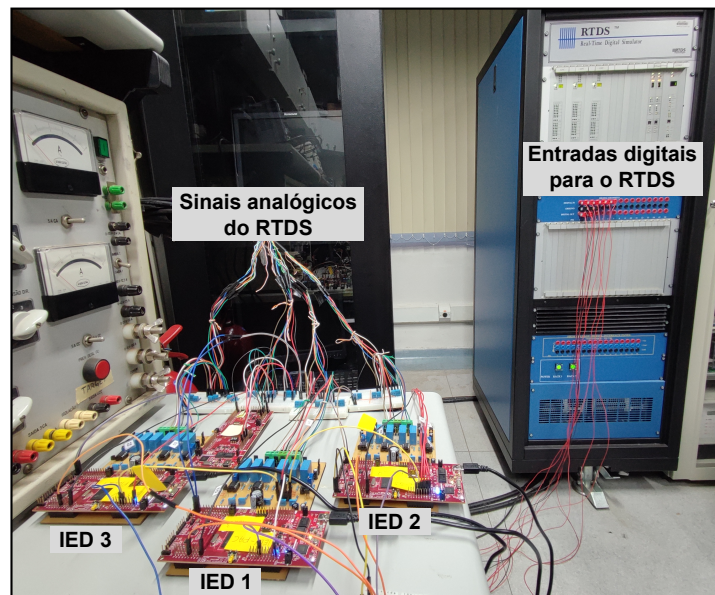
Para os experimentos em HIL, o sistema teste foi modelado dentro do programa RSCAD, o qual faz interface com o RTDS. Nesta análise, o sistema teste é executado dentro do RTDS e os sinais de tensão e corrente da simulação são convertidos para sinais analógicos de tensão e enviados em tempo real para as placas microprocessadas. Caso o algoritmo verifique a necessidade de abertura de algum disjuntor do sistema, um sinal será enviado de volta ao RTDS, atuando dentro do ambiente de simulação. O diagrama de montagem e uma foto real da bancada de teste da metodologia embarcada em *hardware* estão ilustradas na Figura 28.

Na bancada experimental, apenas os dispositivos da segunda camada foram embarcados em *hardware*. Os dispositivos da primeira camada foram modelados no ambiente de simulação do RSCAD. O componente principal dos IEDs é o microcontrolador *LaunchPad* F28379D da *Texas Instruments*, com dois núcleos de processamento de 32-bits e frequência de operação de 200 MHz. Além disso, ele possui 12 canais de conversão analógico-digital de 16-bits de resolução. Por contar com dois núcleos, o microcontrolador permite a execução de códigos independentes em cada núcleo. Assim, o primeiro núcleo foi configurado para fazer a digitalização e amostragem dos sinais de entrada, seguido da filtragem digital e estimação fasorial. Já o segundo núcleo executa o algoritmo de proteção

Figura 28 – Montagem da bancada experimental da proteção proposta ilustrando (a) esquemático e (b) foto real.



(a)



(b)

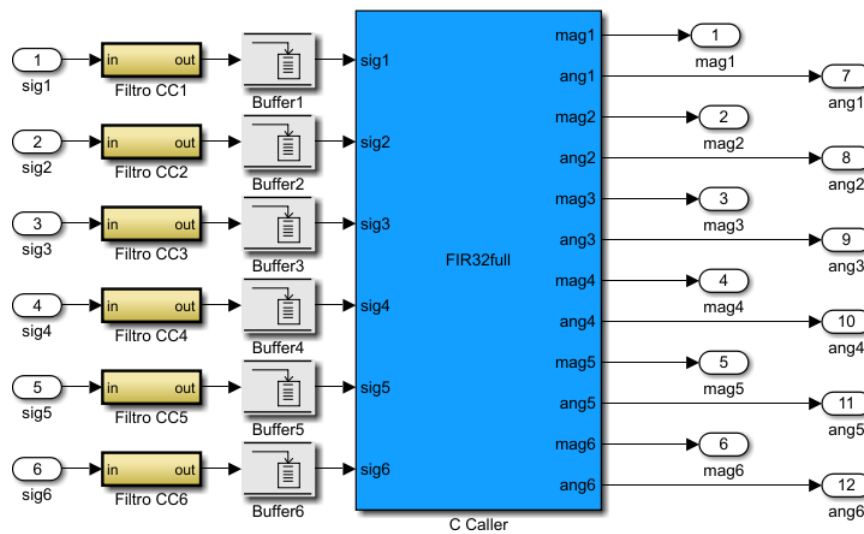
Fonte: Elaborada pelo autor.

utilizando os fasores estimados e envia o sinal de *trip*, caso necessário. Deste modo, com apenas um microcontrolador é possível programar as funções de DMF e IED, reduzindo assim a quantidade de microcontroladores necessários para os testes.

Para permitir o uso do intervalo completo de saída de tensão do RTDS, construiu-se uma placa de condicionamento de sinal para o microcontrolador (detalhada no Apêndice C). O circuito converte a amplitude do sinal de ± 10 V pico para a faixa de 0 a 3 V suportada pelo ADC. Além disso, a placa conta com um filtro analógico para remoção de componente CC do sinal e um filtro passa-baixa com frequência de corte igual a 480 Hz para evitar *aliasing* durante a amostragem.

Tradicionalmente, os microcontroladores devem ser programados utilizando alguma linguagem de baixo nível, como as linguagens C e Assembly. Contudo, os códigos embarcados no microcontrolador foram gerados automaticamente com o uso do Simulink Coder. Os códigos foram criados dentro do MATLAB/Simulink por meio de blocos nativos e algumas funções específicas criadas em linguagem C. No entanto, ao compilar o programa, o Simulink Coder gerou automaticamente todos os códigos em linguagem C para serem gravados no microcontrolador. Na Figura 29 estão ilustrados os blocos para a implementação da filtragem da componente CC e estimação dos fasores no primeiro núcleo do microcontrolador.

Figura 29 – Blocos para a implementação do DMF no primeiro núcleo do microcontrolador.

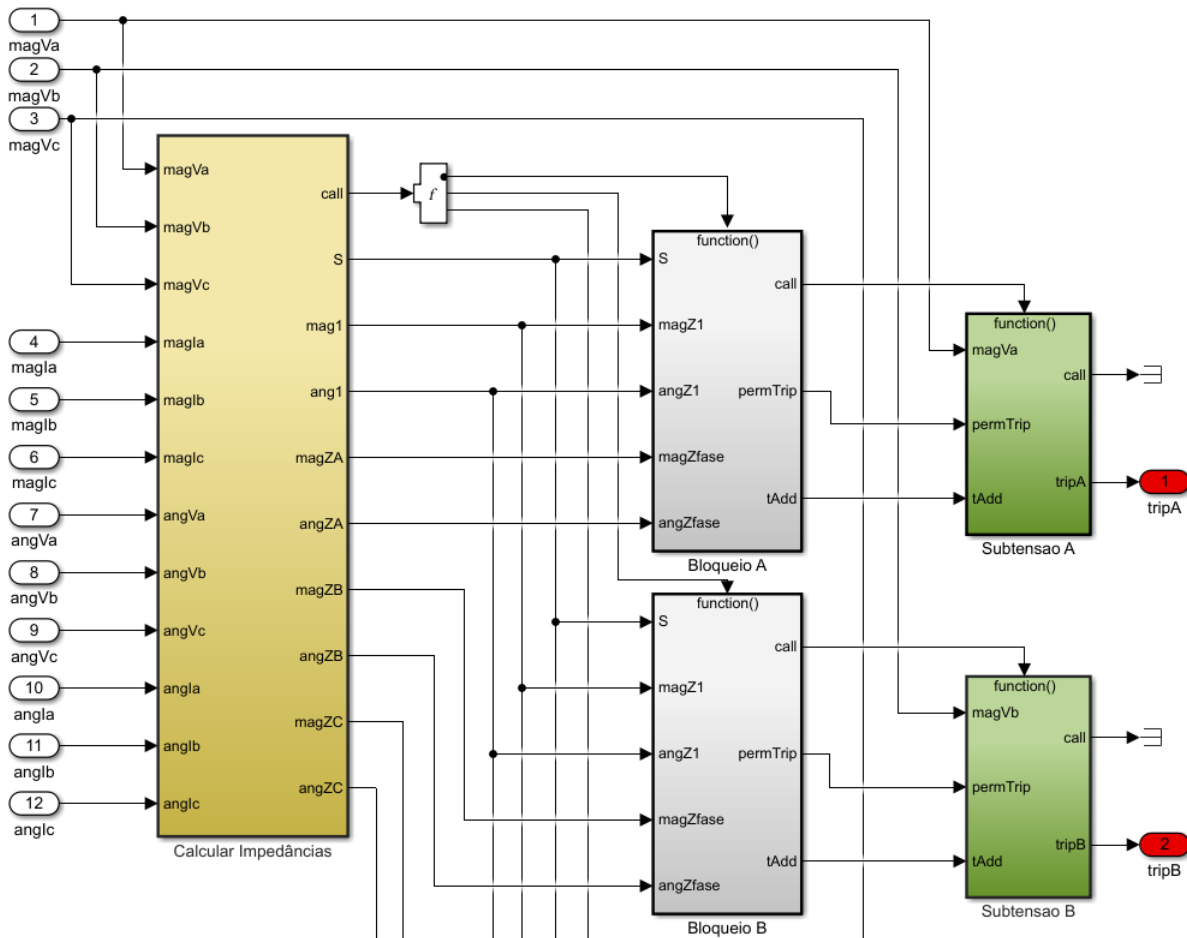


Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 29 mostra os blocos implementados dentro do MATLAB/Simulink para implementar o DMF. Os sinais de entradas amostrados com frequência de 32 amostras/ciclo (1920 Hz) entram pela esquerda. Em seguida, cada sinal passa de forma independente pelo filtro de mitigação da componente CC (em amarelo). Após isso, cada amostra do sinal é carregada em um *buffer* circular, onde a amostra mais antiga é descartada para salvar a mais recente. Por fim, o bloco *C Caller* (em azul) é utilizado pra carregar um código em linguagem C que foi implementado para a estimação dos fasores com o método de quadratura. Como saída para essa etapa, todas as magnitudes e ângulos de fase são enviados para o segundo núcleo do microcontrolador. Apesar do código no primeiro núcleo ser executado a cada passo de amostragem, o código embarcado no segundo núcleo (apresentado na Figura 30) efetua a leitura destes fasores com uma taxa de 120 fasores por segundo (120 Hz).

A Figura 30 apresenta um recorte dos blocos criados no MATLAB/Simulink para implementar o IED com a proteção de camada dupla com bloqueio por impedância. Nesta implementação foi utilizada uma estrutura de chamada para os blocos, na qual o bloco da frente somente será executado após o bloco anterior ter terminado sua execução. Assim, é

Figura 30 – Recorte com os blocos para a implementação do IED no segundo núcleo do microcontrolador.



Fonte: Elaborada pelo autor.

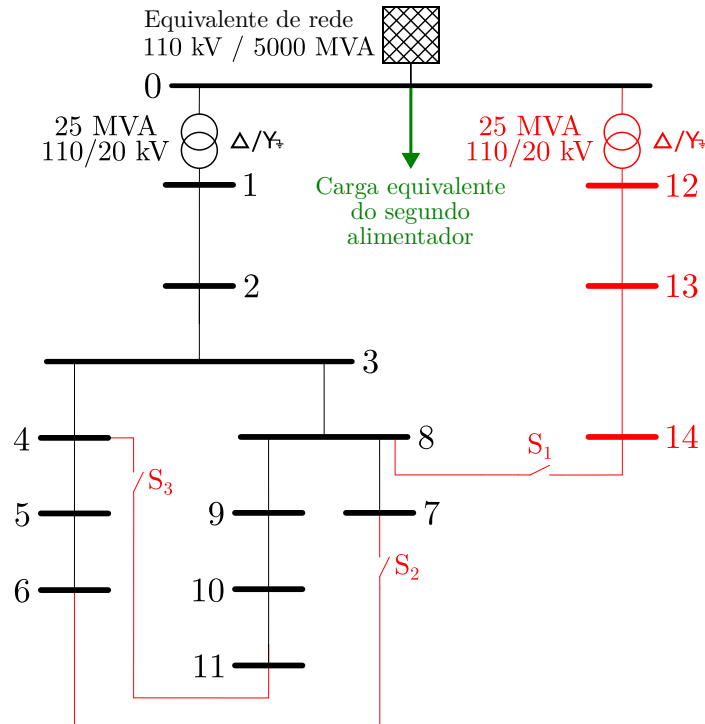
possível garantir a correta ordem de execução do código. O primeiro bloco a ser executado (em amarelo) é responsável por estimar a potência aparente do GD e as impedâncias aparentes e monofásicas. Em seguida, o bloqueio é calculado para cada uma das fases utilizando os valores de impedância estimados. Com isso, o último bloco (em verde), responsável pela execução da lógica de subtensão, pode ser executado. Caso haja a decisão de envio de um sinal de *trip*, este será enviado para os conectores de entradas digitais do RTDS utilizando os pinos do microcontrolador. Vale ressaltar que dentro dos principais blocos do IED utilizou-se o *C Caller* para implementar códigos em linguagem C para executar cada uma das respectivas funções.

6.2 Resultados em laço fechado

Devido a limitações na capacidade de processamento do RTDS presente no laboratório, o sistema teste teve que sofrer algumas modificações. Todo o segundo alimentador teve que ser retirado, bem como as linhas e chaves que permitem fechar malhas dentro do sistema. Contudo, para manter os níveis de tensão em regime permanente no mesmo

patamar, uma carga foi adicionada à barra da subestação, de modo a consumir a mesma potência que o segundo alimentador. Assim, mesmo com as modificações necessárias, o sistema manteve o mesmo comportamento anterior às simplificações. As partes retiradas (em vermelho) e adicionadas (em verde) ao sistema teste estão ilustradas na Figura 31.

Figura 31 – Sistema simplificado modelado para a simulação com o RTDS.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a análise de HIL, a quantidade de cenários avaliados foi reduzida para apenas dois: i) microrrede conectada com a presença do BESS; e ii) microrrede ilhada. As configurações de cada cenário estão apresentadas na Tabela 21. Vale destacar que os casos do Cenário 2 foram especificamente selecionados por serem casos onde a proteção interna dos GDs atuou com um tempo superior a 0,6 segundos, permitindo assim avaliar o desempenho da segunda camada.

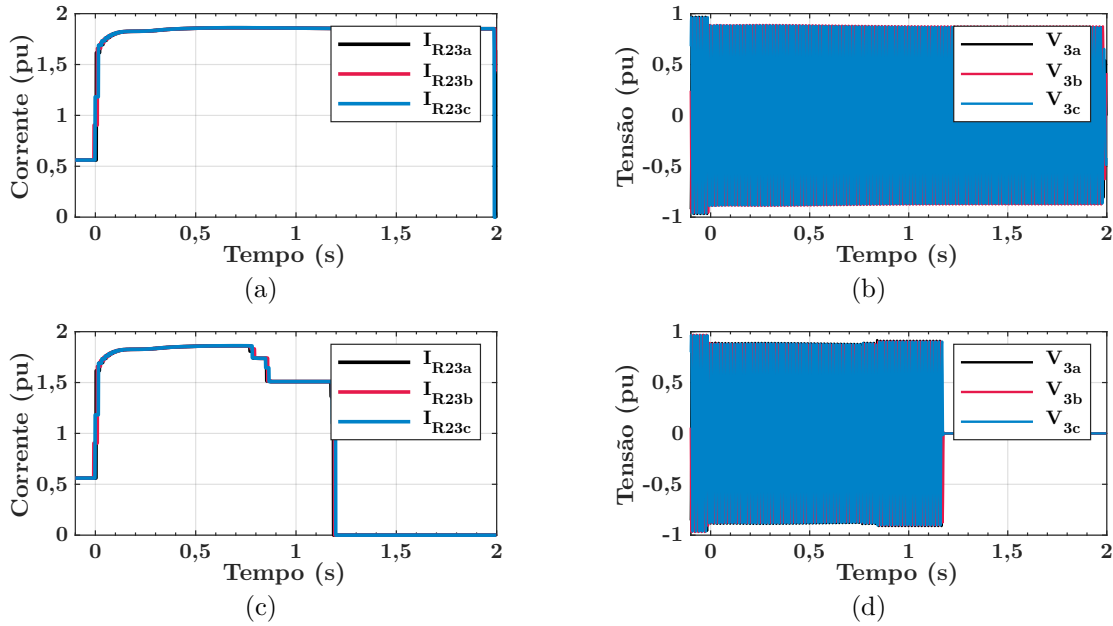
Tabela 21 – Configurações dos cenários para a análise em tempo real.

	Cenário 1	Cenário 2
Tipos de falta	Todos os 11 tipos	ABCT
Resistência de falta	0 Ω e 40 Ω	40 Ω
Locais de falta	Barras 3, 4, 6, 8, e 11	Todas as barras de 3 a 11
Microrrede	Conectada	Ilhada
Injeção de potência	100% e 10%	100%, 75%, e 50%
Total de casos	80	27

Na sequência, a Figura 32 apresenta um caso de falta trifásica de 40 Ω na barra 3 da microrrede no Cenário 1 com os GDs injetando 10% da potência nominal. Nas

Figuras 32a e 32b estão apresentadas as correntes e tensões para a atuação apenas da proteção convencional, e nas Figuras 32c e 32d os mesmos sinais para a atuação da proteção de camada dupla com bloqueio por impedância. As correntes estão normalizadas em relação às correntes de *pick-up* do relé 23 e as tensões foram normalizadas em relação aos seus valores nominais.

Figura 32 – Sinais para uma falta trifásica com resistência de falta de 40Ω na barra 3 com atuação da proteção convencional da (a) corrente no relé 23 e (b) tensão na barra 3, e com atuação da proteção com bloqueio por impedância da (c) corrente no relé 23 e (d) tensão na barra 3.



Fonte: Elaborada pelo autor.

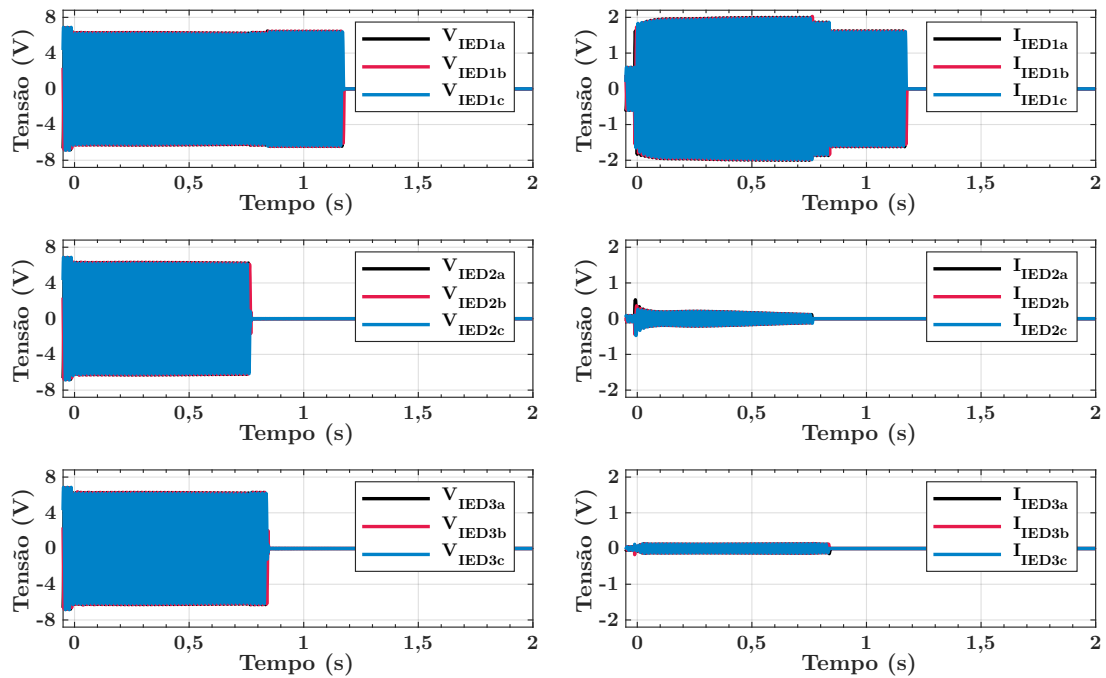
É possível perceber pelas Figuras 32a e 32b que a proteção convencional não foi capaz de isolar a falta do sistema. Apenas o relé 23 atuou quase no tempo máximo de 2 segundos. Com o uso do método de subtensão com bloqueio por impedância, todos os relés atuaram com um tempo abaixo de 1,2 segundos, logo, mantendo a microrrede protegida. Os tempos de atuação de cada dispositivo estão apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Tempos de atuação da proteção da microrrede para uma falta trifásica com resistência de falta de 40Ω na barra 3.

Dispositivos					
Primeira Camada	R23	R34	R38	GS	PV
	1990,20 ms	–	–	–	–
Segunda Camada	IED1	IED2	IED3	GS	PV
	1180,30 ms	772,09 ms	847,21 ms	772,22 ms	847,34 ms

Para a leitura dos sinais de corrente e tensão pelos IEDs, seus valores foram convertidos em sinais de tensão equivalentes utilizando uma relação de transformação de 2300:1 para a tensão e de 240:1 para a corrente. A Figura 33 ilustra os sinais enviados para cada IED referente ao caso de falta trifásica apresentado acima.

Figura 33 – Sinais de tensão enviados por cada IED correspondentes às tensões e correntes medidas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após a simulação de todos os casos para cada um dos métodos, utilizou-se a mesma metodologia para avaliar a atuação correta da proteção e computar o acerto final usando a média ponderada dos acertos de cada cenário. A Tabela 23 apresenta os acertos de cada um dos métodos para os cenários de execução com HIL.

Tabela 23 – Acertos de cada um dos métodos para os cenários em tempo real.

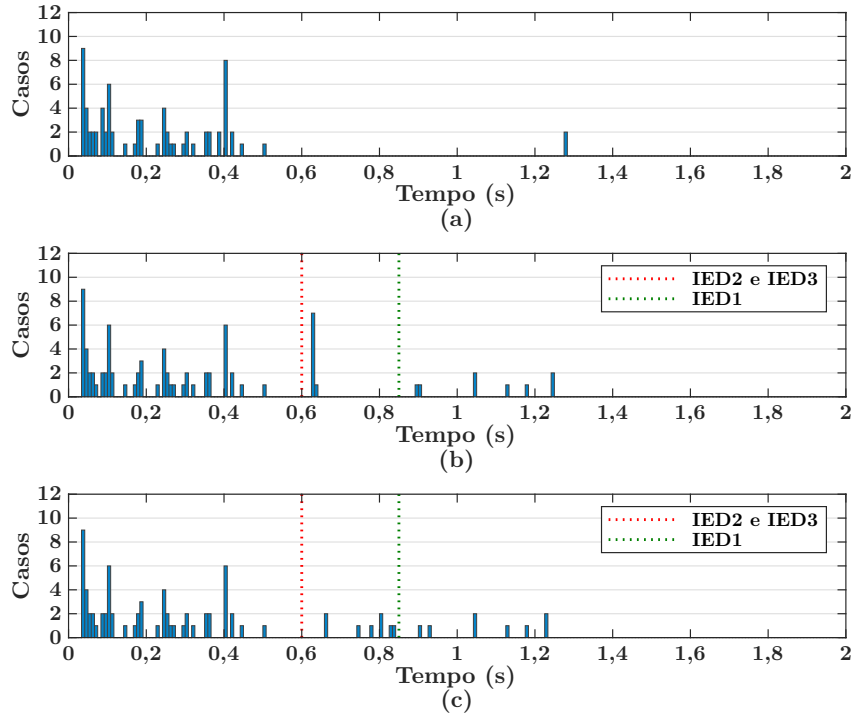
Proteção	Cenário 1	Cenário 2	Acerto Médio
Convencional	92,5% (74/80)	55,56% (15/27)	74,03%
Subtensão sem bloqueio	100% (80/80)	66,67% (18/27)	83,33%
Subtensão com bloqueio	100,00% (80/80)	88,89% (24/27)	94,44%

Apesar da proteção convencional ter apresentado um desempenho satisfatório para o Cenário 1, ela sofreu uma grande redução em desempenho no Cenário 2 com a microrrede ilhada, resultando em um acerto médio de 74,03%. Com o uso da abordagem de camada dupla sem bloqueio o acerto foi de 100% para o Cenário 1, mas o desempenho caiu para 66% no Cenário 2 devido a problemas de perda de seletividade. No entanto, a abordagem utilizando o bloqueio por impedância manteve um desempenho de 100% para o primeiro cenário e elevou o acerto para cerca de 89% no Cenário 2. Deste modo, a abordagem de camada dupla sem e com bloqueio por impedância conseguiram um acerto médio de 83,33% e 94,44%, respectivamente.

Todavia, a análise em tempo real permite ainda avaliar uma possível influência do tempo de execução dos algoritmos nos tempos de atuação da proteção. Assim, a distribuição dos tempos de atuação de cada método está ilustrada na Figura 34 para o Cenário 1

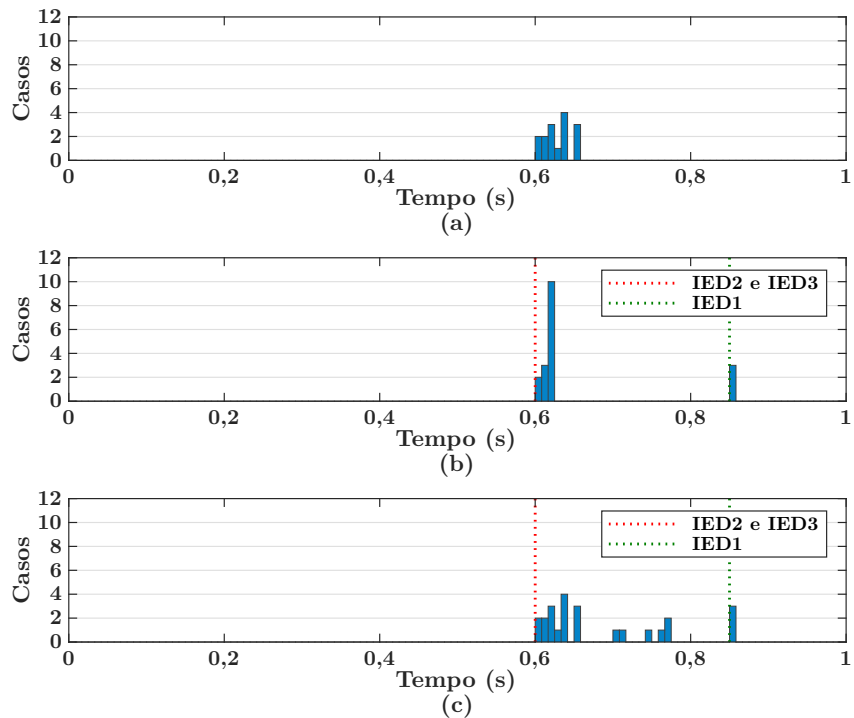
e na Figura 35 para o Cenário 2.

Figura 34 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 1 da análise em tempo real para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão pura, e (c) proteção de subtensão com bloqueio por impedância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 35 – Distribuição dos tempos de atuação no Cenário 2 da análise em tempo real para a (a) proteção convencional, (b) proteção de subtensão pura, e (c) proteção de subtensão com bloqueio por impedância.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base nos tempos apresentados nas Figuras 34 e 35, é possível perceber que a proteção de camada dupla não teve um impacto nos tempos abaixo de 0,6 segundos, que é o tempo mínimo para sua atuação, assim como ocorreu nos resultados simulados anteriormente. Apesar da proteção com bloqueio por impedância ter tido um desempenho superior, ela apresentou um tempo um pouco maior na implementação em *hardware* quando comparada com a metodologia sem o bloqueio por impedância. Entretanto, o tempo máximo de atuação permaneceu o mesmo, com uma pequena elevação no tempo médio. Todos os valores médios e máximos dos tempos de atuação estão apresentados na Tabela 24

Tabela 24 – Tempos de atuação de cada um dos métodos para os cenários em tempo real.

Cenários	Estatísticas	Convencional	Subtensão	Subtensão com bloqueio
Cenário 1	Média	0,2291 s	0,3266 s	0,3402 s
	Máximo	1,2792 s	1,2469 s	1,2305 s
Cenário 2	Média	0,6289 s	0,6574 s	0,6866 s
	Máximo	0,6544 s	0,8557 s	0,8557 s
Geral	Média	0,2965 s	0,3874 s	0,4201 s
	Máximo	1,2792 s	1,2469 s	1,2305 s

6.3 Considerações finais

Vale destacar que o desempenho de todos os métodos na avaliação em tempo real se manteve similar ao obtido no ambiente de simulação. Com isso, pode-se concluir que a abordagem proposta tem condições de ser implementada na prática. Logo, todos os benefícios da proposta com camada dupla utilizando o bloqueio por impedância podem ser aplicados sem necessidade de um grande poder de processamento, visto que a mesma pôde ser embarcada em um microcontrolador de baixo custo.

O comportamento da proteção frente a situações reais e com ruído foi outro ponto importante dos testes com HIL. Devido à grande quantidade de equipamentos no local onde os testes foram realizados, há uma quantidade significativa de ruídos. Contudo, o uso do filtro físico *anti-aliasing* e o filtro de mitigação da componente CC implementado na estimação dos fasores conseguiram proporcionar um comportamento estável e confiável para a proteção.

CONCLUSÕES

Essa tese teve como foco a proteção de sistemas elétricos, mais especificamente, a proteção de microrredes. O método proposto utilizou uma abordagem de camada dupla, onde a primeira camada foi composta por dispositivos convencionais de proteção, enquanto a segunda camada utilizou fasores estimados pelos DMFs estrategicamente alocados no sistema para determinar sua atuação.

A presença da componente CC com decaimento exponencial é um fator que pode comprometer a precisão da estimação dos fasores que serão utilizados na metodologia proposta. Para mitigar este problema, um filtro inédito foi proposto. Este filtro se baseia na média móvel do sinal para estimar a constante de tempo da componente CC, e na sequência, determinar o valor da componente CC com base na simetria do sinal. Dentre os diversos testes realizados com diferentes configurações de faltas, ruídos e componentes harmônicos, o filtro proposto manteve os menores erros em comparação com as demais técnicas analisadas. Além disso, a resposta em frequência e influência da taxa amostral do filtro proposto também foram as melhores dentre os métodos avaliados. Por fim, o filtro proposto foi avaliado embarcado em *hardware*, validando o seu desempenho em aplicações práticas ao manter um ótimo desempenho no teste em tempo real. Vale destacar que, ao filtrar a componente CC dos sinais, a estimação dos fasores fica mais precisa. Conseqüentemente, a estimação da impedância aparente utilizada no bloqueio da proteção de camada dupla é diretamente beneficiada com este aumento na precisão dos fasores estimados.

A proteção de camada dupla proposta para microrredes foi avaliada primeiramente em ambiente de simulação. Com base nos resultados obtidos em simulação com quase oito mil casos de falta, foi possível observar que os métodos convencionais conseguiram um bom resultado para os casos em que a microrrede encontra-se conectada com o sistema de distribuição, mas o tempo de atuação foi bastante elevado para alguns casos. Durante

a operação ilhada, a proteção convencional teve seu desempenho bastante degradado. No entanto, a proteção de camada dupla conseguiu atuar para casos onde havia a falha da proteção convencional e reduziu significativamente o tempo máximo de atuação da proteção. Assim, a proteção de camada dupla com bloqueio por impedância aparente conseguiu excelentes resultados para a microrrede operando tanto em modo conectado quanto no modo ilhado.

Com o intuito de avaliar a proteção de dupla camada em uma situação mais próxima de uma aplicação prática, foram realizados testes utilizando HIL. Nesta análise, a lógica de proteção da segunda camada foi embarcada em dispositivos físicos de baixo custo. O sistema teste utilizado nesta análise foi o mesmo sistema da avaliação em ambiente de simulação, com a diferença da quantidade de testes simulados em tempo real ter sido menor. No entanto, os resultados obtidos em tempo real com HIL foram muito similares àqueles alcançados em ambiente de simulação. Isto prova que a metodologia proposta consegue se aplicada em situações práticas embarcada em *hardware* para a proteção de microrredes.

Por fim, ficou evidente que a proteção convencional não é apropriada para atender de forma satisfatória a proteção de microrredes. Logo, o método de camada dupla proposto mostrou-se capaz de aumentar a confiabilidade e robustez da proteção da microrrede, uma vez que a falha de um dispositivo não necessariamente implica na falha da proteção. Além disso, a proposição do bloqueio por impedância aparente conseguiu melhorar a seletividade da proteção de subtensão, principalmente quando a microrrede opera em modo ilhado.

Ao longo desta pesquisa, muitas publicações foram realizadas em revistas e conferências importantes em temas relacionadas a essa tese, e, conseqüentemente, ao tema de proteção de microrredes. Todavia, ainda existem outros trabalhos que podem ser realizados a partir dessa tese, como continuidade da pesquisa. Dentre os estudos que podem ser realizados na continuidade da pesquisa, pode-se destacar:

- Explorar outras aplicações da metodologia de bloqueio por impedância aparente, como o uso para detecção de faltas internas e externas à zona de proteção. Para isso, se faz necessário a aplicação de faltas externas à microrrede ou na parte de baixa tensão dos GDs;
- Analisar o desempenho da proteção proposta em sistemas com diferentes níveis de curto-circuito a fim de investigar o impacto na lógica de subtensão, visto que essa variação pode resultar em diferentes comportamentos para a subtensão;
- Investigar a segurança da proteção proposta frente a casos em que esta não deveria atuar, como faltas externas à microrrede, chaveamento de cargas, energização de transformadores, dentre outros;

- Analisar a proteção da microrrede com uma maior penetração de recursos energéticos baseados em inversores, ou mesmo com a configuração de *grid-forming*, a qual pode levar a microrrede a apresentar uma dinâmica bem diferente durante cenários de faltas; e
- Verificar a possibilidade da proteção de subtensão com bloqueio por impedância atuar como proteção primária em apenas uma camada, ou mesmo tendo um menor tempo para atuação na segunda camada. Deste modo, o tempo médio da proteção também poderia ser reduzido.

REFERÊNCIAS

- ABDOOS, A. A.; GHOLAMIAN, S. A.; FARZINFAR, M. Accurate and fast DC offset removal method for digital relaying schemes. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 10, n. 8, p. 1769–1777, 2016. ISSN 17518687.
- AFFIJULLA, S.; TRIPATHY, P. Development of phasor estimation algorithm for p-class pmu suitable in protection applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 1250–1260, 2018.
- AKKE, M.; THORP, J. Sample value adjustment improves phasor estimation at off-nominal frequencies. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2255–2263, 2010.
- AL-TALLAQ, K. N.; AL-SHARAI, H. D.; EL-HAWARY, M. E. Online algorithm for removal of decaying DC-offset from fault currents. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 81, n. 7, p. 1627–1629, 2011. ISSN 03787796.
- ALAM, M. N.; CHAKRABARTI, S.; SHARMA, A.; SRIVASTAVA, S. C. An Adaptive Protection Scheme for AC Microgrids Using μ PMU Based Topology Processor. In: **2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)**. Genova, Italy: [s.n.], 2019. p. 1–6.
- ALEIXO, R. R.; SILVA, L. R. M.; DUQUE, C. A.; LIMA, M. A. A. Micro-pmu based on savitzky–golay filter. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 14, n. 11, p. 2092–2099, 2020.
- ALTAF, M. W.; ARIF, M. T.; ISLAM, S. N.; HAQUE, M. E. Microgrid protection challenges and mitigation approaches—a comprehensive review. **IEEE Access**, v. 10, p. 38895–38922, 2022.
- APPASANI, B.; MOHANTA, D. A review on synchrophasor communication system: communication technologies, standards and applications. **Protection and Control of Modern Power Systems**, v. 3, n. 37, 2018.
- BARKER, P.; LESKAN, T.; ZAININGER, H.; SMITH, D. **Integration of distributed resources in electric utility systems: Current interconnection practice and unified approach. Final report**. United States, 1998.
- BARRA, P.; COURRY, D.; FERNANDES, R. A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 118, p. 109524, 2020. ISSN 1364-0321.
- BENMOUYAL, G. Removal of DC-offset in current waveforms using digital mimic filtering. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 2, p. 621–630, apr 1995. ISSN 08858977.

- BURNETT, R. O.; BUTTS, M. M.; CEASE, T. W.; CENTENO, V.; MICHEL, G.; MURPHY, R. J.; PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurements of a power system event. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1643–1650, 1994.
- CHAITANYA, B.; YADAV, A. An intelligent faulty line identification scheme for microgrids. **Iranian Journal of Science and Technology - Transactions of Electrical Engineering**, v. 44, n. 1, p. 537–549, 2020.
- CHANDRA, A.; SINGH, G. K.; PANT, V. Protection of AC microgrid integrated with renewable energy sources – A research review and future trends. **Electric Power Systems Research**, v. 193, p. 107036, 2021. ISSN 0378-7796.
- CHAUHAN, K.; REDDY, M. V.; SODHI, R. A novel distribution-level phasor estimation algorithm using empirical wavelet transform. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, n. 10, p. 7984–7995, Oct 2018. ISSN 1557-9948.
- CHEN, C.-I. A phasor estimator for synchronization between power grid and distributed generation system. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 8, p. 3248–3255, 2013.
- CHEN, Y.; JI, T.; WU, Q.; LI, M. Exponentially decaying DC offset removal for phasor measurement using second-order differential. **IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering**, v. 10, n. 6, p. 726–728, 2015. ISSN 19314981.
- CIGRÉ Task Force C6.04. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**. 2014. Brochura Técnica 575.
- CINTUGLU, M.; MA, T.; MOHAMMED, O. Protection of autonomous microgrids using agent-based distributed communication. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 351–360, 2017.
- Dadash Zadeh, M. R.; ZHANG, Z. A new DFT-based current phasor estimation for numerical protective relaying. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 28, n. 4, p. 2172–2179, 2013. ISSN 08858977.
- DASH, P.; KRISHNANAND, K.; PADHEE, M. Fast recursive gauss-newton adaptive filter for the estimation of power system frequency and harmonics in a noisy environment. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 5, n. 12, p. 1277–1289, 2011.
- DAWOUD, M. A.; IBRAHIM, D. K.; GILANY, M. I.; EL'GHARABLY, A. Robust coordination scheme for microgrids protection based on the rate of change of voltage. **IEEE Access**, v. 9, p. 156283–156296, 2021.
- DIZIOLI, F.; BARRA, P.; MENEZES, T.; LACERDA, V.; COURRY, D.; FERNANDES, R. Multi-agent system-based microgrid protection using angular variation: An embedded approach. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 220, p. 109324, 2023.
- DUA, G. S.; TYAGI, B.; KUMAR, V. Microgrid differential protection based on superimposed current angle employing synchrophasors. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 19, n. 8, p. 8775–8783, 2023.
- DUSABIMANA, E.; YOON, S.-G. A survey on the micro-phasor measurement unit in distribution networks. **Electronics**, v. 9, n. 2, 2020.

- DUTTA, S.; REDDY, M. J. B.; MOHANTA, D. K.; KUSHWAH, M. S.; SADHU, P. K. μ PMU-based intelligent island detection – the first crucial step toward enhancing grid resilience with MG. **IET Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 162–173, 2020.
- DUTTA, S.; SADHU, P.; REDDY, M.; MOHANTA, D. Smart inadvertent islanding detection employing p-type μ PMU for an active distribution network. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 12, n. 20, p. 4615–4625, 2018.
- EBRAHIM, M.; WADIE, F.; ABD-ALLAH, M. An Algorithm for Detection of Fault, Islanding, and Power Swings in DG-Equipped Radial Distribution Networks. **IEEE Systems Journal**, v. 14, n. 3, p. 3893–3903, 2020.
- ELBANA, M. S.; ABBASY, N.; MEGHED, A.; SHAKER, N. μ PMU-based smart adaptive protection scheme for microgrids. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 7, n. 4, p. 887–898, 2019.
- FOURIER, J. B. J. **Théorie analytique de la chaleur**. Paris: Chez Firmin Didot, père et fils, 1822.
- GHAFAARI, C.; ALMASALMA, H.; RAISON, B.; HADJSAID, N.; CAIRE, R.; MARTIN, E. Phasors estimation at offnominal frequencies through an enhanced-sva method with a fixed sampling clock. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 4, p. 1766–1775, 2017.
- GODSE, R.; BHAT, S. Real-time digital filtering algorithm for elimination of the decaying DC component using mathematical morphology. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 13, n. 15, p. 3230–3239, 2019. ISSN 17518687.
- GUILLEN, D.; HERNANDEZ-DIAZ, A.; MAYO-MALDONADO, J.; VALDEZ-RESENDIZ, J.; ESCOBAR, G. Data-driven short-circuit detection and location in microgrids using microsynchronphasors. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 14, n. 7, p. 1353–1365, 2020.
- GUO, Y.; KEZUNOVIC, M.; CHEN, D. Simplified algorithms for removal of the effect of exponentially decaying dc-offset on the fourier algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 3, p. 711–717, 2003.
- HABIB, H.; YOUSSEF, T.; CINTUGLU, M.; MOHAMMED, O. Multi-agent-based technique for fault location, isolation, and service restoration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 3, p. 1841–1851, 2017.
- HART, D. G.; NOVOSEL, D.; SMITH, R. A. **Modified cosine filters**. [S.l.]: Google Patents, 2000. US Patent 6,154,687.
- HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 402 – 411, 2018. ISSN 1364-0321.
- HOJABRI, M.; DERSCH, U.; PAPAEMMANOUIL, A.; BOSSHART, P. A comprehensive survey on phasor measurement unit applications in distribution systems. **Energies**, v. 12, n. 23, 2019.

- HOOSHYAR, H.; BARAN, M.; FIROUZI, S.; VANFRETTI, L. Pmu-assisted overcurrent protection for distribution feeders employing solid state transformers. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 10, p. 26–34, 2017.
- HOSSEINI, S. A.; ABYANEH, H. A.; SADEGHI, S. H. H.; RAZAVI, F.; NASIRI, A. An overview of microgrid protection methods and the factors involved. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 174–186, 2016. ISSN 1364-0321.
- HWANG, J. K.; SONG, C. K.; JEONG, M. G. DFT-Based phasor estimation for removal of the effect of multiple DC components. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 6, p. 2901–2909, 2018. ISSN 08858977.
- IEC. Single input energizing quantity measuring relays with dependent specified time. **IEC Std 60255-4**, n. 1, p. 1–85, 1976.
- IEC/IEEE. IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements. **IEC/IEEE 60255-118-1:2018**, p. 1–78, Dec 2018.
- IEEE. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. **IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)**, p. 1–93, April 2006.
- _____. IEEE Guide for AC Generator Protection. **IEEE Std C37.102-2006 (Revision of IEEE Std C37.102-1995)**, p. 1–177, 2007.
- _____. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. **IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)**, p. 1–61, 2011.
- _____. IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above. **IEEE Std C50.13-2014 (Revision of IEEE Std C50.13-2005)**, p. 1–63, 2014.
- _____. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, p. 1–138, April 2018.
- JAFARPISHEH, B.; MADANI, S. M.; JAFARPISHEH, S. Improved DFT-Based phasor estimation algorithm using down-sampling. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 6, p. 3242–3245, 2018. ISSN 08858977.
- JAFARPISHEH, B.; MADANI, S. M.; PARVARESH, F. Phasor Estimation Algorithm Based on Complex Frequency Filters for Digital Relaying. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, v. 67, n. 3, p. 582–592, 2018. ISSN 00189456.
- JIANG, Z.; MIAO, S.; LIU, P. A modified empirical mode decomposition filtering-based adaptive phasor estimation algorithm for removal of exponentially decaying DC offset. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1326–1334, 2014. ISSN 08858977.
- KAMWA, I.; SAMANTARAY, S.; JOOS, G. Wide frequency range adaptive phasor and frequency pmu algorithms. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 2, p. 569–579, 2014.

- KATIRAEI, F.; IRAVANI, M.; LEHN, P. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 1, p. 248–257, 2005.
- KIKKERT, C. A phasor measurement unit algorithm using iir filters for fpga implementation. **Electronics (Switzerland)**, v. 8, n. 12, 2019.
- KIM; SOK; KANG; LEE; NAM. A Study on Deep Neural Network-Based DC Offset Removal for Phase Estimation in Power Systems. **Energies**, v. 12, n. 9, p. 1619, apr 2019. ISSN 1996-1073.
- KIM, W. J.; NAM, S. R.; KANG, S. H. Adaptive phasor estimation algorithm based on a least squares method. **Energies**, v. 12, n. 7, 2019. ISSN 19961073.
- KUMAR, B. R.; KUMAR, A. Mitigation of the DC Offset by a Sub-Cycle Sample Method M-Class PMUs. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 34, n. 2, p. 780–783, apr 2019. ISSN 0885-8977.
- KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994. ISBN 9780780334632.
- LAVERTY, D.; BEST, R.; MORROW, D. Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 9, n. 2, p. 146–153, 2015.
- LAVERTY, D. M.; BEST, R. J.; BROGAN, P.; AL KHATIB, I.; VANFRETTI, L.; MORROW, D. J. The openpmu platform for open-source phasor measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 62, n. 4, p. 701–709, 2013.
- LEE, H.; TUSHAR; CUI, B.; MALLIKESWARAN, A.; BANERJEE, P.; SRIVASTAVA, A. K. A review of synchrophasor applications in smart electric grid. **WIRES Energy and Environment**, v. 6, n. 3, p. e223, 2017.
- LIN, C.-H.; WANG, C.-H. Adaptive wavelet networks for power-quality detection and discrimination in a power system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 3, p. 1106–1113, 2006.
- LIU, Y.; WU, L.; LI, J. D-pmu based applications for emerging active distribution systems: A review. **Electric Power Systems Research**, v. 179, p. 106063, 2020. ISSN 0378-7796.
- MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: Grupo Gen - LTC, 2011. ISBN 9788521618843.
- MENEZES, T.; BARRA, P.; DIZIOLI, F.; LACERDA, V.; FERNANDES, R.; COURY, D. A survey on the application of phasor measurement units to the protection of transmission and smart distribution systems. **Electric Power Components and Systems**, Taylor & Francis, p. 1–18, 2023.
- MENEZES, T.; FERNANDES, R.; COURY, D. Moving average-based mitigation of exponentially decaying DC components. **Electric Power Systems Research**, v. 220, p. 109280, 2023. ISSN 0378-7796.

- MIN, K. W.; SANTOSO, S. DC offset removal algorithm for improving location estimates of momentary faults. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 6, p. 5503–5511, 2018. ISSN 19493053.
- MIRSAEIDI, S.; SAID, D.; MUSTAFA, M.; HABIBUDDIN, M.; GHAFARI, K. Fault location and isolation in micro-grids using a digital central protection unit. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 1–17, 2016.
- MIRSAEIDI, S.; SAID, D. M.; MUSTAFA, M. W.; HABIBUDDIN, M. H. A protection strategy for micro-grids based on positive-sequence component. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 6, p. 600–609, 2015.
- MOHANTY, R.; CHEN, P.; TUAN, L. A. Current restrained undervoltage protection scheme of converter dominated microgrids. In: **15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)**. Liverpool: [s.n.], 2020. p. 1–6.
- NAZARI-HERIS, M.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. Application of heuristic algorithms to optimal pmu placement in electric power systems: An updated review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 214 – 228, 2015. ISSN 1364-0321.
- ONS. **Evolução dos requisitos necessários para potencializar a inserção de geração distribuída sem impactos adversos à estabilidade do sistema interligado nacional ONS DPL-REL-0317/2020**. 2020. Rio de Janeiro, RJ.
- PAZOKI, M. A New DC-Offset Removal Method for Distance-Relaying Application Using Intrinsic Time-Scale Decomposition. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 2, p. 971–980, 2018. ISSN 08858977.
- PHADKE, A.; BI, T. Phasor measurement units, wams, and their applications in protection and control of power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 6, n. 4, p. 619–629, 2018.
- PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurements in power systems. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 6, n. 2, p. 10–15, 1993.
- 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 Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 5, p. 1025–1038, 1983.
- PIGNATI, M.; ZANNI, L.; ROMANO, P.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. Fault detection and faulted line identification in active distribution networks using synchrophasor-based real-time state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 381–392, 2017.
- PREMERLANI, W.; KASZTENNY, B.; ADAMIAK, M. Development and implementation of a synchrophasor estimator capable of measurements under dynamic conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 1, p. 109–123, 2008.
- RAHMATI, A.; ADHAMI, R. An effective filtering algorithm to mitigate transient decaying DC offset. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, IEEE, v. 29, n. 2, p. 966–968, 2014. ISSN 21608563.

- REPORT, T. Jan 2013 Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. p. 26–27, 2013.
- REZAEIEH, M.-R. H.; BOLANDI, T. G.; JALALAT, S. M. A novel approach for resilient protection of ac microgrid based on differential phase angle of superimposed complex power. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 34, p. 101024, 2023. ISSN 2352-4677.
- ROSCOE, A. J.; ABDULHADI, I. F.; BURT, G. M. P and m class phasor measurement unit algorithms using adaptive cascaded filters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1447–1459, July 2013. ISSN 1937-4208.
- SCHWEITZER, E.; HOU, D. Filtering for protective relays. In: **IEEE WESCANEX 93 Communications, Computers and Power in the Modern Environment - Conference Proceedings**. Saskatoon, CA: [s.n.], 1993. p. 15–23.
- SEYEDI, Y.; KARIMI, H. Coordinated protection and control based on synchrophasor data processing in smart distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 634–645, 2018.
- SHARMA, J.; SIDHU, T. S. A new protection scheme for feeders of microgrids with inverter-based resources. **Electric Power Systems Research**, v. 224, p. 109632, 2023. ISSN 0378-7796.
- SHARMA, N.; SAMANTARAY, S. Assessment of pmu-based wide-area angle criterion for fault detection in microgrid. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 13, n. 19, p. 4301–4310, 2019.
- SHARMA, N. K.; SAMANTARAY, S. R. A composite magnitude-phase plane of impedance difference for microgrid protection using synchrophasor measurements. **IEEE Systems Journal**, p. 1–11, 2020.
- _____. PMU assisted integrated impedance angle-based microgrid protection scheme. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 35, n. 1, p. 183–193, 2020.
- _____. A Composite Magnitude-Phase Plane of Impedance Difference for Microgrid Protection Using Synchrophasor Measurements. **IEEE Systems Journal**, v. 15, n. 3, p. 4199–4209, 2021.
- SILVA, C. D. da; JUNIOR, G. C.; MARIOTTO, L.; MARCHESAN, G. Phasor estimation in power systems using a neural network with online training for numerical relays purposes. **IET Science, Measurement and Technology**, v. 9, n. 7, p. 836–841, 2015. ISSN 17518822.
- TAJDINIAN, M.; JAHROMI, M. Z.; MOHSENI, K.; KOUHSARI, S. M. An analytical approach for removal of decaying DC component considering frequency deviation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 130, p. 208–219, 2016. ISSN 03787796.
- TAJDINIAN, M.; SEIFI, A. R.; ALLAHBAKHSI, M. Half-cycle method for exponentially DC components elimination applicable in phasor estimation. **IET Science, Measurement and Technology**, v. 11, n. 8, p. 1032–1042, 2017. ISSN 17518822.

USMAN, M.; FARUQUE, M. Applications of synchrophasor technologies in power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 7, n. 2, p. 211–226, 2019.

WANG, L.; SUONAN, J. A fast algorithm to estimate phasor in power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 32, n. 3, p. 1147–1156, 2017. ISSN 08858977.

XIONG, L.; LIU, X.; ZHAO, C.; ZHUO, F. A Fast and Robust Real-Time Detection Algorithm of Decaying DC Transient and Harmonic Components in Three-Phase Systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 35, n. 4, p. 3332–3336, 2020. ISSN 19410107.

XUE, H.; CHENG, Y.; RUAN, M. Enhanced flat window-based synchrophasor measurement algorithm for P class PMUs. **Energies**, v. 12, n. 21, 2019.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications**. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2010.

ZANJANI, M. G. M.; MAZLUMI, K.; KAMWA, I. Application of μ PMUs for adaptive protection of overcurrent relays in microgrids. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 12, n. 18, p. 4061–4068, 2018.

MODELAGEM DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS

Neste apêndice será detalhada a modelagem de cada um dos GDs inseridos na microrrede, com os seus respectivos controles.

A.1 Modelagem do gerador síncrono

O GS foi modelado utilizando o modelo interno de máquina síncrona do programa ATP/ATPDraw (SM 58). Contudo, foi necessária a modelagem dos controles externos de excitação e velocidade para o devido funcionamento do gerador. Assim, na sequência será detalhado cada um dos dois reguladores externos modelados para o controle do GS juntamente com os ganhos utilizados.

A.1.1 Regulador de tensão

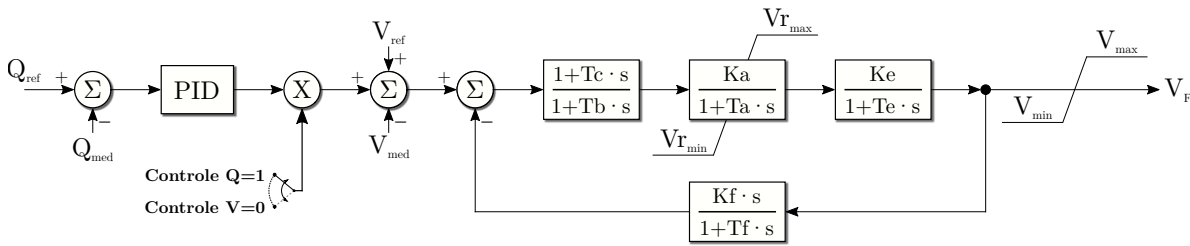
Para o projeto do regulador de tensão foi utilizado o modelo DC1A do IEEE para o controle de excitação da máquina síncrona (IEEE, 2006). Neste modelo, a tensão nos terminais do gerador é amostrada para todas as fases e seu valor eficaz médio é utilizado como entrada do controle. Porém, antes de entrar na malha de controle, a tensão passa por um filtro *anti-aliasing* (*Butterworth* de 1^a ordem com frequência de corte em 1 kHz).

Além de controlar a tensão de saída do GS, o regulador de excitação pode ser usado para controlar a potência reativa injetada na rede. Esta alteração no controle é feita a partir de um sinal de entrada presente na malha de controle, onde o valor “0” define o controle de tensão e “1” a injeção de potência reativa. No caso do controle de injeção, é calculado o erro entre a potência reativa gerada e o valor de referência para ela. Esse erro passa por um controlador PID e sua saída é utilizada pelo controle de excitação. Vale destacar que dentro do controlador, as potências ativa e reativa são calculadas com

os valores instantâneos de tensão e corrente, sendo na sequência filtradas com um filtro de média móvel com janela de um ciclo.

A malha de controle do regulador de excitação está apresentada na Figura 36. Os valores dos parâmetros do regulador de excitação e os ganhos do controlador PID da malha de potência reativa (K_{pq} , K_{iq} e K_{dq}) utilizados durante este trabalho estão apresentados na Tabela 25.

Figura 36 – Malha do regulador de excitação para o controle de tensão e potência reativa do gerador síncrono.



Fonte: Elaborada pelo autor.

onde,

Q_{ref} é a potência reativa de referência;

Q_{med} é a potência reativa medida;

V_{ref} é a tensão de referência;

V_{med} é a tensão de terminal após a filtragem;

T_c é a constante de tempo de derivação para redução de transitório;

T_b é a constante de tempo de integração para redução de transitório;

K_a é o ganho do regulador;

T_a é a constante de tempo do regulador;

K_e é o ganho da excitatriz;

T_e é a constante de tempo da excitatriz;

K_f é o ganho de amortecimento;

T_f é a constante de tempo de amortecimento;

$V_{r_{min}}$ é o limite inferior da saída do regulador;

$V_{r_{max}}$ é o limite superior da saída do regulador;

V_{min} é o limite inferior da tensão de saída da excitatriz;

V_{max} é o limite superior da tensão de saída da excitatriz; e

V_F é a tensão aplicada ao enrolamento de campo.

A.1.2 Regulador de velocidade

O regulador de velocidade do GS foi modelado com base no modelo genérico do IEEE (REPORT, 2013). Este modelo pode ser utilizado para controlar a frequência do gerador e a potência ativa gerada. De modo similar ao regulador de tensão, o tipo do

Tabela 25 – Valores dos parâmetros do regulador de excitação.

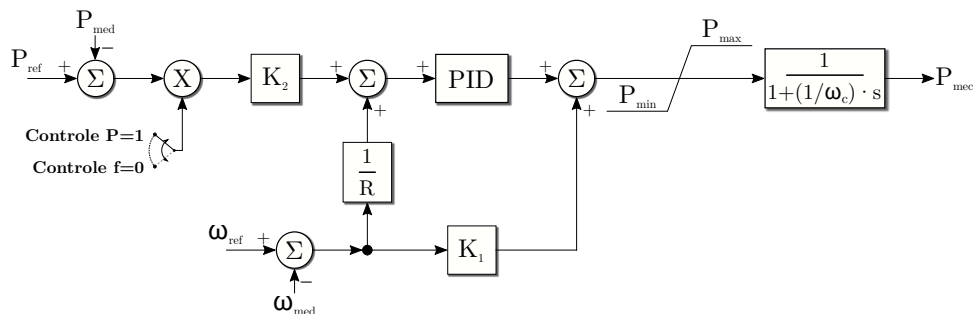
Parâmetro	Valor
K_{pq}	0,2
K_{iq}	1,0
K_{dq}	0,05
T_c	0
T_b	0
K_a	60
T_a	0,0001 s
K_e	2
T_e	0,00159 s
K_f	0,02
T_f	0,05 s
$V_{r_{min}}$	0,001 pu
$V_{r_{max}}$	1,5 pu
V_{min}	0,001 pu
V_{max}	1,5 pu

Fonte: Elaborada pelo autor.

controle pode ser definido através de um sinal de entrada, onde o valor “0” representa o controle de frequência e “1” a injeção de potência ativa na rede de distribuição.

Na malha do regulador de velocidade há um controlador PID que atua para reduzir o erro de frequência em regime permanente. De modo a emular a resposta da turbina do gerador, foi adicionado um filtro passa-baixa na saída do controle com frequência de corte igual a 1 Hz. A malha de controle deste regulador está apresentada na Figura 37. Os valores dos parâmetros do regulador de velocidade e os ganhos do controlador PID (K_p , K_i e K_d) estão apresentados na Tabela 26.

Figura 37 – Malha do regulador de velocidade para o controle de frequência e potência ativa do gerador síncrono.



Fonte: Elaborada pelo autor.

onde,

P_{ref} é a potência ativa de referência;

P_{med} é a potência ativa medida;

K_2 é o ganho proporcional da malha de potência ativa;

ω_{ref} é a velocidade angular de referência;

ω_{med} é a velocidade angular medida;
 R é o ganho referente a queda de velocidade da máquina;
 K_1 é o ganho de malha direta;
 ω_c é a frequência de corte do filtro passa-baixas; e
 P_{mec} é a potência mecânica aplicada no eixo da máquina geradora.

Tabela 26 – Valores dos parâmetros do regulador de velocidade.

Parâmetro	Valor
K_2	0,3
R	0,05
K_1	10
K_p	4
K_i	5
K_d	1,5
P_{min}	0,001 pu
P_{max}	1,1 pu
ω_c	0,159

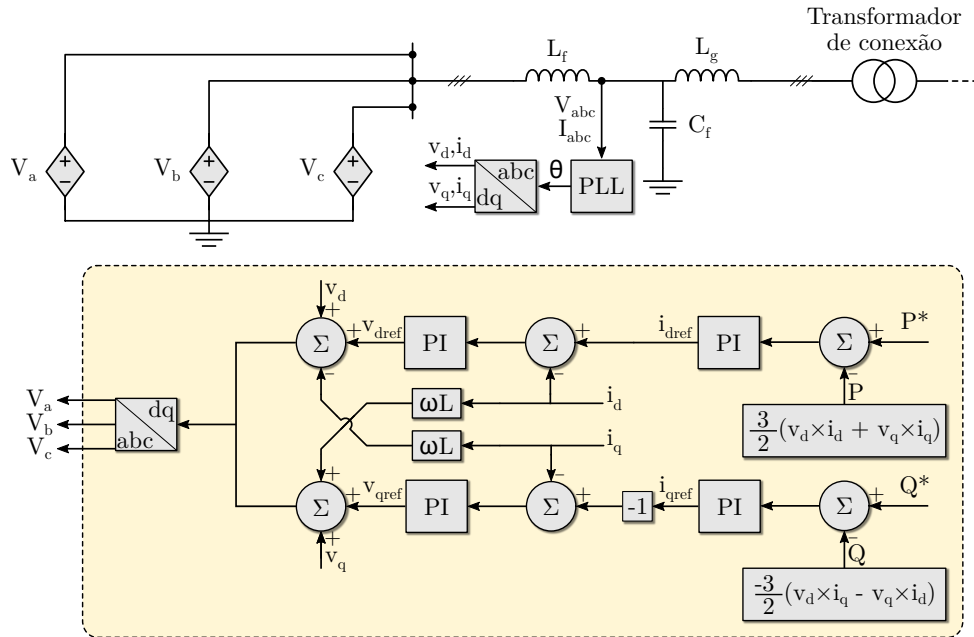
Fonte: Elaborada pelo autor.

A.2 Modelagem do gerador fotovoltaico

O PV foi modelado com geração despachável, sem considerar as oscilações de potência resultantes de variações na temperatura e irradiância solar. Assim, o controle do gerador atua para manter os valores de referência de potência ativa e reativa (P^* e Q^*), seguindo a modelagem apresentada por Yazdani e Iravani (2010). Outra simplificação feita na modelagem, foi considerar o modelo médio do inversor. Neste arranjo, o chaveamento do inversor é desconsiderado e este passa a se comportar como uma fonte de tensão controlada. Dessa forma, o esforço computacional para a simulação é reduzido, mas sem perder a representação dinâmica do controle. Na Figura 38 é apresentado o esquema elétrico e as malhas de controle do gerador fotovoltaico.

Destaca-se que para garantir o limite de corrente do inversor, os fasores das correntes da transformada de Park foram saturados em 2 vezes a corrente nominal do PV. Todos os ganhos do controle estão disponíveis no código MODELS do controlador apresentado no Apêndice B.2, enquanto os valores dos componentes elétricos estão apresentados na Tabela 27.

Figura 38 – Esquema elétrico e malha de controle do gerador fotovoltaico.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 27 – Valores dos componentes elétricos do inversor modelado para o gerador fotovoltaico.

Componente	Valor
L_f	21,1 mH
C_f	7,66 μ F
L_g	0,1968 mH

Fonte: Elaborada pelo autor.

A.3 Modelagem do armazenador de energia

Para a modelagem do armazenador de energia, utilizou-se a mesma topologia do inversor do PV. No entanto, foi adicionado à modelagem do armazenador uma parte de controle *droop* para fornecer suporte de frequência e tensão. O controle *droop* utiliza o erro da tensão e da frequência para estimar de forma dinâmica as referências das potências reativa e ativa, respectivamente.

Para o cálculo dos ganhos do controle *droop*, é possível definir os ganhos da frequência (K_f) e tensão (K_v) com base nos limites de potência ativa (P_0) e reativa (Q_0), e as variações admitidas para a frequência (Δf) e tensão (ΔV) do sistema, como mostrado nas Equações A.1 e A.2.

$$K_f = \frac{P_0}{\Delta f} \quad (\text{A.1})$$

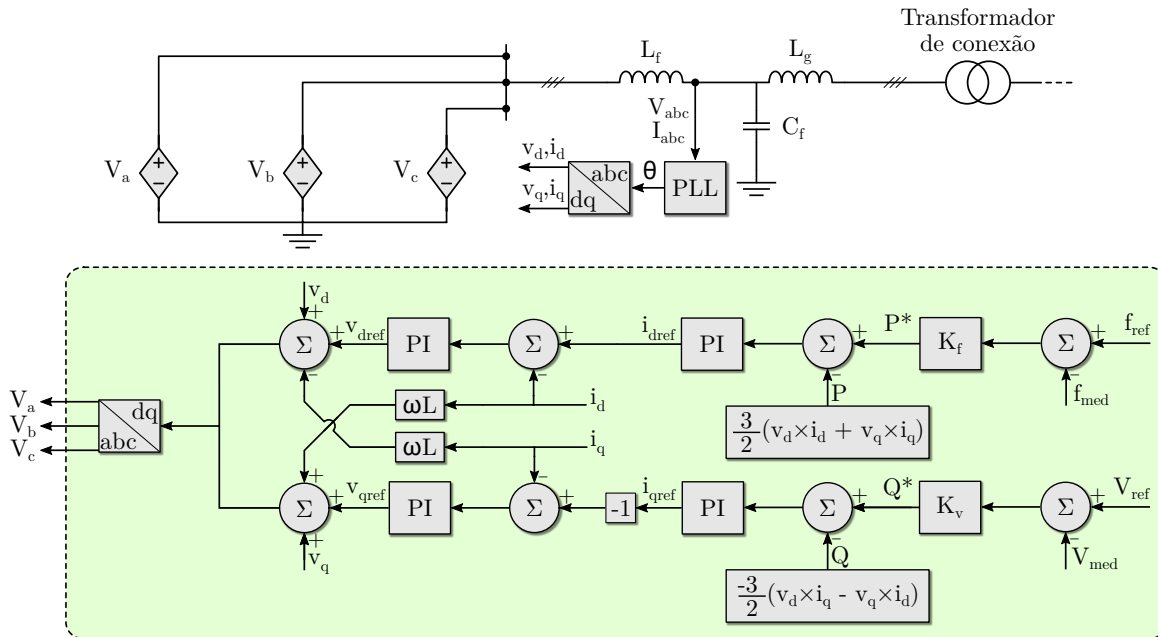
$$K_v = \frac{Q_0}{\Delta V} \quad (\text{A.2})$$

Inicialmente, os ganhos foram calculados considerando variações de tensão e frequên-

cia para a microrrede de 0,1 pu e 0,1 Hz. Porém, os controladores apresentaram grandes oscilações para estes valores. Logo, os ganhos foram reduzidos gradualmente até que o controle se comportasse de forma estável, chegando nos valores de $K_f = K_v = 6$.

O esquema elétrico do armazenador de energia e a malha de controle implementada estão ilustrados na Figura 39. Os demais ganhos do inversor estão detalhados no Apêndice B.3.

Figura 39 – Esquema elétrico e malha de controle do armazenador de energia.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Destaca-se que neste trabalho o armazenador não utilizou um modelo completo para a bateria. Isso se deu pelo fato dos estudos considerarem uma janela transitória muito curta, de modo que as variações no estado de carga da bateria não afetariam a resposta do inversor.

BLOCOS DE CONTROLE DA MODELS

Este apêndice apresenta os componentes modelados para o controle dos GDs no programa ATP/ATPDraw utilizando a linguagem MODELS.

B.1 Bloco de controle do gerador síncrono

```

1 MODEL GSCONTROL
2 COMMENT =====
3 26-Fev-2023, Thiago Souza Menezes
4 ===== ENDCOMMENT
5 INPUT volt[1..3] -- tensões
6 curr[1..3] -- corrente
7 speed -- velocidade do rotor
8 contFP -- controle P/f
9 contVQ -- controle V/Q
10 OUTPUT Pmec, VF
11 CONST
12 twopi {VAL:6.283185307}
13 a {VAL:2.094395102}
14 sqr2 {VAL:1.414213562}
15 SQR3 {VAL:1.732050807}
16 DATA
17 Sbase {DFLT:5} --MVA
18 Vfase {DFLT:7967.433} --V rms
19 Freq0 {DFLT:60} --Hz
20 Pset {DFLT:0.995} --pu
21 Qset {DFLT:0.0995} --pu
22 Vset {DFLT:1.013} --pu
23 Fset {DFLT:1} --pu
24 Ka {DFLT:60} --AVR
25 Ta {DFLT:0.0001} --AVR
26 Ke {DFLT:2} --AVR

```

```

27 Te      {DFLT:0.00159}  --AVR
28 Kf      {DFLT:0.02}    --AVR
29 Tf      {DFLT:0.05}    --AVR
30 droop   {DFLT:0.05}    --GOV
31 Samples{DFLT:32}      --amostra/ciclo para execução do controle
32 VAR
33 omega, Pgs ,Qgs, Perr, Qerr, P2, Q2, P2f, Q2f, Period, dt
34 Vpu, Verr, modoVQ, Qerr, Qcor, Qcor2, Kpq, Kiq, Kdq, Piq, Pdq
35 Vref, Vrefnew, Vreg, Vexc, Vcomp, VF, invVfase
36 fref, frefnew, Pip, Pdp, Kpp, Kip, Kdp, K1, Pmec1, Pmec, fgs
37 n, wc,voltf[1..3],currf[1..3]
38 xrms[1..3], x2[1..3], ix2[1..3]
39 HISTORY
40 volt[1..3] {DFLT:0}
41 curr[1..3] {DFLT:0}
42 voltf[1..3] {DFLT:0}
43 currf[1..3] {DFLT:0}
44 omega {DFLT:0}
45 Perr {DFLT:0}
46 Qerr {DFLT:0}
47 Qcor {DFLT:0}
48 Piq {DFLT:0}
49 Pdq {DFLT:0}
50 Vreg {DFLT:0}
51 Vexc {DFLT:0}
52 Vcomp {DFLT:0}
53 Pip {DFLT:0}
54 Pdp {DFLT:0}
55 Pmec {DFLT:1}
56 Pmec1 {DFLT:1}
57 P2 {DFLT: 0.0}, Q2 {DFLT: 0.0}
58 P2f {DFLT: 0.0}, Q2f {DFLT: 0.0}
59 TIMESTEP min:recip(Samples*Freq0)
60 DELAY CELLS (Pmec1) : Samples+2
61 DELAY CELLS (volt[1..3]): Samples+2
62 DELAY CELLS (curr[1..3]): Samples+2
63 DELAY CELLS (voltf[1..3]) : Samples+2
64 DELAY CELLS (currf[1..3]) : Samples+2
65 DELAY CELLS (P2, Q2): Samples+2
66 DELAY CELLS (ix2[1..3]) : Samples+2
67 INIT
68 omega:=twopi*Freq0
69 wc :=recip(twopi*480)
70 Pgs:=0
71 Qgs:=0
72 dt :=recip(Samples*Freq0)
73 Period:=recip(Freq0)

```

```

74  histdef(ix2[1..3]) := 0
75  integral(x2[1..3]) := 0
76  xrms[1..3] := 0
77  Perr := 0
78  Qerr := 0
79  Kpq := 0.2
80  Kiq := 1
81  Kdq := 0.05
82  Vpu := 0
83  invVfase := recip(Vfase)
84  Verr := 0
85  Vref := 0
86  Vrefnew := 0
87  Vcomp := 0
88  Vreg := 0.01
89  Vexc := 0.01
90  VF := 0.01
91  Kpp := 4
92  Kip := 5
93  Kdp := 1.5
94  K1 := 1
95  Pmec := 0.01
96  Pmec1 := 0.01
97  Pip := 0
98  fgs := Freq0
99  ENDINIT
100 EXEC
101  -----
102  -- Estimação das variáveis de controle --
103  FOR n:=1 TO 3 DO -- filtrar os sinais das três fases
104    -- filtrar a tensão com filtro de 1 ordem butterworth 1 kHz
105    claplace(voltf[n]/volt[n]) := (1.0|s0)/(1|s0+0.000159|s1)
106    -- filtrar a corrente com filtro de 1 ordem butterworth 1 kHz
107    claplace(currf[n]/curr[n]) := (1.0|s0)/(1|s0+0.000159|s1)
108    -- calcular o true RMS da tensão
109    x2[n] := voltf[n]*voltf[n]
110    ix2[n] := integral(x2[n])
111    IF t > period THEN
112      xrms[n] := sqrt((ix2[n] - delay(ix2[n],Period))*freq0)
113    ENDIF
114  ENDFOR
115  IF t > dt THEN
116    -- potencias com sinais instantaneos
117    P2 := voltf[1]*currf[1]+voltf[2]*currf[2]+voltf[3]*currf[3]
118    Q2 := -0.577350269*(voltf[1]*(currf[2]-currf[3])+voltf[2]*(currf[3]-
currf[1])+voltf[3]*(currf[1]-currf[2]))
119    -- filtrar o sinal com media movel de 1 ciclo

```

```

120     P2f:= P2f + (delay(P2,dt,2) - delay(P2,Period+dt,2))*recip(Samples)
121     Q2f:= Q2f + (delay(Q2,dt,2) - delay(Q2,Period+dt,2))*recip(Samples)
122 ENDIF
123 Pgs:= P2f
124 Qgs:= Q2f
125 -----
126 -- Regulador de tensão
127 -----
128 Vpu:= (xrms[1]+xrms[2]+xrms[3])/3
129 Vpu:= (Vpu)*invVfase
130 IF (t > 0.02) THEN
131     Verr:= Vset - Vpu
132     -- malha potencia reativa, saturada entre -0,2 e 0,2 pu
133     Qerr:= Qset - Qgs/Sbase
134     claplace(Piq/Qerr){dmin:-0.2,dmax:0.2}:= (Kiq|s0)/(1.0|s1) --
integral
135     claplace(Pdq/Qerr):= (Kdq|s1)/(1.0|s0 + 0.031830988|s1) --
derivativo
136     Vref:= Verr + contVQ*(Kpq*Qerr + Piq + Pdq) -- PID
137     Vrefnew:= Vref-Vcomp
138     claplace(Vreg/Vrefnew){dmin:0.001,dmax:1.5}:= (Ka|s0)/(1.0|s0+Ta|s1)
139     claplace(Vexc/Vreg):= (Ke|s0)/(1.0|s0+Te|s1)
140     claplace(Vcomp/Vexc):= (Kf*Tf|s1)/(1.0|s0+Tf|s1)
141     VF:= Vexc {min:0.001 max:1.5}
142 ENDIF
143 -----
144 -- Regulador de velocidade
145 -----
146 fgs:= (speed/twopi)/Freq0 -- velocidade mecânica no eixo
147 IF (t > 0.0333) THEN-- aguarda 2 ciclos para começar a atuar
148     Perr:= (Pset - Pgs/Sbase)*0.3*contFP
149     fref:= fset - fgs
150     frefnew:= fref*(1/droop) + Perr -- entrada do PI
151     claplace(Pip/frefnew){dmin:-1.1,dmax:1.1}:= (Kip|s0)/(1.0|s1) --
integral
152     claplace(Pdp/frefnew):= (Kdp|s1)/(1.0|s0 + 0.031830988|s1) --
derivativo com filtro
153     Pmec1:= Kpp*frefnew + Pip + Pdp + K1*fref {min:0.0001 max:1.1} --
Soma do PID
154     claplace(Pmec/Pmec1):= (1.0|s0)/(1.0|s0 + 0.159154|s1) -- atraso com
filtro de 1 Hz
155 ENDIF
156 ENDEXEC
157 ENDMODEL

```

B.2 Bloco de controle do gerador fotovoltaico

```

1 MODEL PVCONTROL
2 COMMENT =====
3 18-Jan-2021, Thiago Souza Menezes
4 ===== ENDCOMMENT
5 INPUT
6 volt[1..3] -- tensoes
7 curr[1..3] -- correntes do inversor
8 OUTPUT Vref[1..3]
9 CONST
10 twopi {VAL:6.283185307}
11 a {VAL:2.094395102}
12 DATA
13 S      {DFLT:1}      -- MVA
14 Vrms   {DFLT:1}      -- kV F-F rms
15 Pref   {DFLT:1}      -- pu
16 Qref   {DFLT:0.1}    -- pu
17 Freq0  {DFLT:60}     -- Hz
18 Kpe    {DFLT:0.1}    -- Kp ext
19 Kie    {DFLT:50}     -- Ki ext
20 Kpi    {DFLT:20}     -- Kp int
21 Kii    {DFLT:50}     -- Ki int
22 Lf     {DFLT:21.1}   -- indutancia do filtro em mH
23 theta0 {DFLT:0}     -- ângulo inicial
24 VAR
25 UD, UQ, ID, IQ, UDF, UQF, IDF, IQF, IDerr, IQerr, VDCor, VQcor, tx
26 triang, VDref, VQref, Vref[1..3], freq, omega, theta, i, P, Q, IDref
27 IQref, Vlim, Lfpu, Perr, Qerr, Ualfa, Ubeta, Upeak, Uquad, Dfrq
28 KPLL, TPLL, TF2A, modulo, angle, Vdnew, Vqnew, modcur, angcur, Ilim
29 HISTORY
30 omega {DFLT:theta0*PI/180}
31 theta {DFLT:0}
32 freq  {DFLT:Freq0}
33 UDF   {DFLT:1}
34 UQF   {DFLT:0}
35 IDF   {DFLT:1}
36 IQF   {DFLT:0}
37 VDcor {DFLT:1}
38 VQcor {DFLT:0}
39 Perr  {DFLT:0}
40 Qerr  {DFLT:0}
41 IDref {DFLT:0}
42 IQref {DFLT:0}
43 Ualfa {DFLT:0}
44 Ubeta {DFLT:0}
45 Uquad {DFLT:0}
46 Dfrq  {DFLT:0}

```

```

47 P      {DFLT:0}
48 Q      {DFLT:0}
49 INIT
50 omega:= twopi*Freq0
51 theta:= theta0*PI/180.0
52 Lfpu:= Lf/1000 -- adequacao de mH para H
53 Vlim:= 1.1
54 Ilim:= 0.376
55 KPLL:= 10.0
56 TPLL:= 0.00125
57 TF2A:= 0.000001759
58 modulo:= 0
59 angle:= 0
60 modcur:= 0
61 angcur:= 0
62 IDref:= 0
63 VDref:= 1
64 VQref:= 0
65 Perr:= 0
66 Qerr:= 0
67 tx:= 0
68 triang:= 0
69 Vref[1..3]:= 0
70 ENDINIT
71 EXEC
72 -----
73 -- Transformada de Park
74 UD:= volt[1]*cos(theta)+volt[2]*cos(theta-a)+volt[3]*cos(theta+a)
75 UQ:= -volt[1]*sin(theta)-volt[2]*sin(theta-a)-volt[3]*sin(theta+a)
76 ID:= curr[1]*cos(theta)+curr[2]*cos(theta-a)+curr[3]*cos(theta+a)
77 IQ:= -curr[1]*sin(theta)-curr[2]*sin(theta-a)-curr[3]*sin(theta+a)
78 -- filtragem dos sinais d-q para reduzir oscilações
79 claplace(UDF/UD):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.002|s1)
80 claplace(UQF/UQ):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.002|s1)
81 claplace(IDF/ID):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.002|s1)
82 claplace(IQF/IQ):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.002|s1)
83 -- calculo das potencias do inversor
84 P:= (UDF*IDF+UQF*IQF)*1.5
85 Q:= -(UDF*IQF-UQF*IDF)*1.5
86 claplace(P/P):= (1|s0)/(1|s0+0.002|s1)
87 claplace(Q/Q):= (1|s0)/(1|s0+0.002|s1)
88 -- malha externa de potencia
89 Perr:= Pref-P/(S*1E6) -- em pu
90 claplace(IDref/Perr):= (Kpe*Kie|s0+Kpe|s1)/(0.0|s0+1.0|s1) -- PI
91 Qerr:= Qref-Q/(S*1E6) -- em pu
92 claplace(IQref/Qerr):= (-Kpe*Kie|s0-Kpe|s1)/(0.0|s0+1.0|s1) -- PI
93 -- saturacao do modulo de id e iq para injetar o maximo de 2 pu

```

```

94  modcur:= sqrt(IDref*IDref+IQref*IQref)
95  IF (abs(IDref)>1E-6)OR(abs(IQref)>1E-6) THEN
96    angcur:= atan2(IQref, IDref)
97  ELSE
98    angcur:= 0
99  ENDIF
100 -- saturar o modulo da corrente
101 IF modcur>=Ilim THEN
102  modcur:= Ilim
103  ENDIF
104 IF modcur<0 THEN
105  modcur:= 0
106  ENDIF
107 IQref:= modcur*sin(angcur)
108 IDref:= modcur*cos(angcur)
109 -----
110 -- malha interna de corrente
111 IDerr:= (IDref-IDF/1000.0)
112 IQerr:= (IQref-IQF/1000.0)
113 claplace(VDcor/IDerr):= (Kpi*Kii|S0+Kpi|S1)/(0.0|S0+1.0|S1) -- PI
114 claplace(VQcor/IQerr):= (Kpi*Kii|S0+Kpi|S1)/(0.0|S0+1.0|S1) -- PI
115 -- adequação do sinal em relacao a tensao do elo CC
116 VDref:= (UDF/1000.0-(IQF/1000.0)*omega*Lfpu+VDcor)*(2000.0/9000.0)
117 VQref:= (UQF/1000.0+(IDF/1000.0)*omega*Lfpu+VQcor)*(2000.0/9000.0)
118 -----
119 -- saturacao do modulo de vd e vq
120 modulo:= sqrt(VDref*VDref+VQref*VQref)
121 IF (abs(VDref)>1E-6)OR(abs(VQref)>1E-6) THEN
122  angle:= atan2(VQref, VDref)
123  ELSE
124    angle:= 0
125  ENDIF
126 IF modulo>=Vlim THEN
127  modulo:= Vlim
128  ENDIF
129 IF modulo<0 THEN
130  modulo:= 0
131  ENDIF
132 Vqnew:= 4500*modulo*sin(angle)
133 Vdnew:= 4500*modulo*cos(angle)
134 -- Tensões para as fontes controladas
135 Vref[1]:= (Vdnew*cos(theta)-Vqnew*sin(theta))
136 Vref[2]:= (Vdnew*cos(theta-a)-Vqnew*sin(theta-a))
137 Vref[3]:= (Vdnew*cos(theta+a)-Vqnew*sin(theta+a))
138 -----
139 -- Calculo do PLL para rastreo da frequencia
140 -- Conversao de tensoes ABC para alfa-beta

```



```

141 Ualfa:= 0.333333333*(2.0*volt[1] - volt[2] - volt[3]) -- /3
142 Ubeta := 0.577350269*(volt[2] - volt[3]) -- sqrt(3)/3
143 Upeak:= sqrt(Ualfa*Ualfa+Ubeta*Ubeta)
144 -- PLL
145 Ualfa:= Ualfa /Upeak
146 Ubeta:= Ubeta /Upeak
147 Uquad:= KPLL*(Ubeta*cos(theta)-Ualfa*sin(theta))
148 claplace(Dfrq/Uquad):= (1.0|s0+TF2A|s2)/(1.0|s0+TPLL|s1+TF2A|s2)
149 freq:= Freq0+Dfrq
150 omega:= twopi*freq
151 claplace(theta/omega):= (1.0|s0)/(1.0|s1)
152 -- limitação do ângulo theta
153 IF theta>twopi THEN
154     theta:= theta-twopi
155 ENDIF
156 ENDEXEC
157 ENDMODEL

```

B.3 Bloco de controle do armazenador de energia

```

1 MODEL BESSCONTROL
2 COMMENT =====
3 09-Mai-2023, Thiago Souza Menezes
4 ===== ENDCOMMENT
5 INPUT
6 volt[1..3] -- tensoes
7 curr[1..3] -- correntes do inversor
8 OUTPUT Vref[1..3]
9 CONST
10 twopi {VAL:6.283185307}
11 a {VAL:2.094395102}
12 DATA
13 S      {DFLT:1}      --MVA
14 Vrms  {DFLT:4.16}  --kV L-L rms
15 Vset  {DFLT:1}     --pu
16 Fset  {DFLT:1}     --pu
17 Freq0 {DFLT:60}    --Hz
18 swfreq {DFLT:3840} --Hz
19 Kpe   {DFLT:0.1}   --Kp ext
20 Kie   {DFLT:20}   --Ki ext
21 Kpi   {DFLT:20}   --Kp int
22 Kii   {DFLT:100}  --Ki int
23 Lf    {DFLT:21.1}  -- indutancia do filtro em mH
24 theta0 {DFLT:0}   -- ângulo inicial
25 VAR
26 UD, UQ, ID, IQ, UDF, UQF, IDF, IQF, IDerr, IQerr

```

```

27  VDCor, VQcor, tx, triang
28  VDref, VQref, Vref[1..3], freq, freqf, omega, theta
29  i, Vpu, Vmed, Vmedf, P, Q, Sva, Pref, Qref, Pref2, Qref2
30  IDref, IQref, Vlim, Lfpu, Perr, Qerr
31  Ualfa, Ubeta, Upeak, Uquad, Dfrq, KPLL, TPLL, TF2A
32  modulo, angle, Vdnew, Vqnew, modcur, angcur, Ilim, dt, Period
33  TIMESTEP min:recip(swfreq)
34  DELAY CELLS (freq,freqf): (swfreq/60)+2
35  DELAY CELLS (Vmed,Vmedf): (swfreq/60)+2
36  HISTORY
37  omega {DFLT:theta0*PI/180}
38  theta {DFLT:0.0}
39  freq {DFLT:Freq0}
40  freqf {DFLT:Freq0}
41  UDF {DFLT:1}
42  UQF {DFLT:0}
43  IDF {DFLT:1}
44  IQF {DFLT:0}
45  VDcor {DFLT:1}
46  VQcor {DFLT:0}
47  Vmed {DFLT:1}
48  Vmedf {DFLT:1}
49  Perr {DFLT:0}
50  Qerr {DFLT:0}
51  IDref {DFLT:0}
52  IQref {DFLT:0}
53  Ualfa {DFLT: 0.0}
54  Ubeta {DFLT: 0.0}
55  Uquad {DFLT: 0.0}
56  Dfrq {DFLT: 0.0}
57  P {DFLT:0}
58  Q {DFLT:0}
59  Sva {DFLT:0}
60  Pref2 {DFLT:0}
61  Qref2 {DFLT:0}
62  INIT
63  omega:= twopi*Freq0
64  theta:= theta0*PI/180.0
65  Lfpu:= Lf/1000 -- adequacao de mH para H
66  Vlim:= 1.1
67  Ilim:= 2*0.19341
68  KPLL:= 10.0
69  TPLL:= 0.00125
70  TF2A:= 0.0000070361933
71  modulo:= 0
72  angle:= 0
73  modcur:= 0

```

```

74  angcur:= 0
75  IDref:= 0
76  VDref:= 1
77  VQref:= 0
78  Perr:= 0
79  Qerr:= 0
80  tx:= 0
81  triang:= 0
82  Vref[1..3]:= 0
83  Vpu:= Vrms*1000*sqrt(2/3)
84  Vmed:= Vpu
85  Vmedf:= Vpu
86  Pref2:= 0.1
87  Qref2:= 0.1
88  freq:= Freq0
89  dt:= recip(swfreq)
90  Period:= recip(Freq0)
91  ENDINIT
92  EXEC
93  -----
94  -- Transformada de Park
95  UD:= volt[1]*cos(theta)+volt[2]*cos(theta-a)+volt[3]*cos(theta+a)
96  UQ:= -volt[1]*sin(theta)-volt[2]*sin(theta-a)-volt[3]*sin(theta+a)
97  ID:= curr[1]*cos(theta)+curr[2]*cos(theta-a)+curr[3]*cos(theta+a)
98  IQ:= -curr[1]*sin(theta)-curr[2]*sin(theta-a)-curr[3]*sin(theta+a)
99  claplace(UDF/UD):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.00016|s1)
100 claplace(UQF/UQ):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.00016|s1)
101 claplace(IDF/ID):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.00016|s1)
102 claplace(IQF/IQ):= ((0.666666667)|s0)/(1|s0+0.00016|s1)
103 -- calculo das potencias do inversor
104 P:= (UDF*IDF+UQF*IQF)*1.5
105 Q:= -(UDF*IQF-UQF*IDF)*1.5
106 claplace(P/P):= (1|s0)/(1|s0+0.006366|s1) -- filtro de 25 Hz
107 claplace(Q/Q):= (1|s0)/(1|s0+0.006366|s1) -- filtro de 25 Hz
108 Sva:= sqrt(P*P+Q*Q)
109 -----
110 -- Calculo das malhas do controle droop
111 -- Esperar o sistema estabilizar antes de iniciar o droop da bateria
112 IF t >= 1.0 THEN
113   -- potencia ativa de ref
114   -- filtra a frequencia
115   freqf:= freqf + (delay(freq, dt, 2) - delay(freq, Period+dt, 2))*
   recip(swfreq/60)
116   Pref:= (Fset - (freqf/60))
117   Pref2:= Pref*6      -- ganho proporcional do droop
118   -----
119   -- potencia reativa de ref

```

```

120     Vmed:= 0.666666667*UD
121     -- filtra a tensao
122     Vmedf:= Vmedf + (delay(Vmed, dt, 2) - delay(Vmed, Period+dt, 2))*
recip(swfreq/60)
123     Qref:= (Vset - (Vmedf/Vpu))
124     Qref2:= Qref*6     -- ganho proporcional do droop
125 ELSE -- inicializa com injeção zero
126     Pref2:= 0
127     Qref2:= 0
128 ENDIF
129 -----
130 -- malha externa de potencia
131 Perr:= Pref2 - P/(S*1E6)     -- em pu
132 claplace(IDref/Perr):= (Kpe*Kie|s0 + Kpe|s1)/(0.0|s0 + 1.0|s1) -- PI
133 Qerr:= Qref2 - Q/(S*1E6)     -- em pu
134 claplace(IQref/Qerr):= (-Kpe*Kie|s0 - Kpe|s1)/(0.0|s0 + 1.0|s1) -- PI
135 -- saturacao do modulo de id e iq para injetar o maximo de 2 pu
136 modcur:= sqrt(IDref*IDref+IQref*IQref)
137 IF (abs(IDref)>1E-6) OR (abs(IQref)>1E-6) THEN
138     angcur:= atan2(IQref, IDref)
139 ELSE
140     angcur:= 0
141 ENDIF
142 IF modcur >= Ilim THEN
143     modcur:= Ilim
144 ENDIF
145 IF modcur < 0 THEN
146     modcur:= 0
147 ENDIF
148 IQref:= modcur*sin(angcur)
149 IDref:= modcur*cos(angcur)
150 -----
151 -- malha interna de corrente
152 IDerr:= (IDref-IDF/1000.0)
153 IQerr:= (IQref-IQF/1000.0)
154 claplace(VDcor/IDerr):= (Kpi*Kii|S0 + Kpi|S1)/(0.0|S0 + 1.0|S1) -- PI
155 claplace(VQcor/IQerr):= (Kpi*Kii|S0 + Kpi|S1)/(0.0|S0 + 1.0|S1) -- PI
156 VDref:= (UDF/1000.0-(IQF/1000.0)*omega*Lfpu+VDcor)*(2000/9000)
157 VQref:= (UQF/1000.0+(IDF/1000.0)*omega*Lfpu+VQcor)*(2000/9000)
158 -----
159 -- saturacao do modulo de vd e vq
160 modulo:= sqrt(VDref*VDref+VQref*VQref)
161 IF (abs(VDref)>1E-6) OR (abs(VQref)>1E-6) THEN
162     angle:= atan2(VQref, VDref)
163 ELSE
164     angle:= 0
165 ENDIF

```

```

166 IF modulo >= Vlim THEN
167     modulo:= Vlim
168 ENDIF
169 IF modulo < 0 THEN
170     modulo:= 0
171 ENDIF
172 Vqnew:= 4500*modulo*sin(angle)
173 Vdnew:= 4500*modulo*cos(angle)
174 -----
175 -- gerar os sinais de tensao ABC para as fontes
176 Vref[1]:= (Vdnew*cos(theta)-Vqnew*sin(theta))
177 Vref[2]:= (Vdnew*cos(theta-a)-Vqnew*sin(theta-a))
178 Vref[3]:= (Vdnew*cos(theta+a)-Vqnew*sin(theta+a))
179 -----
180 -- PLL usando alfa beta
181 -- clarke
182 Ualfa:= 0.333333333*(2.0*volt[1] - volt[2] - volt[3]) -- /3
183 Ubeta := 0.577350269*(volt[2] - volt[3]) -- sqrt(3)/3
184 claplace(Ualfa/Ualfa):= ((1.0|s0)/(1|s0+0.00016|s1) -- filtro 1 kHz
185 claplace(Ubeta/Ubeta):= ((1.0|s0)/(1|s0+0.00016|s1) -- filtro 1 kHz
186 -- normalizar os valores
187 Upeak:= sqrt(Ualfa*Ualfa + Ubeta*Ubeta)
188 Ualfa:= Ualfa / Upeak
189 Ubeta:= Ubeta / Upeak
190 -- converter para dq
191 Uquad:= KPLL*(Ubeta * cos(theta) - Ualfa * sin(theta))
192 claplace(Dfrq/Uquad):= (1.0|s0 + TF2A|s2)/(1.0|s0 + TPLL|s1 + TF2A|s2)
193 -- calcular a frequencia instantanea no sinal
194 freq:= Freq0 + Dfrq
195 claplace(freq/freq):= (1|s0)/(1|s0+0.005305164|s1) -- filtro de 30 Hz
196 omega:= twopi * freq
197 -- integrar a velocidade angular para calcular o angulo de fase
198 claplace(theta/omega):= (1.0|s0)/(1.0|s1) -- integral de wt
199 -- limitar theta entre 0 e dois PI
200 IF theta>twopi THEN
201     theta:= theta-twopi
202 ENDIF
203 ENDEXEC
204 ENDMODEL

```

PLACA DE CONDICIONAMENTO DE SINAIS

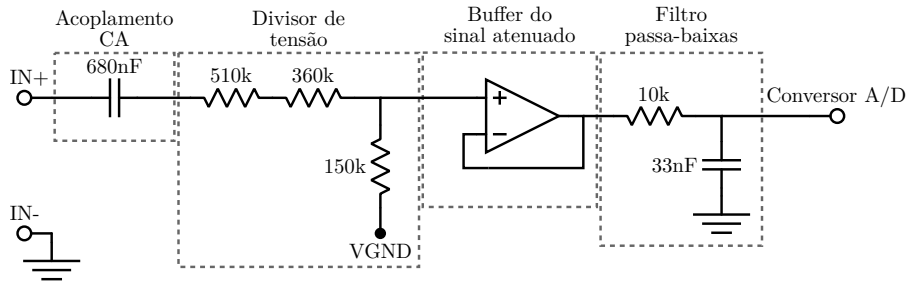
Este apêndice descreve todos os componentes e circuitos para a construção da placa de condicionamento de sinais utilizada para os testes de bancada.

C.1 Circuito de condicionamento do sinal

De modo a conseguir utilizar todo o intervalo das saídas analógicas do RTDS, elaborou-se um circuito de condicionamento dos sinais de entrada para o microcontrolador. A princípio, o sinal passa por um capacitor acoplador de Corrente Alternada (CA) para remover possíveis componentes CC do sinal de entrada. Em seguida, o sinal de entrada passa por um divisor de tensão, reduzindo a amplitude do sinal de ± 10 V pico para $\pm 1,5$ V pico. Nesta mesma etapa, soma-se ao sinal uma componente CC (denominado de terra virtual, VGND) com valor de 1,5 V para que o sinal de entrada tenha sua amplitude deslocada para o intervalo entre 0 e 3 V, que corresponde à faixa de tensão suportada pelo ADC. Na sequência, o sinal passa por um amplificador operacional na configuração de *buffer*, garantindo que a tensão lida após o divisor de tensão não seja alterada pela impedância de entrada do ADC. Por fim, um filtro passa-baixas de primeira ordem com frequência de corte igual a 480 Hz filtra o sinal, limitando a banda do sinal e eliminando parte do ruído que pode estar presente nele. O esquema do circuito de condicionamento do sinal está apresentado na Figura 40.

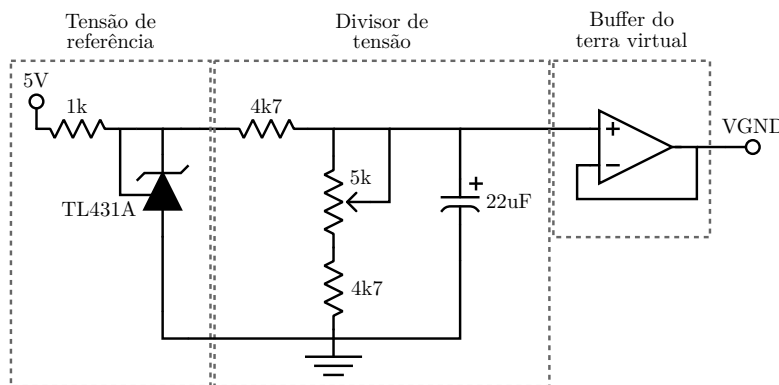
O circuito de geração do sinal de terra virtual é apresentado na Figura 41. Primeiramente, o circuito integrado TL431A gera um sinal de referência com amplitude de 2,5 V. Então, utilizando um divisor de tensão ajustável, o terra virtual é ajustado para 1,5 V (metade da tensão máxima do ADC). Finalmente, o sinal passa por um circuito de *buffer* para que a referência não seja afetada por variações no restante do circuito. Apenas um circuito de terra virtual seria suficiente para todas as entradas da placa, porém, utilizou-se 2 circuitos para isolar a leitura dos sinais de tensão dos de corrente.

Figura 40 – Circuito de condicionamento dos sinais de entrada da placa montada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

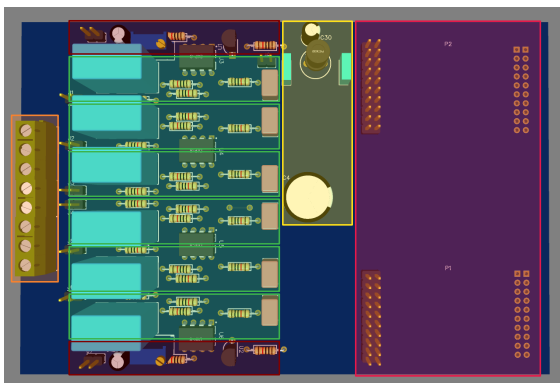
Figura 41 – Circuito de geração do sinal de referência do terra virtual da placa montada.



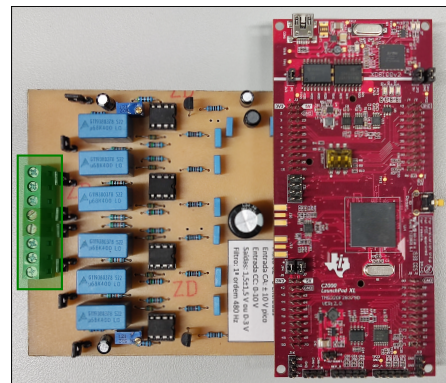
Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a construção final da placa, o circuito de condicionamento do sinal de entrada foi replicado para todos os sinais de entrada (V_a , V_b , V_c , I_a , I_b e I_c). Além disso, toda a alimentação da placa é fornecida pelo circuito de 5 V do microcontrolador, o qual é decorrente do conector USB. Contudo, para garantir uma alimentação estável para todos os circuitos de adequação do sinal, utilizou-se um filtro CLC de terceira ordem e um capacitor eletrolítico de $2200\mu\text{F}$ para manter a alimentação estável. A placa construída está ilustrada na Figura 42, com destaque para a conexão de entrada dos sinais (laranja), circuito de adequação (verde), geração do sinal de referência do terra virtual (marrom), conexão do microcontrolador (vermelho), e alimentação da placa (amarelo).

Figura 42 – Visão geral da placa construída para os testes em tempo real mostrando (a) os circuitos e (b) a placa física.



(a)

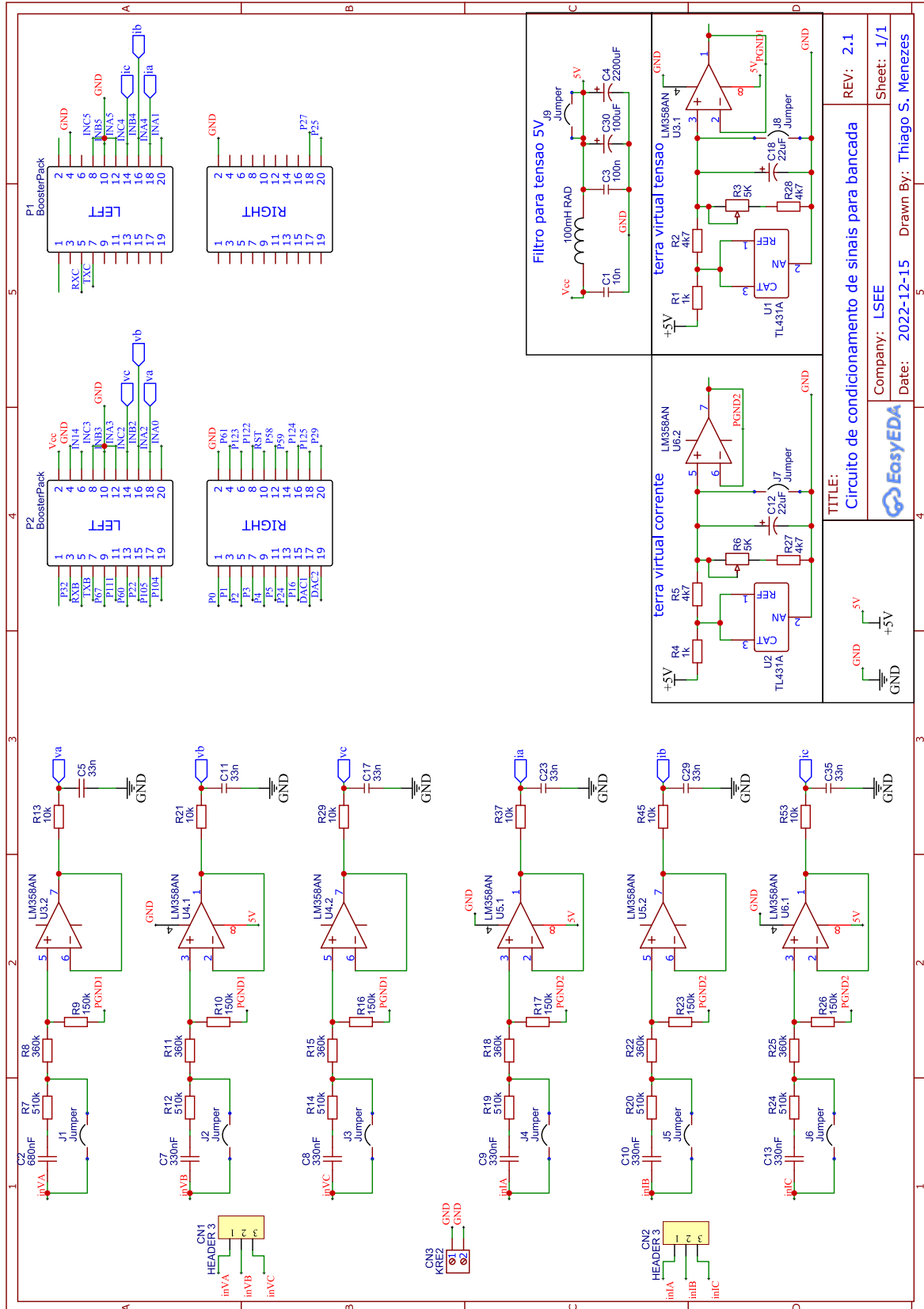


(b)

Fonte: Elaborada pelo autor.

O esquemático completo da placa de condicionamento dos sinais de entrada é apresentado na Figura 43.

Figura 43 – Esquemático da placa para condicionamento de sinal.



Fonte: Elaborada pelo autor.

No esquemático da placa é possível visualizar vários *jumpers*. Eles são utilizados para alterar a placa entre os modos de entrada para sinais de CA e CC. Quando os *jumpers* estão abertos, a placa fica no modo de entrada para sinais CA e o ganho do divisor de tensão é de ± 10 V pico para $\pm 1,5$ V pico. Já, quando os *jumpers* são fechados, a placa fica no modo de sinais de entrada CC e a placa converte sinais de entrada de 0-10 V para 0-3 V. Nesta configuração, o capacitor de entrada e o deslocamento do terra virtual são removidos.

For fim, as entradas do ADC do microcontrolador foram configuradas para amostragem com 16 bits de resolução. A Tabela 28 mostra a relação dos pinos do microcontrolador com os sinais de entrada.

Tabela 28 – Relação das conexões dos sinais de entrada nos pinos do microcontrolador.

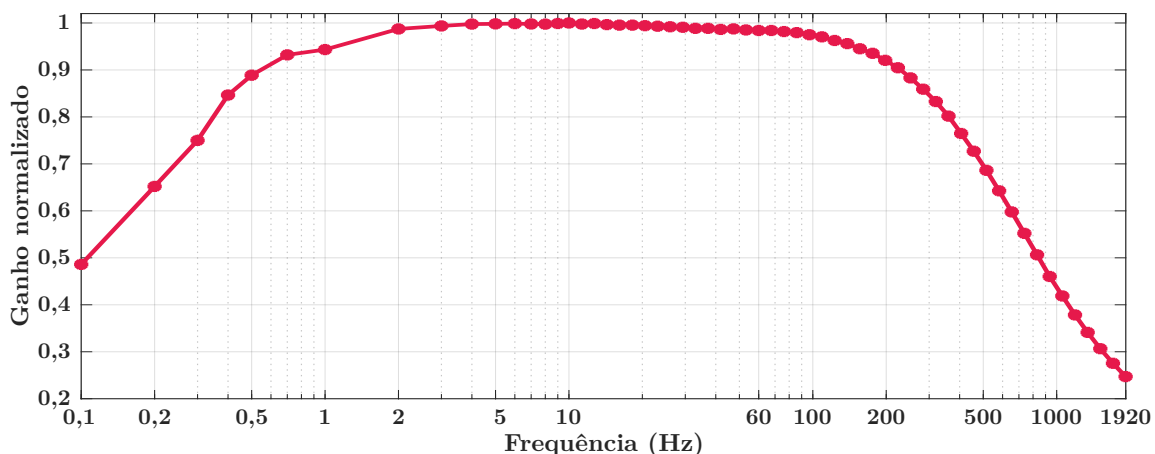
Sinal	Conversor interno	Pino
V_a	ADCINA2	29
V_b	ADCINB2	28
V_c	ADCINC2	27
I_a	ADCINA4	69
I_b	ADCINB4	68
I_c	ADCINC4	67

Fonte: Elaborada pelo autor.

C.2 Resposta em frequência dos filtros

O conjunto do filtro de acoplamento CA e o filtro passa-baixas se comporta como um filtro passa-faixa. Com isso, os sinais de baixa e alta frequências são atenuados, permitindo apenas a passagem de componentes próximos à frequência de 60 Hz. Na Figura 44 é possível visualizar esse comportamento normalizado do filtro, já nos testes de bancada do circuito.

Figura 44 – Ganho normalizado equivalente dos filtros físicos do circuito de adequação do sinal.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A faixa de passagem do filtro com ganho próximo ao unitário é entre 2 Hz e 100 Hz. Deste modo, espera-se que o filtro físico em combinação com o método proposto de mitigação da componente CC com decaimento exponencial consigam minimizar os ruídos e distorções dos sinais de entrada. Uma vez que a resposta em frequência dos filtros é fixa, o ganho e a defasagem angular para 60 Hz foram medidos para cada uma das entradas das 4 placas montadas e estão apresentadas na Tabela 29 juntamente com o deslocamento CC inserido no terra virtual.

Tabela 29 – Relação dos ganhos, defasagem angular, e deslocamentos em 60 Hz para todas as placas.

Placas	Entrada	Ganho em 60 Hz	Defasagem Angular	Deslocamento
Placa 1	V_a	0,13341799	-6,74°	1,5000 V
	V_b	0,13246833	-6,70°	1,5020 V
	V_c	0,13241654	-6,82°	1,5008 V
	I_a	0,13188678	-6,69°	1,5010 V
	I_b	0,13166407	-6,63°	1,4999 V
	I_c	0,13202600	-6,80°	1,5004 V
Placa 2	V_a	0,13313827	-6,70°	1,5000 V
	V_b	0,13164137	-6,82°	1,5005 V
	V_c	0,13289261	-6,86°	1,5005 V
	I_a	0,13214675	-6,86°	1,5006 V
	I_b	0,13330890	-6,70°	1,5000 V
	I_c	0,13376777	-6,69°	1,5022 V
Placa 3	V_a	0,13298790	-7,03°	1,4999 V
	V_b	0,13289476	-7,04°	1,5000 V
	V_c	0,13235410	-6,70°	1,5000 V
	I_a	0,13172353	-6,99°	1,5000 V
	I_b	0,13324919	-6,76°	1,4996 V
	I_c	0,13375316	-6,92°	1,5005 V
Placa 4	V_a	0,13352575	-7,09°	1,5005 V
	V_b	0,13359322	-6,88°	1,5015 V
	V_c	0,13311864	-6,70°	1,5010 V
	I_a	0,13281784	-7,01°	1,5005 V
	I_b	0,13299311	-6,65°	1,4995 V
	I_c	0,13267347	-7,04°	1,5006 V

Fonte: Elaborada pelo autor.

DADOS DO SISTEMA TESTE

Este anexo apresenta os componentes modelados no ambiente do programa ATP/ATP-Draw para o sistema de teste europeu de média tensão do CIGRE, apresentado no Capítulo 5, seção 5.1 na Figura 18.

A.1 Sistema elétrico

A Tabela 30 apresenta os valores de resistência, indutância e capacitância de sequência positiva e zero dos condutores de cada um dos trechos de linhas do sistema.

Tabela 30 – Dados dos trechos de linha do sistema e seu comprimento.

Trecho de linha		R_1	X_1	C_1	R_0	X_0	C_0	L
De	Até	[Ω/km]	[mH/km]	[$\mu\text{F}/\text{km}$]	[Ω/km]	[mH/km]	[$\mu\text{F}/\text{km}$]	[km]
1	2	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	2,82
2	3	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	4,42
3	4	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,61
4	5	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,56
5	6	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,54
6	7	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,24
7	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,67
8	9	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,32
9	10	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,77
10	11	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,33
11	4	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,49
3	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,30
12	13	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	4,89
13	14	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	2,99
14	8	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	2,00

Fonte: Adaptada de CIGRÉ Task Force C6.04 (2014).

As cargas presentes no sistema são de perfil residencial e comercial/industrial. O valor da potência nominal de cada uma das cargas conectadas às barras do sistema estão apresentadas na Tabela 31. Ressalta-se que a barra 2 do sistema não possui nenhuma carga conectada, sendo apenas uma barra de passagem.

Tabela 31 – Potências das cargas em cada uma das barras do sistema.

Barra	Residencial		Comercial/Industrial	
	Potência Aparente [kVA]	Fator de potência	Potência Aparente [kVA]	Fator de potência
1	15300	0,98	5100	0,95
3	285	0,97	265	0,85
4	445	0,97	-	-
5	750	0,97	-	-
6	565	0,97	-	-
7	-	-	90	0,85
8	605	0,97	-	-
9	-	-	675	0,85
10	490	0,97	80	0,85
11	340	0,97	-	-
12	15300	0,98	5280	0,95
13	-	-	40	0,85
14	215	0,97	390	0,85

Fonte: CIGRÉ Task Force C6.04 (2014).

Os dois transformadores de cada um dos alimentadores possuem os mesmos valores de tensão e potência nominal, mas possuem valores diferentes de *tap* no secundário. Os dados de tensão, *tap*, resistência e indutância referidas ao secundário e potência nominal de cada um dos transformadores estão apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 – Parâmetros dos transformadores dos alimentadores.

Barramentos		V_1	V_2	$V_{2,tap}$	R_t	X_t	S_n
Primário	Secundário	[kV]	[kV]	[%]	[Ω]	[mH]	[MVA]
0	1	110	20	6,250	0,016	6,111	25
0	12	110	20	3,125	0,016	6,111	25

Fonte: Adaptada de CIGRÉ Task Force C6.04 (2014).

A.2 Gerador síncrono

As especificações elétricas e mecânicas do GS utilizado neste estudo estão reunidas na Tabela 33. Apesar de na referência original não haver um valor para a constante de tempo transitória de eixo de quadratura, utilizou-se o valor de 0,7 s, visto que segundo Kundur, Balu e Lauby (1994) este é um valor típico para o tipo da máquina modelada.

Tabela 33 – Dados elétricos e mecânicos da máquina síncrona.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
S_n	5 MVA	U_n	13,8 kV
f	60 Hz	P	4 pólos
ω_s	188,5 rad/s	R_a	0,0052 pu
x_L	0,2 pu	x_d	2,86 pu
x_q	2,0 pu	x'_d	0,7 pu
x'_q	0,85 pu	x''_d	0,22 pu
x''_q	0,2 pu	T'_{d0}	3,4 s
T'_{q0}	0,7 s	T''_{d0}	0,01 s
T''_{q0}	0,05 s	H	2,9 s

Fonte: Adaptada de Katiraei, Iravani e Lehn (2005).

onde,

S_n é a potência aparente nominal do gerador;

U_n é a tensão nominal de saída;

f é a frequência do gerador;

P é o número de polos;

ω_s é a velocidade síncrona do gerador;

R_a é a resistência de armadura;

x_L é a reatância de dispersão da armadura;

x_d é a reatância de eixo direto;

x_q é a reatância de eixo de quadratura;

x'_d é a reatância transitória de eixo direto;

x'_q é a reatância transitória de eixo de quadratura;

x''_d é a reatância sub-transitória de eixo direto;

x''_q é a reatância sub-transitória de eixo de quadratura;

T'_{d0} é a constante de tempo transitória de eixo direto;

T'_{q0} é a constante de tempo transitória de eixo de quadratura;

T''_{d0} é a constante de tempo sub-transitória de eixo direto;

T''_{q0} é a constante de tempo sub-transitória de eixo de quadratura; e

H é a constante de inércia.



EESC • USP