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

Gabriella Pinheiro dos Santos

**Análise e Desenvolvimento de uma Proteção Baseada em
Tensão Contra Curtos-Circuitos em Microrredes de
Corrente Alternada**

São Carlos – SP
2021

Gabriella Pinheiro dos Santos

**Análise e Desenvolvimento de uma Proteção Baseada em
Tensão Contra Curtos-Circuitos em Microrredes de
Corrente Alternada**

Dissertação 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 Mestra em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Assoc. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos – SP

2021

**Trata-se da versão corrigida da dissertação. 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).

S237a	<p>Santos, Gabriella Pinheiro</p> <p>Análise e Desenvolvimento de uma Proteção Baseada em Tensão Contra Curtos-Circuitos em Microrredes de Corrente Alternada / Gabriella Pinheiro Santos; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São Carlos, 2021.</p> <p>Dissertação (Mestrado) - 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, 2021.</p> <p>1. Geração Distribuída. 2. Microrredes. 3. Proteção de Sistemas Elétricos. 4. Sistemas de Armazenamento de Energia. I. Título.</p>
-------	--

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **GABRIELLA PINHEIRO DOS SANTOS**.

Título da dissertação: "Análise e desenvolvimento de uma proteção baseada em tensão contra curtos-circuitos em microrredes de corrente alternada".

Data da defesa: 18/08/2021.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

Aprovada

Profa. Dra. **Nubia Silva Dantas Brito**
(Universidade Federal de Campina Grande/UFCG)

Aprovada

Prof. Dr. **Tiago Rodarte Ricciardi**
(Universidade de Campinas/UNICAMP)

Aprovada

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Dr. **João Bosco Augusto London Junior**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Maria e Márcio por sempre acreditarem em mim, apesar das dificuldades, e por serem fonte de força e inspiração para que eu nunca desistisse.

Aos meus irmãos Marcus e Rafaella, à minha avó Maria José e aos demais familiares pelo apoio e por se fazerem presente em tempos de distanciamento social.

Ao meu companheiro Pedro por todo tempo que esteve ao meu lado, pela confiança, reciprocidade e por me acalmar e me fazer sorrir, até mesmo nos dias mais difíceis.

Aos meus amigos de infância e de graduação. Em especial, à minha amiga e irmã Analu que torna meus dias mais leves e sempre esteve ao meu lado, independente de distância ou tempo.

Às minhas companheiras do WIE (IEEE - Women in Engineering) e todas mulheres inspiradoras que fizeram parte da minha trajetória, por todo incentivo e apoio.

A todos os colegas e amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) pelo companheirismo durante o período de mestrado. Gostaria também de agradecer ao meu orientador Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior pelo apoio, paciência, confiança e orientação.

Por fim, agradeço ao suporte financeiro fornecido pela Fundação Parque Tecnológico de Itaipu (FPTI-BR) e ao Dr. Artur Bohnen Piardi pela supervisão e solicitude durante o desenvolvimento deste trabalho.

*“segure as pontas
que você dá conta, mulher
você não cogitou ir tão longe
e mesmo assim conseguiu
é arrebatador
traçar o próprio roteiro”
(Ryane Leão, Tudo nela brilha e queima)*

RESUMO

SANTOS, G. P.. **Análise e Desenvolvimento de uma Proteção Baseada em Tensão Contra Curtos-Circuitos em Microrredes de Corrente Alternada**. 113 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2021.

Esta dissertação de mestrado propõe analisar uma nova proteção baseada em tensão para detectar curtos-circuitos em microrredes, observando parâmetros como configurações operativas, coordenação e seletividade. Para isso, o sistema de 14 barras do CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) foi simulado no *software* PSCAD/EMTDC, considerando a conexão de um gerador síncrono, um painel fotovoltaico e um sistema de armazenamento baseado em baterias. As análises foram realizadas variando os modos de operação da microrrede (conectada ou ilhada) e a conexão dos recursos energéticos distribuídos. Foram aplicados todos os tipos de falta, variando a barra em falta, a resistência de falta e o ângulo de incidência da falta. As simulações evidenciaram a melhoria da atuação do método proposto em relação ao método de proteção convencional. As melhorias observadas relacionam-se com o aumento de atuações corretas dos relés de proteção secundária, a redução do tempo de atuação da proteção primária e o aumento dos casos em que houve coordenação. Destaca-se que o método se mostrou promissor para a aplicação em microrredes, com potencial de melhoria dependente do método de direcionalidade implementado em conjunto.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Microrredes. Proteção de Sistemas Elétricos. Sistemas de Armazenamento de Energia.

ABSTRACT

SANTOS, G. P.. **Analysis and Development of a Voltage-Based Protection Against Short-Circuit in Alternating Current Microgrids**. 113 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2021.

This master's degree thesis analyzes new voltage-based protection to detect short-circuits in microgrids. The protection system was evaluated with criteria of operational settings, coordination, and selectivity. So, the CIGRE 14-bar system (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) was simulated in the PSCAD/EMTDC software, considering the connection of a synchronous generator, a photovoltaic system, and a battery energy storage system. The studies were carried out varying the modes of operation of the microgrid (connected or islanded) and the connection of distributed energy resources. There were applied faults with variations of the type, the bus, the resistance, and the fault incidence angle. The simulations showed an improvement in the operation of the proposed method besides the conventional protection. These improvements are related to the increase in the correct operation of secondary relays, the reduction in trip time of primary relays, and the increase in coordination. The proposed method was promising for microgrid protection and could be improved depending on the directional method implemented.

Keywords: Distributed Generation. Energy Storage System. Microgrids. Power System Protection.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Diagrama simplificado de uma microrrede.	8
Figura 2 – Subsistemas de um sistema de proteção convencional.	13
Figura 3 – Arquitetura de um relé digital.	15
Figura 4 – Modelo de curva de relé de sobrecorrente instantâneo.	16
Figura 5 – Modelo de curva de relé de sobrecorrente temporizado de tempo inverso. . .	16
Figura 6 – Perda de sensibilidade dos dispositivos de proteção.	20
Figura 7 – Perda de coordenação dos dispositivos de proteção.	21
Figura 8 – Atuação desnecessária dos dispositivos de proteção.	21
Figura 9 – Curvas de atuação: Variação do parâmetro m	36
Figura 10 – Fluxograma de acionamento do relé proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019).	37
Figura 11 – Fluxograma de acionamento do relé baseado em tensão proposto.	39
Figura 12 – Fluxograma de desenvolvimento do trabalho.	43
Figura 13 – Esquemático do sistema elétrico de estudo.	44
Figura 14 – Malha de controle de potência reativa e de tensão do gerador síncrono. . . .	46
Figura 15 – Malha de controle de potência ativa e de velocidade do gerador síncrono. . .	47
Figura 16 – Modelo completo do Sistema Fotovoltaico.	47
Figura 17 – Modelo médio equivalente ao Sistema Fotovoltaico.	48
Figura 18 – Diagrama de blocos da lógica de controle PQ utilizada.	49
Figura 19 – Modelo completo do SAEB.	49
Figura 20 – Diagrama de blocos do controle de tensão e frequência do SAEB.	50
Figura 21 – Posicionamento dos relés utilizados na proteção convencional.	51
Figura 22 – Zonas de Proteção - Proteção de Sobrecorrente.	51
Figura 23 – Posicionamento dos relés utilizados na proteção baseada em tensão.	53
Figura 24 – Zonas de proteção dos relés reversos.	54
Figura 25 – Mapeamento de Tensão para o Cenário Base.	60
Figura 26 – Oscilografia de tensão no relé R-56 para falta trifásica franca na barra 6. . .	60
Figura 27 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR0GS.	61
Figura 28 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR0RED.	62
Figura 29 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR1GS.	63
Figura 30 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR1FV.	63
Figura 31 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR1RED.	64
Figura 32 – Desempenho dos relés R-34 e R-38 - Método Proposto.	67

Figura 33 – Limitação de corrente de R-34 (Falta AT na Barra 6 com $R_f = 40 \, \Omega$ no Cenário MR0GS) - Método Proposto.	68
Figura 34 – Operação incorreta de R-38 (Falta AT franca na Barra 2 no Cenário MR1RED) - Método Proposto.	68
Figura 35 – Desempenho dos relés de proteção primária - Método Proposto.	69
Figura 36 – Desempenho dos relés reversos - Método Proposto.	70
Figura 37 – Falha por limitação de tensão R-54 (Falta AT na Barra 7 com $R_f = 40 \, \Omega$ no Cenário MR1RED)- Método Proposto.	71
Figura 38 – Falha por limitação de direcionalidade R-83 (Falta AT na Barra 2 com $R_f = 20 \, \Omega$ no Cenário MR1RED) - Método Proposto.	71
Figura 39 – Coordenação entre os pares de relés - Método Proposto.	73
Figura 40 – Desempenho dos relés R-34 e R-38 - Método PTJ.	75
Figura 41 – Desempenho dos relés de proteção primária - Método PTJ.	76
Figura 42 – Atuação durante o ilhamento R-87 - Método PTJ.	77
Figura 43 – Desempenho dos relés reversos - Método PTJ.	78
Figura 44 – Limitação por tensão e corrente R-83 (Falta AT com $R_f = 30 \, \Omega$ na Barra 5 no Cenário MR1RED) - Método PTJ.	79
Figura 45 – Coordenação entre os pares de relés - Método PTJ.	80
Figura 46 – Desempenho dos relés do Método Convencional.	81
Figura 47 – Corrente de R-34 para faltas trifásicas na Barra 6 (MR1RED e MR0RED).	83
Figura 48 – Tempo de atuação dos relés de proteção primária - Método Convencional.	83
Figura 49 – Coordenação entre os pares de relés - Método Convencional.	85
Figura 50 – Taxa de Acerto Geral.	85
Figura 51 – Coordenação entre os pares de relés - Estudo Comparativo.	86
Figura 52 – Aferição individual dos relés de teste.	106
Figura 53 – Aferição dos relés de teste.	106
Figura 54 – Porcentagem de acerto do Método Proposto - Microrrede Conectada.	108
Figura 55 – Porcentagem de acerto do Método Proposto - Microrrede Ilhada.	109
Figura 56 – Porcentagem de acerto do Método PTJ - Microrrede Conectada.	110
Figura 57 – Porcentagem de acerto do Método PTJ - Microrrede Ilhada.	111
Figura 58 – Porcentagem de acerto do Método Convencional - Microrrede Conectada.	112
Figura 59 – Porcentagem de acerto do Método Convencional - Microrrede Ilhada.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Constantes das curvas de tempo inverso definidas pela IEC 255-3.	17
Tabela 2 – Principais características dos estudos de proteção do Grupo 1.	33
Tabela 3 – Principais características dos estudos de proteção do Grupo 2.	33
Tabela 4 – Relação de transformação dos TCs.	51
Tabela 5 – Pares de relés coordenados do sistema base.	52
Tabela 6 – Pares de relés coordenados - Proteção baseada em tensão.	54
Tabela 7 – Relação de transformação dos TCs do método baseado em tensão.	55
Tabela 8 – Situações de falta analisadas.	56
Tabela 9 – Descrição dos cenários de operação da MR.	56
Tabela 10 – Pares de relés coordenados - Proteção convencional.	57
Tabela 11 – Limiares de tensão e correntes.	65
Tabela 12 – Parâmetros do relé baseado em tensão.	65
Tabela 13 – Intervalo de tempo de atuação entre os pares de relés - Método Proposto. . .	72
Tabela 14 – Intervalo de tempo de atuação entre os pares de relés - Método PTJ.	79
Tabela 15 – Corrente de <i>pick-up</i> dos relés de sobrecorrente instantânea.	80
Tabela 16 – Ajustes dos relés de sobrecorrente de tempo inverso.	81
Tabela 17 – Intervalo de tempo de atuação entre os pares de relés - Método Convencional. .	84
Tabela 18 – Coordenação geral dos métodos de proteção.	86
Tabela 19 – Desempenho Geral dos Métodos.	87
Tabela 20 – Parâmetros das linhas do sistema de estudo.	99
Tabela 21 – Parâmetros dos transformadores utilizados no sistema de estudo.	100
Tabela 22 – Parâmetros das cargas presentes no sistema de estudo.	100
Tabela 23 – Parâmetros do gerador síncrono.	101
Tabela 24 – Parâmetros do regulador de excitação.	102
Tabela 25 – Parâmetros do regulador de velocidade.	102
Tabela 26 – Ganhos do controle PQ do SFV.	102
Tabela 27 – Parâmetros do filtro LCL utilizado no SFV.	103
Tabela 28 – Ganhos do controle PQ do SAEB.	103
Tabela 29 – Parâmetros do filtro LCL utilizado no SAEB.	103
Tabela 30 – Ajustes utilizados na aferição do relé baseado em tensão.	105

LISTA DE SIGLAS

CFT	Conversor Fonte de Tensão
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
GBI	Gerador Baseado em Inversor
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
ITA	Intervalo de Tempo de Atuação
MR	Microrrede
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PID	Proporcional-Integrativo-Derivativo
PTJ	Proteção Baseada em Tensão Proposta em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019)
PQ	Potências Ativa e Reativa
RPPM	Rastreador de Ponto de Potência Máxima
RED	Recurso Energético Distribuído
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
SFV	Sistema Fotovoltaico
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria
TP	Transformador de Potencial
TC	Transformador de Corrente
TDS	<i>Time Dial Settings</i>
Vf	Tensão e Frequência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	3
1.2	Contribuições do Trabalho	3
1.3	Estrutura do Trabalho	3
1.4	Publicações	4
2	MICRORREDES E PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE: CONCEITOS E OPERAÇÃO	5
2.1	Definição de Microrredes	5
2.2	Características Operativas de Microrredes	9
2.3	Sistemas de Proteção	12
2.3.1	Relé Digital	14
2.3.2	Estratégias de Proteção Convencional	15
2.3.2.1	Proteção de Sobrecorrente	15
2.3.2.2	Proteção Direcional	17
2.3.2.3	Proteção de Sequência Zero ou Negativa	18
2.3.2.4	Coordenação entre Relés de Proteção	19
2.3.3	Desafios da Proteção Convencional	20
3	PROTEÇÃO DE MICRORREDES: ESTADO DA ARTE	25
3.1	Proteção adaptativa	26
3.2	Proteção baseada em tensão	29
3.3	Síntese Bibliográfica	32
4	MÉTODO PROPOSTO	35
4.1	Proteção Baseada em Tensão - Método Jamali e Borhani-Bahabadi	35
4.1.1	Critérios de Atuação	36
4.1.2	Parametrização dos Relés Baseados em Tensão	37
4.2	Proteção Proposta	38
4.2.1	Critérios de Atuação - Método Proposto	38
4.2.2	Parametrização dos Relés - Método Proposto	40
4.3	Síntese Comparativa dos Métodos	42
5	METODOLOGIA	43

5.1	Caracterização da Microrrede	44
5.1.1	Sistema elétrico	44
5.1.2	Gerador Síncrono	46
5.1.3	Sistema Fotovoltaico	47
5.1.4	Elementos armazenadores de energia	48
5.2	Proteção Convencional de Sobrecorrente	50
5.3	Proteção Baseada em Tensão	53
5.4	Aplicação de Falhas e Análise dos Sistemas de Proteção	56
5.4.1	Coordenação das Proteções	57
6	RESULTADOS	59
6.1	Mapeamento de Tensão	59
6.2	Método Proposto	64
6.2.1	Porcentagem de Acerto	65
6.2.2	Coordenação	71
6.3	Método de Jamali e Borhani-Bahabadi	73
6.3.1	Porcentagem de Acerto	73
6.3.2	Coordenação	77
6.4	Método de Sobrecorrente Convencional	80
6.4.1	Porcentagem de Acerto	80
6.4.2	Coordenação	84
6.5	Estudo Comparativo	85
6.6	Síntese dos Resultados	87
7	CONCLUSÕES	89
	REFERÊNCIAS	91
	APÊNDICE A PARÂMETROS DA MICRORREDE	99
	APÊNDICE B PARÂMETROS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRI- BUÍDOS	101
B.1	Gerador Síncrono	101
B.2	Sistema Fotovoltaico	102
B.3	Sistema de Armazenamento a Baterias	103
	APÊNDICE C AFERIÇÃO DOS RELÉS BASEADOS EM TENSÃO	105
	APÊNDICE D PORCENTAGEM DE ACERTO	107

INTRODUÇÃO

A conexão de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), incluindo geradores distribuídos e sistemas de armazenamento, está cada vez mais presente nos sistemas de energia elétrica modernos. Essa tendência de crescimento está relacionada com o aumento da demanda por eletricidade, a necessidade de diversificar a matriz energética, o interesse na melhoria da confiabilidade e resiliência dos sistemas elétricos, bem como com a necessidade de redução da emissão de gases do efeito estufa nos processos de geração de energia elétrica (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). Neste contexto, surge um novo paradigma de operação de redes de distribuição, a fim de maximizar os benefícios observados pela conexão da Geração Distribuída (GD) ao sistema, originando o conceito de Microrredes (Microrredes (MRs)) (DOE, 2012).

De modo geral, as MRs podem ser definidas como a integração entre geradores distribuídos, sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis, conectados ao sistema por meio de um ponto de acoplamento comum (CIGRE, 2015). As MRs possuem a capacidade de operar segmentada do sistema, de forma autônoma, sem que o desempenho do restante da rede seja comprometido (LASSETER, 2002). Com isso, a demanda de cargas da MR é suprida, mesmo em situações de perturbações ou contingências programadas do sistema de distribuição, apresentando uma superioridade em relação ao sistema convencional quanto à confiabilidade da operação perante essas situações (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009). Além do aumento da confiabilidade, no contexto de *smart grids*, as MRs podem melhorar a qualidade do fornecimento de energia e a eficiência do sistema (TON; SMITH, 2012).

Projetos-piloto de MRs foram implantados com sucesso em países como Estados Unidos, Japão, Espanha, Finlândia e Alemanha (BREARLEY; PRABU, 2017). Apesar dos benefícios observados pela aplicação de MRs nos sistemas elétricos modernos, a implementação em larga escala é limitada pelos desafios técnicos como proteção, qualidade da energia, controle, estabilidade e gerenciamento de energia. Do ponto de vista da proteção, deve-se garantir a integridade das cargas e da GD, permitindo a operação adequada da MR, mesmo em situações de

falta, picos de tensão ou sobrecargas, tanto na operação conectada à rede principal quanto ilhada. Os ilhamentos das MRs podem ser intencionais, como no caso de manutenções programadas na rede ou não intencionais, decorrentes de uma falta na rede principal. No último caso, a proteção deve atuar de tal forma que a MR seja ilhada por meio da abertura de uma chave rápida posicionada no terminal do ponto de acoplamento comum. Com isso, a operação da MR é readequada, a fim de atingir os requisitos de operação do sistema ilhado.

As variações de operação não previsíveis de uma MR geram desafios para os sistemas de proteção. Dentre os desafios destaca-se que as principais fontes de abastecimento de energia elétrica nos sistemas de transmissão e distribuição possuem capacidade de curto-circuito superior em relação à observada por pequenos geradores distribuídos, como os conectados às MRs. Com isso, a corrente de curto-circuito medida nos dispositivos de proteção em uma MR isolada é significativamente inferior à corrente de curto-circuito observada pela operação da MR conectada ao sistema. Além disso, o tipo, modo de operação, quantidade e localização dos REDs, bem como a topologia da MR também podem influenciar as correntes de falta, tornando os sistemas de proteção convencionais (baseados em sobrecorrente) inadequados para os novos paradigmas de operação dos sistemas de distribuição modernos.

Neste contexto, diversos trabalhos foram desenvolvidos com o intuito de propor novas estratégias de proteção aplicadas em MRs. Dentre as estratégias de proteção de MR destacam-se as proteções adaptativas (BHATTARAI *et al.*, 2015; PAPASPILOTPOULOS *et al.*, 2017; MUDA; JENA, 2017) e as proteções baseadas em tensão (SALEH *et al.*, 2015; JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2019; MISHRA; PRADHAN; BAJPAI, 2020). Embora as estratégias de proteção baseadas em tensão tenham apresentado resultados satisfatórios para as operações de MR ilhadas e conectadas, não há uma avaliação minuciosa dessas proteções considerando estudos detalhados de coordenação e seletividade. Dessa forma, uma investigação mais detalhada torna-se necessária para avaliar adequadamente essas estratégias de proteções.

Neste trabalho, propõe-se uma proteção de MRs utilizando uma estratégia de proteção adaptativa baseada em tensão. Para avaliar o desempenho, realizou-se um estudo comparativo entre o Método Proposto, o Método de Sobrecorrente Convencional e o Método de Proteção Baseada em Tensão Proposta em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) (PTJ). Para que os cenários de estudo representassem as possibilidades de operação de uma MR, variaram-se os tipos e potências dos geradores distribuídos conectados ao sistema, bem como o modo de operação da MR (ilhada e conectada). Foram realizados estudos minuciosos acerca da seletividade e coordenação desses métodos, a fim de verificar o potencial das estratégias de proteção baseadas em tensão.

1.1 Objetivos

Este trabalho teve como objetivo geral desenvolver um método de proteção de faltas de baixa impedância baseada em tensão, que atenda aos critérios de seletividade, coordenação e confiabilidade para MRs e como objetivos específicos:

- Analisar a operação da proteção convencional de sobrecorrente na MR em estudo;
- Caracterizar o comportamento das correntes e tensões de falta da MR em diferentes cenários de operação;
- Avaliar o Método PTJ, que apresentou um desempenho promissor em termos de atuação e coordenação para a aplicação em MRs;
- Propor melhorias no Método PTJ e aplicar nos mesmos cenários utilizados, visando avaliar e comparar o desempenho do Método Proposto com relação à proteção convencional e ao Método PTJ.

1.2 Contribuições do Trabalho

Pressupõe-se que este trabalho resultou nas seguintes contribuições:

- Caracterização do comportamento de corrente e de tensão durante a ocorrência de faltas na MR, considerando diferentes cenários de operação;
- Avaliação das principais limitações da proteção convencional e de proteções baseadas em tensão;
- Proposição de um novo método de proteção baseada em tensão, com o intuito de mitigar as falhas de operação do Método de Sobrecorrente Convencional e do Método PTJ.

1.3 Estrutura do Trabalho

Além deste capítulo introdutório, este documento está estruturado da seguinte maneira:

- Capítulo 2: Fundamentação teórica, evidenciando os principais conceitos utilizados para desenvolvimento desta dissertação;
- Capítulo 3: Revisão bibliográfica sobre a proteção de MRs, evidenciando trabalhos relacionados com proteção adaptativa e proteção baseada em tensão;

- Capítulo 4: Apresentação do método proposto e das principais alterações realizadas em termos de critérios de atuação e de parametrização dos relés baseados em tensão;
- Capítulo 5: Metodologia aplicada para execução deste projeto, apresentando os modelos de sistema elétrico, GD e sistema de armazenamento de energia utilizados nesta pesquisa;
- Capítulo 6: Resultados obtidos pelo método de proteção de sobrecorrente convencional e dos métodos de proteção baseadas em tensão, mapeamento das tensões durante a ocorrência de faltas e comparação entre o desempenho das proteções nos cenários diversos;
- Capítulo 7: Conclusões sobre os resultados obtidos pelos diferentes métodos de proteção e apresentação de possibilidades para continuação deste projeto em trabalhos futuros.

1.4 Publicações

Desde o início do mestrado foram publicados ou estão em processo de revisão os seguintes documentos:

- **Publicações diretamente relacionadas ao tema da dissertação de mestrado:**
 - **Santos, G.P.**; Vieira Júnior, J.C.M.; Piardi, A. B. Coordination and Selectivity Analysis of Voltage-based Relays for Enhancing Microgrid Protection. Em: **2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA)**, 2021.
- **Publicações indiretamente relacionadas ao tema da dissertação de mestrado:**
 - **Santos, G.P.**; Santos, G.G.; Menezes, T.S.; Vieira Júnior, J.C.M.; Barbalho, P.I.N. A New Approach for Fault Classification Based on S-Transform and Artificial Neural Network. Em: **XIII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE2019**, São Caetano do Sul, 2019.
 - **Santos, G.P.**; Oleskovicz, M.; Coury, D.V.; Vieira Júnior, J.C.M. Impacto da Penetração em Larga Escala de Microgeradores na Proteção de Sobrecorrente em Sistemas de Distribuição. Em: **VIII SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, 2020.

MICRORREDES E PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE: CONCEITOS E OPERAÇÃO

Este capítulo visa apresentar ao leitor os principais conceitos acerca de MRs, sua composição, integração de elementos da rede e as definições e características da proteção convencional, bem como os principais desafios de utilizá-la em sistemas elétricos modernos.

2.1 Definição de Microrredes

Com o intuito de melhorar a resiliência, qualidade e confiabilidade dos sistemas elétricos de potência, reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa e fornecer energia elétrica em áreas remotas, atividades visando descentralizar, descarbonizar e democratizar a produção energética dos sistemas elétricos vêm sendo realizadas em todo o mundo (BARRA; COURY; FERNANDES, 2020; HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). Com isso, houve um aumento na penetração de REDs nos sistemas de distribuição. Os REDs são elementos, tais como geradores distribuídos e sistemas de armazenamento de energia, de qualquer natureza, alocados de maneira distribuída nos sistemas de distribuição ou subtransmissão (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

Dentre os benefícios observados na aplicação de REDs nos sistemas de distribuição destacam-se (GUMERMAN *et al.*, 2003; IANNUCCI *et al.*, 2003):

- Adiamento dos investimentos na ampliação da capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia;
- Controle de tensão e de potência reativa;

- Benefícios ambientais, tais como utilização de fontes renováveis e redução da emissão de gases causadores do efeito estufa;
- Redução das perdas do sistema de transmissão;
- Economia da produção energética;
- Melhoria na qualidade da energia e na confiabilidade do sistema;
- Redução da demanda de energia da rede principal;
- Fornecimento de energia para áreas rurais e comunidades remotas.

Apesar das diversas vantagens decorrentes do uso de REDs em larga escala, alguns desafios são observados, tais como a operação, proteção e controle dessas redes. No final dos anos 1990, cientistas e engenheiros dos Estados Unidos e Europa começaram a explorar soluções descentralizadas para gerenciar a integração de centenas de REDs. Essas pesquisas tinham o intuito de promover a maximização da confiabilidade e da resiliência dos sistemas elétricos contra desastres naturais, ataques físicos e cibernéticos, falhas em cascata, entre outros. A solução apresentada foi uma arquitetura de rede denominada "Microrrede". Essa arquitetura é capaz de gerenciar localmente a geração e a demanda energética, por meio da divisão da rede em subseções. Dessa forma, as subseções podem ser isoladas automaticamente do restante do sistema, mantendo o fornecimento de energia local, mesmo para a ocorrência de falhas na rede principal (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018).

Na literatura são observadas diversas definições e classificações de MRs baseadas em seu funcionamento (MARTIN-MARTÍNEZ; SÁNCHEZ-MIRALLES; RIVIER, 2016; OLIVARES *et al.*, 2014; TON; SMITH, 2012). Para Al-Nasseri, Redfern e Li (2006), a MR é tratada como um conjunto de microgeradores e cargas locais, operando como um único sistema. Em Laaksonen (2010) a MR é definida, de forma geral, como uma parcela do sistema de distribuição inteligente capaz de operar ilhada. No geral, as descrições incluem três requisitos de uma MR, dados por:

- Ser claramente identificável em um sistema de distribuição;
- Operação independente da conexão com a fonte principal, ou seja, é capaz de operar ilhada.
- Recursos conectados na MR são controlados de acordo com o modo de operação e disponibilidade de recursos locais.

As MRs geralmente são conectadas em sistemas de distribuição ou de subtransmissão e podem ser encontradas em redes de diversas tensões, sendo em sistemas com tensão alternada ou contínua. No entanto, é mais comum observar MRs em corrente alternada, devido às características do sistema tradicional (IEEE, 2019b). Com o desenvolvimento tecnológico e

redução de custos de fontes renováveis de energia, majoritariamente conectadas ao sistema como GD, esses sistemas passaram a possuir cada vez mais relevância (OCAMPO-WILCHES; USTARIZ-FARFAN; CANO-PLATA, 2017). Geralmente, os geradores distribuídos de uma MR possuem capacidade de geração suficiente para alimentar as cargas locais e podem auxiliar na recomposição do sistema principal, melhorando a sua resiliência. Para isso, a MR deve ser propriamente protegida contra curto-circuitos internos (HOOSHYAR; IRAVANI, 2017).

Do ponto de vista do sistema de distribuição, as MRs são tratadas como unidades controláveis e podem ser consideradas como cargas concentradas, o que não implica no aumento da complexidade dos cálculos da rede em geral, tais como fluxo de potência, cálculo de curto-circuito, entre outros (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009; HOSSEINI *et al.*, 2016). Além disso, a MR permite a minimização das perdas nas linhas e custos de interrupções. Para os consumidores, as MRs podem melhorar a confiabilidade da rede local, realizar a manutenção dos níveis de tensão das barras locais, corrigir os afundamentos de tensão e melhorar a eficiência da rede, reduzindo a ocorrência de desligamentos não programados (LASSETER, 2002; PALIZBAN; KAUHANIEMI; GUERRERO, 2014). No entanto, a capacidade de uma MR é limitada pela corrente dos equipamentos associados e níveis de operação de tensão (IEEE, 2019b). Além do modo de operação, a configuração e o número de geradores distribuídos variam continuamente em uma MR, devido à presença ou interrupção do fornecimento de energia dos geradores distribuídos ou pela instalação de novas unidades de GD (HABIB *et al.*, 2017). Ademais, as MRs possuem a especificidade de realizar a interligação entre seus componentes. Dessa forma, cada componente do sistema deve ter seu papel definido e gerenciado pelo sistema de controle. Alguns exemplos de MRs incluem *campi* universitários, parques industriais, pequenas comunidades, instalações militares e hospitalares (IEEE, 2019b). De acordo com Hooshyar e Iravani (2017), essas MRs podem ser classificadas ainda por tipo, tais como:

- **Microrredes Urbanas:** Estão localizadas em áreas populosas, nas quais os alimentadores possuem um elevado nível de carregamento. Quando conectadas à rede principal, essas MRs possuem tensão e frequência definidas pela rede;
- **Microrredes Rurais:** Estão localizadas em áreas de população esparsa, com desequilíbrios e flutuações de tensão significativos. Como os REDs influenciam a tensão do sistema, eles podem ser utilizados na regulação da tensão do alimentador, aumentando a qualidade da energia;
- **Microrredes Off-grid:** Não há possibilidade de conexão com a rede principal, portanto só podem operar ilhadas.

A Figura 1 exemplifica uma configuração de MR, em que a rede principal foi representada pelas usinas hidroelétrica e nuclear conectadas ao sistema de transmissão. Na cor azul têm-se as cargas do sistema que podem ser caracterizadas como cargas residenciais, comerciais, industriais

e cargas críticas. Representando os REDs têm-se a conexão de veículos elétricos, sistemas de armazenamento a baterias, sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas. Dentre os REDs contidos na MR exemplificada, os sistemas fotovoltaicos e as turbinas eólicas representam a GD, a bateria indica a presença de sistemas de armazenamento e o veículo elétrico as cargas controláveis. Todo o conjunto de cargas e REDs contidos na MR são interligados por meio de uma central de gerenciamento e controle que pode estabelecer a comunicação, inclusive com outras MRs. Destaca-se que a operação da MR conectada ocorre quando a chave CH estiver fechada. A operação ilhada é observada quando CH estiver aberta, impedindo o fornecimento da rede principal para as cargas da MR.

Figura 1 – Diagrama simplificado de uma microrrede.

Fonte – Elaborada pelo autor.

É importante ressaltar que não há definições acerca do tamanho dos REDs ou os tipos de tecnologias que podem ou devem ser utilizadas em uma MR (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). No entanto, é possível identificar uma diversidade de elementos que podem compor uma MR. Dentre os tipos de GD, destacam-se os Geradores Síncronos (GSs) e os Geradores Baseados em Inversores (GBIs), principalmente oriundos de fontes renováveis. Dessa forma, as diferenças entre os elementos e características das MRs, permitem o uso de estratégias diversificadas na operação, controle e proteção desses sistemas.

2.2 Características Operativas de Microrredes

Durante a operação conectada, a MR atua em paralelo com o sistema de distribuição e pode gerar impactos negativos no funcionamento e proteção da rede, devido à geração intermitente observada pela integração de fontes renováveis e pelas mudanças no fluxo de potência devido à penetração de REDs (AREFI; LEDWICH; BEHI, 2015). Nesse tipo de operação, a subestação tem o papel de controlar a tensão e manter a referência de frequência do sistema. No controle convencional utiliza-se o controle de Potências Ativa e Reativa (PQ) individual dos geradores. No caso de fontes renováveis, o controle de potência pode ser realizado por intermédio do Rastreador de Ponto de Potência Máxima (RPPM), fazendo com que essa geração garanta o fornecimento da máxima potência possível, dependendo das características climáticas externas (USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2011).

Na operação ilhada, a MR deve ser autossuficiente, ou seja, a energia gerada deve ser suficiente para suprir totalmente a demanda das cargas locais. No caso das MRs baseadas majoritariamente em fontes renováveis, a intermitência na geração durante a operação ilhada pode contribuir com o desbalanço energético (MOHAMED *et al.*, 2018). Dessa forma, algumas estratégias podem ser aplicadas para manter o balanço energético da MR, mesmo em casos em que o fornecimento de energia seja inferior à demanda total das cargas. Dentre essas estratégias destacam-se: o fornecimento de energia complementar por parte dos sistemas de armazenamento de energia, que foram carregados durante a operação conectada, e a redução da demanda por meio do atendimento de somente cargas críticas ou de todas as cargas com potência reduzida (NAVEEN; JENA, 2017). O processo de definição das cargas críticas e redução da demanda é denominado rejeição de cargas. Em Chan, Lee e Chang (2011), por exemplo, o controle aplicado na MR realiza o gerenciamento de energia do sistema, utilizando critérios de rejeição de cargas dinâmicas.

Além do balanço energético, a MR ilhada não possui referencial de tensão e frequência delimitados pela subestação. Dessa forma, a frequência da MR pode sofrer oscilações durante sua operação em modo ilhado. Caso o balanço entre geração e demanda das cargas não seja obtido, essas oscilações de frequência podem influenciar na eficiência e confiabilidade do sistema. Em casos mais críticos, essas variações podem danificar equipamentos, sobrecarregar linhas de transmissão e causar interferência no sistema de proteção (MOHAMED *et al.*, 2018). Com isso, o controle da MR é encarregado de realizar a manutenção da frequência e da tensão da MR dentro dos limites aceitáveis de operação (PACHECO *et al.*, 2017). Geralmente, os erros na frequência dos geradores e a necessidade de alterar a potência de operação para atender às alterações na demanda da carga implicam na necessidade de implementação de sistemas de comunicações complexos. Em Lasseter (2002), o autor cita como método alternativo para evitar o uso de comunicação explícita a utilização de um controle *droop* de potência ativa por frequência em cada microgerador.

As tendências de automatização da MR visam o desenvolvimento de uma MR inteligente

e autocontrolável, com sistemas de comunicação entre os REDs e cargas, capaz de auxiliar no controle da MR. O controle pode desempenhar o papel fundamental no gerenciamento da demanda em horários de pico, no gerenciamento de cargas e também na qualidade de energia. Outro papel fundamental do controle está na integração dos elementos da vizinhança da MR (AL-NASSERI; REDFERN; LI, 2006). Destaca-se que o sistema de controle está diretamente relacionado com o modo de operação e proteção da MR. Para que o projeto e operação do controle sejam efetivos é preciso reconhecer as principais características dos REDs que serão considerados no estudo ou aplicação. Dentre os REDs comumente usados, estão o GS, os GBIs e os sistemas de armazenamento de energia, os quais possuem as características descritas a seguir.

- **Gerador Síncrono:** Possui contribuição para a corrente de falta dependente da tensão de pré-falta, dos valores de reatâncias transitórias e subtransitórias da máquina e das características de excitação, além de apresentar inércia inerente à máquina (BARKER; MELLO, 2000). Geralmente, esse tipo de GD possui potência mais elevada que as fontes renováveis, por isso, é considerado como fonte principal quando o sistema está ilhado. Durante a ocorrência da falta, o GS é caracterizado por elevados valores de corrente de falta.
- **Gerador Baseado em Inversores:** Possui corrente de falta limitada pelo controle do inversor, podendo ter duração inferior a um ciclo (BARKER; MELLO, 2000). Esse tipo de GD é flexível e possui tempo de resposta rápido, que auxilia na redução da complexidade de operação e controle (DUAN *et al.*, 2018). No caso das fontes renováveis, como a geração eólica e fotovoltaica, além da limitação da corrente de falta essas fontes não possuem inércia e estão sujeitas à intermitência na geração (LASSETER, 2002). Dessa forma, a alta penetração de GBIs implica em uma MR com baixa inércia. Deve-se lembrar que os sistemas de energia atuais têm armazenamento fornecido pela inércia dos GSs. Dessa forma, quando uma nova carga entra em operação, o balanço energético inicial é satisfeito pela inércia do sistema, resultando em uma pequena redução na frequência do sistema. No caso de uma MR baseada majoritariamente em fontes renováveis, a baixa inércia pode afetar a dinâmica do sistema, gerando desvios severos de frequência na operação ilhada (OLIVARES *et al.*, 2014). Para que a inércia desse sistema seja aumentada, foram desenvolvidas algumas estratégias, como a inserção da inércia virtual nas MRs, fazendo com que o comportamento da MR assemelhe ao de sistemas de energia tradicionais (DUAN *et al.*, 2018).
- **Sistemas de Armazenamento de Energia:** A disponibilidade elétrica dos sistemas de armazenamento de energia é afetada por vários fatores, tais como condições de carregamento, temperatura do ambiente, correntes de carregamento/descarregamento e tempo de operação (GUAN *et al.*, 2018). Os sistemas de armazenamento podem ser aplicados em MR como elemento auxiliar na operação da geração de fontes renováveis. Com isso, desempenham um papel essencial para melhorar a confiabilidade,

estabilidade e segurança do sistema, mesmo na ocorrência de intermitências na geração (GAO, 2015). Na operação ilhada de uma MR com conexão apenas de fontes renováveis, a principal função dos elementos armazenadores durante o dia é operar como *grid-forming* (controle de frequência do sistema) e realizar o balanço de potência entre geração das fontes renováveis e cargas locais (GUAN *et al.*, 2018). Esse tipo de RED também mitiga efeitos da baixa inércia da MR, uma vez que pode ser projetado para garantir o balanço energético inicial (LASSETER, 2002). Além disso, os sistemas de armazenamento de energia podem ser utilizados para aumentar a corrente de falta medida nos dispositivos de proteção durante a operação ilhada e auxiliar no controle de tensão da MR (LAAKSONEN, 2010).

É importante destacar que as estratégias de controle convencionais, como o controle PQ individual dos geradores distribuídos, não podem ser aplicadas à MR sem modificações. Tendo em vista que, além da diversidade de elementos que devem ser controlados e integrados, o controle deve garantir a operação da MR durante alterações na geração e nas cargas individuais, sem reajustes (AL-NASSERI; REDFERN; LI, 2006). Ademais, o controle deve incluir estratégias para realizar o balanço energético local e maximizar a economia de recursos (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). Segundo Olivares *et al.* (2014) é desejável que o controle de MRs possua as seguintes funções:

- Controle das tensões e correntes de saída dos REDs;
- Manutenção do balanço energético da MR, permitindo que os REDs sejam capazes de corrigir desbalanços de potência;
- Garantir o fornecimento de energia para as cargas com um nível aceitável de tensão e frequência;
- Gerenciamento da demanda do sistema;
- Redução dos custos de operação através do despacho dos REDs;
- Garantir uma transição suave entre os modos de operação ilhado e conectado.

Um método de controle aplicado nos REDs é o controle *droop*, o qual é obtido pela associação do erro de tensão e frequência, resultante das variações dessas grandezas no sistema, com os ajustes de potências ativas e reativas injetadas pela GD. Esse tipo de controle permite uma divisão de cargas, sem que haja um mecanismo de controle central ou comunicação entre os geradores distribuídos. No entanto, a divisão de cargas realizada por esse controle não considera aspectos técnicos e econômicos. Destaca-se que os inversores são capazes de operar com controle *droop* na operação ilhada baseando nos princípios de controle *droop* de um GS (USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2011).

Analisando o controle da MR como um todo, é desejável que as MRs possuam fontes de energia com proteção e controle modelados de tal forma que possam operar como *plug-and-play* (MELIOPOULOS, 2002). A operação *plug-and-play* implica na conexão e desconexão de microgeradores sem alterações no controle e proteção do sistema (LASSETER, 2002). Dessa forma, não deve haver um elemento que seja crítico para operação da MR, ou seja, a MR deve ser capaz de operar com a desconexão de qualquer gerador ou componente do sistema (NIKKHAJOEI; LASSETER, 2007). Para mitigar a dependência em relação a um único RED, o controle define uma GD como fonte principal na operação ilhada, sendo geralmente a GD disponível de maior capacidade. Com isso, a GD definida como principal fica encarregada de realizar o controle de Tensão e Frequência (Vf) (USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2011). Dessa forma, as demais unidades de GD podem manter o controle PQ utilizado na operação conectada. Nesta etapa também pode ser realizada a rejeição de cargas, considerando critérios de operação das cargas e os recursos energéticos disponíveis (BREARLEY; PRABU, 2017).

2.3 Sistemas de Proteção

Os sistemas elétricos estão sujeitos a defeitos de operação, dentre eles destacam-se a ocorrência de curto-circuitos, descargas atmosféricas, surtos por chaveamentos, entre outros. Neste quesito, o sistema de proteção tem como principal função isolar e impedir a propagação de distúrbios provenientes do funcionamento anormal da rede. Dessa forma, o sistema de proteção visa mitigar os efeitos indesejáveis gerados por essa atuação anormal, tais como a redução da margem de estabilidade, danos aos equipamentos, explosões e efeitos cascata (CAMINHA, 1983). Para isso, Caminha (1983) cita algumas características funcionais essenciais para os sistemas de proteção, tais como:

- **Sensibilidade:** Capacidade de identificar e responder às condições anormais e aos curto-circuitos para os quais o sistema de proteção foi projetado.
- **Seletividade:** Propriedade do sistema de proteção que permite isolar a falta a partir da desconexão da menor parcela possível do sistema. Dessa forma, a maior parcela do sistema pode continuar operando de forma adequada. Para isso, o sistema é dividido em zonas de proteção, a fim de delimitar as zonas de atuação dos dispositivos de proteção e garantir a proteção de todo o sistema.
- **Velocidade de atuação:** Dentre as características desejáveis no sistema de proteção a atuação da proteção o mais rápido possível merece grande destaque. Com a atuação do sistema de proteção a parcela defeituosa do sistema é desenergizada e quanto mais rápida for a atuação do sistema de proteção menor é a extensão dos danos gerados pela propagação dos distúrbios na rede. Além disso, a rapidez da atuação do sistema de

proteção auxilia na manutenção da estabilidade das máquinas e na ressincronização dos motores.

- **Confiabilidade:** Esta característica funcional pode ser dividida em dois atributos. O primeiro deles indica se o sistema de proteção é confiável, ou seja, se os dispositivos de proteção são capazes de atuar corretamente perante a ocorrência de faltas em sua zona de proteção. O segundo atributo e o mais trabalhoso é um sistema de proteção seguro. Para ser classificado como seguro, os dispositivos de proteção não devem operar para qualquer outro distúrbio que ocorra na rede para o qual não foi projetado ou para faltas fora de sua zona de proteção. Destaca-se que, a ocorrência de faltas na vizinhança da zona de proteção pode provocar variações nas correntes e tensões dos dispositivos de proteção. Por isso, um sistema de proteção seguro é mais trabalhoso de ser projetado do que um sistema de proteção confiável.

Os componentes de um sistema de proteção típico são apresentados na Figura 2. O disjuntor é o dispositivo responsável por isolar a parcela do sistema ou componente em que há a ocorrência de falta. Esse dispositivo opera a partir da energização de sua bobina realizada por meio de uma alimentação auxiliar, geralmente realizada por um banco de baterias independente da linha ou sistema faltoso. Outros dispositivos importantes são os transdutores, representados pelo Transformador de Potencial (TP) e pelo Transformador de Corrente (TC), os quais reduzem as amplitudes dos valores de tensões e correntes do sistema para níveis aceitáveis aos demais dispositivos (PHADKE; THORP, 2009).

Figura 2 – Subsistemas de um sistema de proteção convencional.

Por fim, as estratégias e filosofias do sistema de proteção são implementadas nos relés de proteção. Os relés recebem os valores de tensão e correntes lidos pelos transdutores (TCs e TPs), identificam se esses valores são classificados como sinais de falta, segundo a lógica de proteção utilizada, e definem se o disjuntor deve ou não abrir. O primeiro modelo de relé construído foi o eletromecânico, cujo princípio de funcionamento baseia-se na interação eletromagnética entre corrente e fluxo. Apesar da sua grande importância histórica, o relé eletromecânico apresenta desvantagens tais como: limitação de filosofias que podem ser utilizadas, uso de apenas uma

função de proteção e geralmente caracterizados como equipamentos volumosos e pesados. Com o desenvolvimento tecnológico, foram desenvolvidos outros tipos de relés, como os relés estáticos e os digitais, sendo este último o modelo predominante atualmente.

2.3.1 Relé Digital

O princípio de funcionamento dos relés digitais baseia-se no dos relés eletromecânicos, porém com as funções programadas via *software* em um microprocessador. Phadke e Thorp (2009) citam os principais benefícios da utilização dos relés digitais em relação aos relés eletromecânicos e estáticos, dentre elas destacam-se:

- **Custo:** O desenvolvimento tecnológico permitiu que o custo de um relé digital decaísse com os anos, ao mesmo tempo permitiu um aumento na velocidade de processamento;
- **Confiabilidade:** Ao contrário do relé eletromecânico, o relé digital é capaz de monitorar seu sistema de *hardware* e *software*, a fim de detectar qualquer defeito existente. Dessa forma, o relé pode enviar um sinal indicando que está fora de serviço e pode ser substituído por outro dispositivo de proteção sem que o sistema fique desprotegido, caso uma falta ocorra;
- **Integração Digital:** Os sistemas elétricos modernos utilizam cada vez mais da tecnologia digital nas medições, comunicação, telemetria e controle, os quais podem ser integrados ao sistema de proteção por meio dos relés digitais;
- **Flexibilidade Funcional:** Os relés digitais podem executar diversas funções no sistemas elétricos, como medição, localização de faltas, entre outras. Destaca-se que este é o único tipo de relé capaz de utilizar estratégias de proteção adaptativas e incluir diferentes filosofias de atuação, o que é extremamente favorável em sistemas com variações dinâmicas de fluxo de potência e com maior flexibilidade de operação, como as MRs.

Os relés digitais possuem uma arquitetura bem definida, a qual pode ser dividida em subsistemas, como apresentado na Figura 3. Dessa forma, os sinais de tensão e corrente lidos pelos transdutores passam pelos TPs e TCs do relé digital, que possuem a função de atenuar os valores de tensão e corrente lidos para níveis adequados aos microprocessadores, além de realizar a isolamento galvânica entre o relé e o sistema elétrico. Após esse processo, os sinais de tensão e corrente analógicos precisam ser preparados para a conversão analógico/digital. Para isso, os sinais passam por filtros passa-baixa passivos para evitar a sobreposição de espectros no processamento digital dos sinais (Filtros *Anti-aliasing*). Além disso, os sinais de todas as variáveis são amostrados no mesmo instante de tempo pelo dispositivo chamado *Sample and Hold*, que minimiza os efeitos não desejados da amostragem não sequencial.

Figura 3 – Arquitetura de um relé digital.

Fonte – Adaptada de Coury, Oleskovicz e Giovanini (2007)

As amostras dos sinais são condensadas em um multiplexador, permitindo a utilização de apenas um conversor analógico/digital para todos os sinais de entrada, que transforma os sinais analógicos em digitais por meio de uma taxa amostral pré-definida. O sinal, já digitalizado, é utilizado como entrada do processador do relé, onde a componente fundamental de cada entrada é extraída. O processador é responsável pelos cálculos e pela implementação da filosofia de proteção. Dessa forma, o relé indica a atuação ou não do relé por meio dos sinais de saída (sinais de *trip*). Quando o relé identifica a ocorrência da falta por meio da sua filosofia de proteção os sinais de saída energizam os disjuntores, gerando assim a atuação do relé e, consequentemente, a abertura dos disjuntores.

2.3.2 Estratégias de Proteção Convencional

Nesta seção serão apresentadas estratégias de proteção convencionais e o conceito de coordenação entre os dispositivos de proteção.

2.3.2.1 Proteção de Sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente pode ser realizada exclusivamente com o uso de relés de sobrecorrente e consiste na leitura de corrente de falta e comparação com um limiar de corrente pré-estabelecido, conhecido como corrente de *pick-up*. Dessa forma, quando a corrente de falta supera o valor de limiar, o relé envia um sinal de *trip* para o disjuntor que isola o trecho do sistema elétrico. Os relés de sobrecorrente comerciais podem operar no modo instantâneo (50)

ou temporizado (51) (IEEE, 2018). Os relés de sobrecorrente temporizados são divididos em relés de tempo definido e relés de tempo inverso. Destaca-se que, neste trabalho foi considerado apenas o relé temporizado de tempo inverso.

A curva que ilustra o comportamento do relé de sobrecorrente instantâneo é representada na Figura 4. Observa-se que para qualquer valor de corrente superior ao valor de *pick-up* (I_p) o relé 50 atua com tempo mínimo. Esse tempo mínimo corresponde ao tempo de processamento do relé de sobrecorrente. Nota-se que o ajuste das curvas dos relés instantâneos requer apenas a definição do limiar de corrente.

Figura 4 – Modelo de curva de relé de sobrecorrente instantâneo.

Fonte – Elaborada pelo autor.

No caso do relé de tempo inverso, a atuação ocorre para correntes superiores a I_p , porém o tempo de atuação reduz à medida que as correntes de falta aumentam. A Figura 5 representa o comportamento da curva de um relé de sobrecorrente de tempo inverso.

Figura 5 – Modelo de curva de relé de sobrecorrente temporizado de tempo inverso.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Para ajustar as curvas dos relés temporizados, inicialmente define-se o tipo de curva que será utilizada. Na literatura são propostas diversas curvas de tempo inverso de corrente, destacando os padrões europeu IEC 255-3 (IEC, 1989) e norte-americano IEEE Std. C37.112

(IEEE, 2018). Este trabalho considerou o padrão europeu da norma IEC 255-3, que descreve as curvas dos relés pela equação

$$t = \text{TDS} \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} \right), \quad (2.1)$$

em que *Time Dial Settings* (TDS) é o múltiplo do tempo, I é a corrente medida, I_p é a corrente de *pick-up* e k e α são constantes que dependem do tipo de curva. Os tipos de curva definidos na norma IEC 255-3 e os respectivos valores de k e α são descritos na Tabela 1. Do ponto de vista da coordenação, é interessante que os relés de sobrecorrente temporizados auxiliem na atuação da proteção de retaguarda, assegurando o intervalo de atuação entre proteção primária e secundária de no mínimo 200 ms. Com isso, a utilização de um mesmo tipo de curva nos relés do sistema faz com que a inclinação da curva seja mantida, o que facilita a obtenção da coordenação entre esses relés.

Tabela 1 – Constantes das curvas de tempo inverso definidas pela IEC 255-3.

Tipo de curva	k	α
Normalmente Inversa	0,14	0,02
Muito Inversa	13,50	1,00
Extremamente Inversa	80,00	2,00
Inversa de Tempo-Curto	0,05	0,04
Inversa de Tempo-Longo	120,00	1,00

Fonte – (IEC, 1989).

2.3.2.2 Proteção Direcional

A proteção direcional é capaz de identificar a direção da corrente, distinguindo se a falta ocorre à frente ou não da localização física dos relés e pode ser associada a outras estratégias de proteção, como a de sobrecorrente. Geralmente, a proteção direcional reconhece o ângulo de fase entre a corrente e uma grandeza de polarização, comumente associada à tensão. Esse tipo de proteção é indicada para sistemas não-radiais ou sistemas com mais de uma fonte de geração, tais como o sistema de distribuição com GD, em que são observados fluxos de potência bidirecionais. Por meio dos ajustes dessa proteção é possível projetar relés com zonas de proteção em apenas uma direção (direta ou reversa), auxiliando na coordenação dos sistemas de proteção.

A proteção direcional clássica é baseada no cálculo de torques ou de impedâncias, tal como utilizado na obtenção da unidade direcional de fase. Destaca-se que a proteção direcional por meio do cálculo dos torques é derivada dos relés eletromecânicos e continua sendo reproduzida em relés digitais. Neste método, utilizam-se os fasores de corrente fundamental extraídos pela Transformada de Fourier, chamados de grandeza de operação, e os fasores de tensão das duas fases distintas à grandeza de operação utilizados como grandezas de polarização.

O equacionamento dos torques para o elemento direcional de fase conectado em 90° , tal como definido em Roberts e Guzmán (1994) é dado por:

$$T_A = |V_{BC}| |I_A| \cos(\angle V_{BC} - \angle I_A), \quad (2.2)$$

$$T_B = |V_{CA}| |I_B| \cos(\angle V_{CA} - \angle I_B), \quad (2.3)$$

$$T_C = |V_{AB}| |I_C| \cos(\angle V_{AB} - \angle I_C). \quad (2.4)$$

A conexão em 90° estabelece que a defasagem entre as correntes e as tensões de polarização é de 90° e neste tipo de conexão o máximo torque é obtido quando a corrente está adiantada em relação à tensão de polarização em 45° . Os cálculos dos torques de fase indicam se a falta ocorreu à jusante (à frente) do ponto de medição para valores de torque positivo ou à montante para valores de torque negativo. Na ocorrência de faltas simétricas, geralmente o cálculo dos torques das três fases indica uma mesma direção de falta, o que não é observado em faltas assimétricas. Dessa forma, apesar de simples, este método geralmente é eficaz para faltas trifásicas.

No entanto, ao se tratar de faltas assimétricas, o método pode identificar incorretamente a direção da corrente de falta, o que pode provocar a atuação incorreta dos relés para a ocorrência de faltas fora de sua zona de proteção. Essa estratégia de proteção direcional será utilizada neste trabalho devido à sua simplicidade de implementação. No entanto, outros métodos baseados em componentes de sequência podem ser observados na literatura, tal como em Serna e López-Lezama (2019).

2.3.2.3 Proteção de Sequência Zero ou Negativa

As componentes de sequência negativa e zero indicam o desequilíbrio do sistema elétrico ou a ocorrência de faltas assimétricas (faltas monofásicas e bifásicas). Em sistemas com fases equilibradas ou próximos desta condição, as componentes de sequência negativa ou zero não possuem valores significativos durante a operação normal do sistema. Dessa forma, os relés de proteção podem utilizar componentes de sequência negativa ou zero para proteger o sistema de faltas assimétricas (CALERO, 2003). A utilização de componentes de sequência negativa e zero em sistemas de proteção de MR é vantajosa pois essas componentes são menos suscetíveis a alterações pela variação da operação da MR em relação às correntes de fase, principalmente, ao considerar um sistema equilibrado (IEEE, 2019a).

As componentes de sequência negativa são muito utilizadas em relés de proteção, devido à sua simplicidade de cálculo e à capacidade que os relés digitais possuem de implementá-las sem muitos esforços. No caso da componente de sequência zero, seu cálculo depende do aterramento do sistema e há necessidade de realizar a leitura dos sinais do terra, que nem sempre estão

disponíveis (CALERO, 2003). Além disso, se a falta não envolver o terra, a corrente de sequência zero medida pelo relé será devida ao desequilíbrio do sistema e não corresponde à ocorrência de uma falta (HOOSHYAR; IRAVANI, 2017). É importante destacar que ambos métodos (sequência negativa e zero) não são capazes de detectar faltas simétricas (trifásicas), sendo necessário a utilização de sistemas de proteção complementares (IEEE, 2019a).

Para que essa estratégia de proteção seja efetiva, a coordenação entre cargas desequilibradas e a proteção de sobrecorrente de sequência zero ou negativa é importante para evitar a atuação incorreta dos relés (NIKKHAJOEI; LASSETER, 2007). Um desafio da implementação dessa proteção em MRs é a presença de componentes de corrente de sequência negativa e zero durante a operação normal do sistema, devido à presença de cargas monofásicas ou trifásicas desequilibradas (SHI *et al.*, 2010). Destaca-se que a conexão majoritária de GBIs nas MRs representa outro desafio para a operação das proteções baseadas em corrente de sequência zero ou negativa. Isso ocorre porque os inversores comumente não são aterrados e só geram correntes de sequência positiva, mesmo na ocorrência de faltas assimétricas (IEEE, 2019b).

2.3.2.4 Coordenação entre Relés de Proteção

A coordenação dos dispositivos de proteção impede que o sistema elétrico fique desprotegido caso algum elemento do sistema de proteção falhe. Para isso, o sistema de proteção é dividido em proteção primária e proteção de retaguarda, sendo a proteção primária mais próxima ao local de falta com menor tempo de atuação e a proteção de retaguarda delimitada pelo próximo dispositivo de proteção adjacente. Dessa forma, a proteção de retaguarda é responsável por proteger o sistema se a proteção primária falhar, mantendo alguns critérios de proteção, tal como a seletividade.

Para que a proteção de retaguarda não atue antes ou em conjunto com a proteção primária são utilizados alguns requisitos de Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC), em que a proteção de retaguarda só pode atuar após passado um intervalo mínimo, referente ao tempo de atuação da proteção primária. O ITC é definido de acordo com os dispositivos de proteção utilizados. Nos sistemas de distribuição modernos vêm sendo cada vez mais recomendado o uso de relés digitais devido à possibilidade de integração com outros dispositivos digitais e à sua flexibilidade de funções. Dessa forma, é importante ressaltar que a coordenação entre relés é obtida para um ITC de 0,2 a 0,5 segundos (BLACKBURN; DOMIN, 2014). Neste trabalho, a coordenação entre relés será dada para um ITC de 200 ms, prezando pelo requisito de rapidez de atuação dos sistemas de proteção. Geralmente, para estabelecer a coordenação entre os dispositivos de proteção, os relés de proteção primária são parametrizados para obter o menor tempo de atuação possível. Então, os relés de proteção secundária são parametrizados para atuar com um tempo de

$$t_{Retaguarda} \geq t_{Primaria} + ITC. \quad (2.5)$$

2.3.3 Desafios da Proteção Convencional

Tradicionalmente, a proteção dos sistemas de distribuição foi desenvolvida para redes radiais com fluxo de potência unidirecional, tendo em vista que os sistemas convencionais possuem fluxo de potência que flui da subestação (única fonte) para as cargas. Na ocorrência de uma falta, o nível da corrente de curto-circuito reduz à medida que a falta se distancia da única fonte do sistema (USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2011). Dessa forma, os sistemas de proteção convencionais são baseados usualmente no nível da corrente de curto-circuito (LASSETER, 2002). No entanto, com a penetração da GD, o fluxo de potência passou a ter características bidirecionais. Com isso, houve um aumento da complexidade da seletividade e da coordenação dos dispositivos de proteção, resultando na operação inadequada dos sistemas de proteção convencionais, como por exemplo:

- **Perda de Sensibilidade:** A perda de sensibilidade ocorre quando a corrente de falta medida no relé (ou dispositivo de proteção) é alterada pela conexão de GD em uma barra próxima. Dessa forma, a GD pode produzir uma corrente de falta no sentido contrário à corrente de falta de outros geradores distribuídos ou da subestação. Consequentemente, pode haver a redução da corrente de falta medida no relé, fazendo com que este não atue na ocorrência de falta em sua zona de proteção primária (NAVEEN; JENA, 2017). A Figura 6 representa uma situação de perda de sensibilidade do dispositivo de proteção R1. Para a falta F1, a GD possui contribuição para a corrente de falta com sentido contrário à alimentação da rede, gerando a redução da corrente de falta medida em R1 que pode gerar o atraso ou a não-atuação deste dispositivo de proteção.

Figura 6 – Perda de sensibilidade dos dispositivos de proteção.

Fonte – Elaborada pelo autor.

- **Perda de Coordenação:** A contribuição da GD pode gerar uma corrente de falta de mesmo sentido que as demais fontes do sistema. Com isso, há o aumento da corrente de falta medida no relé de proteção de retaguarda, gerando uma redução do seu tempo de atuação ou a sua atuação instantânea para a ocorrência de faltas em sua zona de proteção secundária (PAPASPILIOTOPOULOS *et al.*, 2017). A perda de coordenação foi exemplificada na Figura 7. Na ocorrência da falta F2, há o aumento da corrente de falta que flui pelos dispositivos de proteção, incluindo R2 que atua como proteção de retaguarda. Com isso, a contribuição da GD pode ocasionar na atuação instantânea ou

na redução do tempo de atuação de R2. Dessa forma, o ITC mínimo pode ser violado, caracterizando a perda de coordenação entre R2 e R3.

Figura 7 – Perda de coordenação dos dispositivos de proteção.

Fonte – Elaborada pelo autor.

- **Atuação Desnecessária:** A atuação desnecessária ocorre quando a GD alimenta uma falta e aumenta a corrente medida no dispositivo de proteção em um ramal lateral não-faltoso, gerando a atuação incorreta do dispositivo de proteção da vizinhança e, conseqüentemente, isolando uma parte sã do sistema (NAVEEN; JENA, 2017; HOSSEINI; ABYANEH; SADEGHI, 2018). A Figura 8 representa um exemplo de atuação desnecessária para a ocorrência de uma falta F3. Nesse caso, a GD possui contribuição para a corrente de falta que flui por R1 e R4. Caso a contribuição da corrente de falta da GD seja alta o suficiente para gerar a atuação de R1, haverá o isolamento de um ramal lateral não-faltoso, decorrente da atuação desnecessária de R1.

Figura 8 – Atuação desnecessária dos dispositivos de proteção.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Ao tratar especificamente de GBIs, a contribuição de corrente de falta desse tipo de GD é limitada pelo controle dos inversores. Com isso, alguns dispositivos de proteção podem não ser sensíveis o suficiente para atuar diante dessas amplitudes de corrente de falta (LASSETER, 2002). Ademais, os sistemas com diversos geradores distribuídos baseados em inversores, podem elevar a complexidade da caracterização do comportamento desse sistema durante a falta, uma vez que a resposta do inversor durante a ocorrência de uma falta depende do controle individual dos inversores (BUIGUES *et al.*, 2013).

A penetração em larga escala de GDs pode afetar a confiabilidade e a segurança dos sistemas de distribuição, gerando a perda de coordenação dos dispositivos de proteção convencionais

(BARKER; MELLO, 2000; BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008). Dessa forma, as estratégias de proteção precisam atuar corretamente em relação às alterações do fluxo de potência da rede, gerado pela penetração de tipos distintos de GDs na rede, e serem adaptadas às mudanças topológicas e aos novos requisitos dos sistemas de distribuição modernos (BROWN, 2008). No âmbito das MRs, outras características de operação podem gerar falhas na atuação de sistemas de proteção convencionais, como listados a seguir:

- A contribuição da corrente de falta de geradores baseados em máquinas rotativas atinge valores diversas vezes superior à sua corrente nominal, enquanto GBI variam entre 1,1 e 2 p.u., dependendo do controle do inversor. A proteção de MRs deve estar preparada para ambos tipos de geradores, uma vez que comumente são compostas por diferentes tipos de geradores distribuídos (BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008; CINTUGLU; MA; MOHAMMED, 2017; MIRSAEIDI *et al.*, 2014; MUDA; JENA, 2017);
- Podem ocorrer mudanças diárias nas saídas dos geradores distribuídos, alterando a amplitude e direção das correntes de falta. Além disso, outros geradores podem ser inseridos no sistema ou pode haver alterações na potência dos geradores já instalados (JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2019). Essa operação dinâmica da GD pode dificultar a estimativa das correntes de falta em ambos os métodos de operação (NAVEEN; JENA, 2017);
- A corrente de falta da MR durante a operação conectada ao sistema principal é superior à corrente de falta da MR ilhada, devido à contribuição da subestação para a corrente de falta na operação conectada (JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2017). A diferença de amplitude entre as correntes de falta da MR ilhada e conectada pode ser amplificada em MRs composta apenas por GBIs (AL-NASSERI; REDFERN; LI, 2006; LAAKSONEN, 2010). Destaca-se que, um sistema de proteção baseado em sobrecorrente pode apresentar um tempo de atuação muito longo durante a operação ilhada da MR. Essa atuação tardia dos dispositivos de proteção pode submeter os geradores distribuídos a valores de tensão reduzidos por longos períodos, que podem acionar a proteção individual da GD, ocasionando na perda dos geradores durante a operação ilhada (MAHAT *et al.*, 2011).

Devido às configurações das MRs, com múltiplas unidades de GD, é importante que os dispositivos de proteção sejam direcionalmente sensíveis (BRAHMA; GIRGIS, 2004). Entretanto, os dispositivos de proteção instalados originalmente nos sistemas de distribuição (fusíveis e religadores) não são direcionais e são dependentes da amplitude de corrente (HOOSHYAR; IRAVANI, 2017). Destaca-se que caso os sistemas de proteção não sejam planejados para a alta penetração de GDs, a coordenação dos dispositivos de proteção só será garantida com a desconexão desses geradores distribuídos na ocorrência das faltas. Entretanto, essa desconexão da GD reduziria a confiabilidade e estabilidade do sistema, podendo gerar afundamentos de

tensão na rede (BRAHMA; GIRGIS, 2004; MOHAMED; SALAMA, 2016). Além disso, ao considerar a MR operando ilhada, a desconexão das unidades de GD implica na interrupção do fornecimento de todas as cargas da MR. Com isso, recomenda-se o uso de relés digitais para a proteção de MR, os quais podem representar características de operação direcionais ou adaptativas. No entanto, a substituição de todos fusíveis e religadores dos sistemas de distribuição por relés é economicamente inviável (BRAHMA; GIRGIS, 2004). Para reduzir a quantidade de relés conectados nas MRs, as zonas de proteção devem ser definidas de forma que os requisitos dos consumidores e a viabilidade econômica seja garantida (LAAKSONEN, 2010).

Em síntese, os principais desafios estão associados à implantação de uma técnica de proteção capaz de operar corretamente em todos os modos de operação da MR (conectada ou ilhada), para diferentes fluxos de potência e níveis de curto-circuito, tendo em vista a desconexão ou conexão de REDs (PACHECO *et al.*, 2017). Destaca-se que a operação *plug-and-play* da MR confere aos sistemas de proteção a necessidade de operar adequadamente perante qualquer combinação de conexão de REDs da MR (NIKKHAJOEI; LASSETER, 2007). Para garantir que as MRs sejam capazes de atuar com resiliência, segurança, confiabilidade e com configuração *plug-and-play*, os sistemas de proteção devem ser readequados, considerando a utilização de abordagens mais efetivas e dinâmicas (SARANGI; SAHU; ROUT, 2020; OCAMPO-WILCHES; USTARIZ-FARFAN; CANO-PLATA, 2017).

PROTEÇÃO DE MICRORREDES: ESTADO DA ARTE

O sistema de proteção de uma MR é influenciado pelo tamanho, tipo e interconexão dos seus REDs e deve ser capaz de operar nos diferentes níveis de corrente de falta, que dependem do modo de operação da MR (IEEE, 2019b). Conforme o IEEE (2019b) o sistema de proteção de uma MR pode ser dividido em três categorias, sendo elas: 1- Proteção de distúrbios durante o ilhamento da MR; 2- Proteção de falhas na reenergização ou sincronização da MR com a rede; e 3- Isolação de faltas ou condições anormais de operação para a MR conectada e ilhada. Este trabalho focou na operação dos sistemas de proteção aplicados na proteção da MR conectada e ilhada. Neste caso, Laaksonen (2010) considera como requisitos indispensáveis a adaptabilidade; atuação rápida, devido à manutenção da estabilidade do sistema e do fornecimento de energia para as cargas críticas; e seletividade. Além disso, é fundamental que a proteção evite a atuação desnecessária e a desconexão da GD do sistema.

Apesar da proposição de vários métodos e técnicas para solucionar esse problema, ainda não há um método de proteção de MRs bem estruturado (XU *et al.*, 2015). Tendo em vista a dificuldade de consolidação de uma estratégia de proteção adequada para MRs e a importância de adequação da implementação de sistemas de proteção, a realização de estudos referentes às principais técnicas e equipamentos aplicados na proteção de MRs constitui atualmente, uma contribuição importante para o estado da arte. A análise da literatura mostrou que estão disponíveis o uso de técnicas de proteção de MRs baseadas em proteção diferencial, de distância, de tensão, em componentes de sequência e em proteção adaptativa (BARRA; COURY; FERNANDES, 2020; BUIGUES *et al.*, 2013; MOHAMED; SALAMA, 2016). Este capítulo apresenta uma breve revisão bibliográfica sobre os principais métodos de proteção aplicados em MR, destacando-se os considerados mais relevantes para o desenvolvimento deste trabalho.

3.1 Proteção adaptativa

A proteção adaptativa pode ser definida como uma estratégia de proteção que se ajusta automaticamente às condições de operação do sistema elétrico. A resposta da proteção desejada pode incluir uma combinação de configurações de proteção, valores de configuração (tais como, limiares e atrasos de tempo), funções de proteção e lógicas de controle apropriadas (IEEE, 2019a). Na proteção adaptativa as configurações dos relés podem ser ajustadas previamente (*offline*) ou de maneira *online*. Segundo IEEE (2019b), o modo de configuração pré-estabelecido é realizado conforme a seguir:

- **Análise *offline*:** todas as configurações e operações da MR devem ser identificadas e estudadas, com o intuito de determinar as configurações da proteção de cada cenário;
- **Tabela de eventos:** todas as topologias e as proteções correspondentes são rearranjadas em uma tabela de eventos;
- **Operação *online*:** requer o monitoramento do sistema, principalmente em relação às modificações de topologia e de operação dos REDs. Quando uma alteração da condição de operação do sistema é detectada, as configurações da tabela de evento são selecionadas de acordo com os parâmetros de corrente do sistema e topologia. Se as condições da proteção forem similares às observadas ao estado anterior, então as configurações dos relés não são modificadas, caso contrário, as alterações são realizadas;
- **Atualização das configurações dos relés:** Caso as mudanças sejam necessárias, elas devem ser comunicadas aos relés por meio de um método confiável

A proteção adaptativa baseada em ajustes pré-definidos requer a atualização da tabela de eventos para inclusão de novos modos de operação da MR. Além disso, há necessidade de realizar estudos de situações de falta para determinação das configurações de proteção adequadas em todos os modos de operação, topologia e conexão de REDs, o que constitui uma tarefa muito trabalhosa (IEEE, 2019b).

No modo de ajuste de parâmetros *online*, os sinais são coletados por medidores inteligentes em tempo real para as diferentes condições de operação. A partir dos parâmetros medidos, definem-se as configurações dos dispositivos de proteção do sistema de forma *online*. Alguns desafios desse tipo de proteção adaptativa estão nos cálculos das configurações dos relés, que dependem da modelagem precisa do sistema e dos testes de proteção.

Além disso, a proteção adaptativa pode ser implementada em diversos métodos de proteção, como a de sobrecorrente. Dessa forma, é preciso definir a melhor estratégia para a topologia do sistema de estudo (IEEE, 2019b). Em ambos os modos de definição das configurações dos relés, os parâmetros dos dispositivos de proteção podem ser ajustados localmente, remotamente ou

por meio de métodos automatizados. As configurações automatizadas podem ser realizadas por meio de sistemas inteligentes como o uso de aprendizagem de máquinas, inteligência artificial ou lógica *fuzzy* (USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2011).

Apesar das vantagens da aplicação da proteção adaptativa em MRs, devido à resiliência do método em relação às alterações de operação desses sistemas, são observadas algumas dificuldades ao realizar a configuração dos relés no sistema. Dentre os desafios, destaca-se a inoperabilidade e a indefinição do sistema de proteção no instante de modificação dos parâmetros dos relés. Além disso, é possível que ao ajustar os relés, a proteção requisitada pelo sistema já tenha sido alterada e não seja correspondente à configuração para a qual a proteção foi configurada. Isso ocorre, principalmente, com a utilização de ajustes manuais, caso os ajustes automatizados ou o sistema de comunicação estejam comprometidos (IEEE, 2019b).

Outras desvantagens da proteção adaptativa podem ser observadas pela necessidade de conhecimento prévio da MR e de suas configurações possíveis, além dos cálculos exaustivos dos fluxos de potência e de curto-circuito indispensáveis. Destaca-se que mesmo no método *online*, esses cálculos devem ser feitos para definição das configurações dos relés. Ademais, esse tipo de proteção necessita da utilização de relés, que não são dispositivos originalmente utilizados em sistemas de distribuição (BUIGUES *et al.*, 2013). É importante ressaltar que os sistemas de proteção adaptativos geralmente necessitam de sistemas de comunicação (BUIGUES *et al.*, 2013; PACHECO *et al.*, 2017). A implementação de sistemas de comunicação pode ser complexa e inviável economicamente dependendo do porte do sistema elétrico (MAHAT *et al.*, 2011). Diferentemente dos sistemas de distribuição, as MRs possuem extensão territorial reduzida, o que possibilita a utilização de uma infraestrutura de comunicação de baixa complexidade (OLIVARES *et al.*, 2014). Além disso, a comunicação de sistemas de proteção necessita de uma verificação da confiabilidade e da velocidade do sistema de comunicação, uma vez que indicam fatores cruciais para a operação adequada da proteção (SARANGI; SAHU; ROUT, 2020).

Atualmente, a velocidade e confiabilidade dos sistemas de comunicação aumentaram significativamente (DUAN *et al.*, 2018). Ademais, a comunicação entre dispositivos de proteção pode ser realizada por meio de números binários, o que permite que haja a comunicação apenas de dados essenciais e que seja projetada por cabos comuns, tais como linhas de telefone, fibras ópticas, entre outras, auxiliando na velocidade e redução de custos (IEEE, 2019b). A relevância da comunicação nos sistemas modernos gerou o interesse pela compatibilidade dos sistemas com padrões de comunicação de alta velocidade (IEC 61850) e pelo desenvolvimento de estudos em ciber-segurança e da influência e mitigação de erros nos sistemas de proteção (IEEE, 2019b). Em Ustun (2017), por exemplo, são estudados os possíveis erros de interoperabilidade dos sistemas de comunicação utilizados na proteção adaptativa de uma MR e propõe-se soluções para mitigá-los.

A utilização de proteção adaptativa foi inicialmente aplicada em sistemas de distribuição com penetração de GD. Em Chattopadhyay (1996), foi proposto um sistema de proteção adapta-

tiva baseada na proteção de sobrecorrente direcional em um sistema de distribuição malhado com GD. O algoritmo utilizado baseia-se em técnicas de programação linear, possui operação *online* para ajuste ótimo das curvas de atuação dos relés, visando a minimização do tempo de atuação, e da coordenação dos relés. O algoritmo conseguiu reduzir o tempo de atuação dos relés de acordo com a operação do sistema. No entanto, o método apenas considera variação na geração e nas cargas, ou seja, não contempla o ilhamento do sistema, que caracteriza um dos eventos que mais afeta a proteção de sobrecorrente.

Nas décadas subsequentes a 1996 os estudos acerca da aplicação da MR se tornaram mais evidentes na literatura. Em Han, Hu e Zhang (2010) estudou-se a implementação de um sistema de proteção adaptativa baseada em relés de sobrecorrente instantâneos e direcionais em uma MR composta por geradores distribuídos baseados em inversores. Nesse estudo, foi considerada a determinação das configurações dos dispositivos de proteção *online*, a partir da análise comparativa entre impedância da rede e da MR nos diferentes modos de operação do sistema. No entanto, os autores não analisaram a conexão de sistemas de armazenamento e de geradores baseados em máquinas rotativas na MR e não explicitaram se o método era dependente de comunicação e qual tipo de comunicação poderia ser compatível com o sistema proposto.

Mahat *et al.* (2011) propuseram uma estratégia de proteção adaptativa utilizando relés de sobrecorrente. Para tornar o método independente de comunicação e impedir que a configuração inadequada seja enviada a todos os relés da MR, os autores consideraram as alterações das configurações dos relés baseadas em características locais de operação. A MR considerada no estudo possui cogeração, geradores de turbinas a gás e geração eólica. Apesar de representar um método descentralizado e sem comunicação, as análises foram feitas apenas para faltas trifásicas e a implementação do método só pode ser realizada em estados iniciais de operação conhecidos. Além disso, os autores afirmam que o método de atualização dos ajustes dos relés por medições locais só é garantido na desconexão de geradores distribuídos e no ilhamento ou reconexão da MR, ou seja, quando houver a conexão de uma nova GD, as configurações dos relés não podem ser atualizadas a partir das medições locais.

Bhattarai *et al.* (2015) propuseram uma estratégia de proteção adaptativa utilizando relés de sobrecorrente direcionais. Nesse estudo as configurações dos relés foram definidas previamente por meio de simulações *offline* e a definição de atualização dos parâmetros do relé foram atualizadas a partir da identificação dos estados de operação dos REDs e da topologia da rede. Para isso, foi utilizada uma combinação de análise local com um sistema de proteção centralizado, utilizando um sistema de comunicação. A MR considerada no estudo era composta por um Sistema Fotovoltaico (SFV) baseado em inversor, uma turbina eólica operando como gerador assíncrono e um sistema de cogeração utilizando GS. As análises foram feitas por meio de aplicações de falta em tempo real no *Real Time Digital Simulator* (RTDS), para variações na conexão dos REDs e de topologia da rede. No entanto, o sistema de proteção foi testado apenas para duas situações de falta e necessita de adaptação para a conexão ou desconexão dos

REDs, ilhamento ou reconexão da MR e na ocorrência de faltas em ramais laterais. Destaca-se que o método indica a utilização de relés direcionais mas não apresenta a estratégia utilizada na direcionalidade e os resultados apresentados não consideram falhas na proteção direcional.

Papaspiliotopoulos *et al.* (2017) propuseram um sistema de proteção adaptativa baseada na proteção de sobrecorrente para sistemas de distribuição com penetração de GD. Os autores consideram a utilização de um controle centralizado na rede e um método de otimização das configurações dos relés *online*. O sistema proposto necessita de um sistema de comunicação e foi simulado em tempo real no RTDS com configuração *hardware-in-the-loop* e o único tipo de GD considerada foram geradores baseados em máquinas rotativas. Com isso, não há como avaliar o desempenho do método proposto em relação a uma MR composta apenas por geradores distribuídos baseados em inversores e sistemas de armazenamento de energia. Além disso, os testes foram limitados à ocorrência de faltas trifásicas francas em um sistema de 5 barras (radial e malhado), mas não há como afirmar que o desempenho do sistema de proteção será mantido para o sistema ilhado ou para outros tipos de faltas (variando tipo, localização, resistência e ângulo de incidência da falta).

Muda e Jena (2017) propuseram um sistema de proteção adaptativa baseado na utilização de relés direcionais de sobrecorrente de componentes de sequência positiva e negativa. O estudo do sistema foi realizado por meio de simulações *hardware-in-the-loop* no RTDS. Neste estudo foi considerada uma MR composta por GBIs e geradores baseados em máquinas rotativas, para análise de faltas monofásicas e trifásicas para diversas configurações do sistema, considerando operação ilhada e conectada. Além disso, em Muda e Jena (2017) o sistema de comunicação proposto também foi simulado em *hardware*. Os autores avaliaram o desempenho da proteção em sistemas de 4 a 8 barras para apenas alguns tipos de falta, o que pode não ser suficiente para validar o desempenho da proteção em uma MR real.

3.2 Proteção baseada em tensão

A proteção baseada em tensão pode ser classificada em diferentes tipos de estratégias, tais como: a proteção de sobretensão, subtensão e a proteção por controle ou restrição de tensão. Originalmente as proteções baseadas em tensão são utilizadas na proteção de equipamentos, motores, circuitos eletrônicos, entre outros. No contexto de MRs, a proteção de subtensão e por controle ou restrição de tensão foram adaptadas e implementadas para a proteção de linhas.

A proteção de subtensão atua para tensões na barra de medição inferiores a um limiar pré-estabelecido. Nesse tipo de proteção, a queda de tensão gerada pela falta é utilizada para indicar a atuação do relé. A maior vantagem desse método está na independência em relação à amplitude e direção das correntes, ou seja, é capaz de operar nas operações da MR ilhada e conectada (IEEE, 2019a). Uma outra vantagem observada nessa estratégia de proteção é que as tensões de falta estão contidas entre 0 e 1 p.u., ao contrário da corrente que pode aumentar

indiscriminadamente (JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2019).

À medida que a falta se distancia da barra de medição, a tensão passa a apresentar uma redução na variação em relação ao seu valor nominal. Segundo Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), a diferença entre tensões de barras próximas a falta pode ser inferior a 1% para faltas com resistência de falta não-nula, como exemplo, os autores citam a ocorrência de uma falta com 20 Ω . Com isso, os métodos baseados em subtensão precisam estabelecer critérios de coordenação bem delimitados, uma vez que a diferença da tensão medida nos relés de proteção primária e de retaguarda é muito pequena (JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2019). Caso não seja possível estabelecer a coordenação adequada entre os dispositivos de proteção, a seletividade do método pode ser comprometida (IEEE, 2019b).

A proteção com restrição ou controle de tensão permite que os relés de sobrecorrente considerem também a tensão da barra de conexão em sua atuação. Em uma proteção com controle de tensão, o relé de tensão impede que o relé de sobrecorrente atue em níveis de tensão aceitáveis. Para sistemas com tensão de operação inferiores a 230 kV, o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) define que uma tensão de regime permanente aceitável deve ser superior a 0,95 p.u. e inferior a 1,05 p.u. (ANEEL, 2021). Na proteção com restrição de tensão, a característica de operação do relé de sobrecorrente é ajustada com base nos valores de tensão de entrada (IEEE, 2019a). Um método de proteção de sobrecorrente com restrição de tensão é apresentado em ABB (2001), considerando um ajuste de proteção de sobrecorrente que quanto maior a tensão da barra do sistema, maiores são as correntes de limiar de atuação. O uso de relés de sobrecorrente-tempo com restrição de tensão pode ser utilizado como uma forma de proteção adaptativa, sem a necessidade de sistemas de comunicação (TUMILTY *et al.*, 2006). Essa filosofia de proteção garante maior sensibilidade para os relés de sobrecorrente em relação às situações de falta com alta variação na amplitude de corrente de falta, o que pode ser observado pela variação na operação da MR ou pela ocorrência de falta perante diferentes cenários de geração (IEEE, 2019a; ABB, 2001). Entretanto, a aplicação dessa proteção representa grandes desafios, principalmente em relação a sua seletividade e coordenação (IEEE, 2019a).

Além dos desafios de coordenação e seletividade, é importante destacar que as estratégias de proteção baseadas em tensão são suscetíveis a variações na rede que influenciem o comportamento da tensão. Dentre as operações do sistema que geram subtensão destaca-se a conexão de grandes cargas ou a partida de cargas dinâmicas (IEEE, 2019b). É importante ressaltar que a atuação incorreta desse método de proteção pode resultar em quedas de tensão na MR, principalmente, em relação à desconexão indevida de uma GD (MIRSAEIDI *et al.*, 2014).

Al-Nasseri, Redfern e Li (2006) propuseram um método de proteção baseado na Transformada de Park das formas de onda da tensão, a fim de identificar a presença de um curto-circuito interno ou externo a uma MR. A proteção de tensão atua em conjunto com técnicas convencionais de proteção de sobrecorrente (AL-NASSERI; REDFERN; LI, 2006). A análise do erro de tensão

de quadratura é capaz de diferenciar faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas, além de identificar afundamentos de tensão, mas os dispositivos de proteção devem ser programados para não atuarem diante desses cenários. Caso contrário, o método poderia gerar a atuação incorreta do sistema de proteção na ocorrência desses eventos.

Sortomme, Venkata e Mitra (2010) avaliaram a aplicação de um sistema de proteção baseado em relés de sobrecorrente direcionais e subtensão. O autor considera a utilização de sistemas de comunicação e a medição de fasores de tensões e correntes. A MR simulada no *software* MATLAB/Simulink é composta por turbinas eólicas, SFVs e gerador a *diesel*. A proteção de sobrecorrente indica os pontos do sistema com correntes superiores aos limites pré-estabelecidos, então define-se o equipamento que deve atuar a partir das menores medições de tensão dos equipamentos de proteção. A eficácia do sistema de proteção proposto foi comprovada para faltas trifásicas de baixa impedância e faltas monofásicas de alta impedância. No entanto, a estratégia tem como base a utilização de sistemas de comunicação, o que demandam um alto investimento em infraestrutura e em cibersegurança.

Wang, Li e Yu (2011) aplicaram a proteção de subtensão em uma MR composta por turbinas eólicas, SFVs e sistema de armazenamento de energia. A Transformada de Park é utilizada nos sinais de tensão, o sinal de tensão de eixo direto passa por um filtro passa baixa e é comparado com o valor anterior. Caso a diferença entre os valores não seja aproximadamente 0, então há a atuação da proteção. A utilização da Transformada de Park permite que o desequilíbrio de tensão natural da MR não influencie o sistema de proteção, como observado nas componentes simétricas (sequência negativa e zero), além de permitir que a atuação ocorra a cada leitura dos sinais. A estratégia de proteção não teve seu desempenho apresentado para a ocorrência de faltas na MR de teste, apenas foram discutidos aspectos da proteção proposta.

Um relé baseado em características de tempo-corrente-tensão foi proposto em Saleh *et al.* (2015), em que um novo parâmetro de ajuste foi adicionado nos relés, o qual modifica o tempo de atuação da proteção direcional de sobrecorrente em função dos valores de tensão de falta. O método proposto manteve a coordenação para um sistema malhado com GD. No entanto, o método não foi testado para alterações na topologia da rede e para a operação ilhada. Em Mishra, Pradhan e Bajpai (2020) os autores propuseram a utilização de uma proteção baseada em curvas de corrente-tensão em sistemas de distribuição com SFV. A curva proposta associa a corrente de *pick-up* como uma função da tensão de sequência positiva. Essa estratégia de proteção manteve a coordenação da proteção e teve um desempenho superior às técnicas de proteção disponíveis para diversos cenários de falta e modos de operação dos SFVs. No entanto, os autores não testaram o desempenho da estratégia proposta durante a operação ilhada da MR.

Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) propuseram uma nova curva característica de relé baseada em tensão. Os autores se basearam nas curvas de fusíveis e dos relés de sobrecorrente de tempo inverso para criar uma curva de tensão temporizada. O método de proteção proposto é adaptativo e necessita de uma detecção de ilhamento, a fim de atualizar os parâmetros dos

relés durante o ilhamento/reconexão da MR. Os autores testaram o método variando os tipos, geração e ponto de conexão dos geradores distribuídos. Além disso, foram realizados testes em dois sistemas (de baixa e média tensão) para todos os tipos de falta, com variações na resistência e nos locais de aplicação da falta. O método foi capaz de manter a coordenação nos cenários analisados. No entanto, os resultados obtidos consideraram que a direcionalidade da corrente era identificada corretamente em todos os casos analisados. Ademais, o método utiliza critérios de subtensão ou sobrecorrente para a detecção da falta e pode gerar a atuação indevida dos relés para eventos na rede que gerem o aumento da corrente ou a redução da tensão, incluindo a ocorrência de faltas em ramais laterais e a desenergização do local de medição dos relés.

3.3 Síntese Bibliográfica

Nesta seção serão apresentadas as principais características das estratégias de proteção adaptativa e de proteção baseada em medições de tensão propostas na literatura. Para isso, as técnicas de proteção propostas foram divididas em grupos descritos a seguir:

- **Grupo 1:** Utilização de técnicas adaptativas para proteção de MR, principalmente auxiliadas por relés de proteção de sobrecorrente;
- **Grupo 2:** Utilização da proteção baseada em tensão como proteção auxiliar à proteção de sobrecorrente ou como método principal. Nesta categoria serão incluídas proteção de subtensão e proteção com restrição ou controle de tensão.

Um resumo dos métodos estudados nesta dissertação é apresentado nas Tabelas 2 e 3, bem como seu requisito em relação à necessidade de comunicação para o Grupo 1 e 2, respectivamente. Destaca-se que os REDs foram classificados em: "GBMR" caracterizando os geradores baseados em máquinas rotativas; "GBI" representa os geradores baseados em inversores; "SAE" indica os sistemas de armazenamento de energia; e "Outros" classificando outros tipos de REDs, tais como sistemas de cogeração e veículos elétricos. Ademais as colunas "S" e "H" indicam que os métodos de proteção propostos foram simulados e testados em *hardware*, respectivamente. Em "Coord" são indicados os trabalhos que testaram ou indicaram estratégias para manutenção da coordenação dos dispositivos de proteção utilizados e na coluna "Com" são representados os métodos em que a utilização de sistemas de comunicação é realizada.

Nota-se que, em ambos os grupos, a maioria dos métodos considerou geradores baseados em máquinas rotativas e GBIs como as principais fontes de GD do sistema. Apesar de muitos trabalhos considerarem a inserção de fontes renováveis no sistema, apenas quatro autores consideraram a utilização de sistemas de armazenamento. Observa-se que poucos trabalhos do Grupo 1 e nenhum trabalho do Grupo 2 consideraram a implementação das técnicas de proteção propostas em *hardware*. Esse tipo de análise permite validar a implementação do método nos

Tabela 2 – Principais características dos estudos de proteção do Grupo 1.

Referência	Recursos Energéticos Distribuídos				S	H	Coord	Com
	GBMR	GBI	SAE	Outros				
(CHATTOPADHYAY, 1996)	✓	-	-	-	✓	✓	✓	✓
(OUDALOV; FIDIGATTI, 2009)	✓	✓	-	-	✓	-	✓	✓
(HAN; HU; ZHANG, 2010)	-	✓	-	-	✓	-	-	-
(MAHAT <i>et al.</i> , 2011)	-	✓	-	✓	✓	-	✓	-
(BHATTARAI <i>et al.</i> , 2015)	✓	✓	-	✓	✓	-	✓	✓
(PAPASPILIOTOPOULOS <i>et al.</i> , 2017)	✓	-	-	-	✓	✓	✓	✓
(USTUN, 2017)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
(PACHECO <i>et al.</i> , 2017)	-	✓	✓	-	-	-	-	✓
(MUDA; JENA, 2017)	✓	✓	-	-	✓	✓	✓	✓
(SEDGHISIGARCHI; SARDARI, 2018)	✓	-	-	-	✓	-	✓	✓
(JAIN; LUBKEMAN; LUKIC, 2019)	-	✓	-	-	✓	-	✓	✓
(OCAMPO-WILCHES; USTARIZ-FARFAN; CANO-PLATA, 2017)	✓	-	-	-	✓	-	✓	✓

Tabela 3 – Principais características dos estudos de proteção do Grupo 2.

Referência	Recursos Energéticos Distribuídos				S	H	Coord	Com
	GBMR	GBI	SAE	Outros				
(AL-NASSERI; REDFERN; LI, 2006)	✓	✓	-	-	✓	-	-	✓
(SORTOMME; VENKATA; MITRA, 2010)	✓	✓	-	-	✓	-	-	✓
(WANG; LI; YU, 2011)	-	✓	✓	-	✓	-	-	✓
(WANG <i>et al.</i> , 2014)	✓	✓	✓	-	✓	-	-	-
(SALEH <i>et al.</i> , 2015)	✓	✓	-	-	✓	-	✓	-
(JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2017)	✓	-	-	-	✓	-	✓	-
(JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2019)	Não especificado				✓	-	✓	-
(MISHRA; PRADHAN; BAJPAI, 2020)	✓	✓	-	-	✓	-	✓	-
Método Proposto	✓	✓	✓	-	✓	-	✓	-

sistemas reais, trazendo grandes contribuições para o desenvolvimento de um método de proteção de MR estruturado.

Em relação à coordenação, a maioria dos artigos citaram explicitamente a preocupação em manter a coordenação dos dispositivos de proteção durante a operação dos métodos de proteção propostos. É importante destacar que, mesmo com as diversas preocupações sobre a implementação de sistemas de comunicação nos sistemas de proteção, a maior parte dos estudos consideraram a utilização de algum tipo de comunicação como requisito de operação da proteção proposta. Além disso, observa-se que os métodos dependentes de tensão analisados são menos dependentes de comunicação do que as proposições utilizando proteção adaptativa.

A maioria dos estudos do Grupo 1 realizam a adaptação de relés de sobrecorrente direcionais e/ou instantâneos, apenas Muda e Jena (2017) utiliza também componentes de corrente de sequência. No Grupo 2, destaca-se o uso de Transformada de Park em Al-Nasseri, Redfern e Li (2006) e Wang, Li e Yu (2011). Por fim, destaca-se que apenas o método proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) independe do tipo, capacidade e localização da GD para operação da proteção, ou seja, todos os outros métodos dependem da identificação das características da MR.

O Método Proposto baseou-se no método de proteção proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), no qual foram realizadas alterações visando tornar o sistema de proteção menos vulnerável a atuações incorretas. Destaca-se que, apesar de conter elementos comuns aos outros trabalhos, o método de proteção proposto não necessita de sistemas de comunicação e foi testado para todos os tipos de falta, variando o local de aplicação, resistência e ângulo de incidência da falta, além de considerar variações na operação da MR (conectada e ilhada). Ademais, foi implementado um método de proteção direcional convencional, com o intuito de analisar a dependência do método proposto em relação à proteção direcional e para incluir os erros de direcionalidade na avaliação de desempenho da proteção.

MÉTODO PROPOSTO

Neste capítulo são apresentados o método de proteção baseada em tensão proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) e o método proposto neste trabalho.

4.1 Proteção Baseada em Tensão - Método Jamali e Borhani-Bahabadi

Nesta seção são apresentados os princípios de funcionamento e a parametrização do relé baseado em tensão proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), que utiliza como base a obtenção dos valores de tensão menores nas barras mais próximas ao local de incidência da falta, independente de conexão ou não de GD ou ilhamento da MR. Para isso, Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) definem as curvas de atuação dos relés descritas através das Equações 4.1 e 4.2, em que D indica o tempo de atuação mínimo da proteção, considerado 30 ms neste trabalho, V_{falta} é a tensão medida no relé durante o curto-circuito e A , p e m são parâmetros de ajuste das curvas.

$$t = \text{TDS} \left(\frac{A}{\left(\frac{1}{K}\right)^p - 1} \right) \log_2 \left(\frac{1}{K} \right) \cdot \left(\frac{1}{K} \right) + D, \quad (4.1)$$

$$K = \left(\frac{V_{falta}}{2} \cdot \left(1 - \frac{V_{falta}}{2} \right) \right)^m. \quad (4.2)$$

A parcela da equação referente ao termo exponencial no denominador é equivalente ao equacionamento de uma curva de tempo inverso de sobrecorrente apresentado na Equação (2.1), enquanto o termo logaritmo se assemelha à curva de atuação presente nos fusíveis. Com isso, os autores utilizam o valor de A igual a 1, para simplificar a definição de um valor de TDS que garanta a coordenação da proteção, e o valor de p em 2, que corresponde à característica da curva de tempo extremamente inverso. Dessa forma, a parametrização desses relés é obtida com

a definição dos valores TDS e m . Para exemplificar como a alteração do parâmetro m modifica as curvas de atuação dos relés propostos, a Figura 9 indica a curva de atuação deste dispositivo de proteção para os valores de m igual a 0,5, 1, 1,5 e 3. Observa-se que à medida que o valor de m aumenta, a curva de atuação do relé se torna mais achatada. Com isso, o relé se torna mais sensível aos valores de tensão próximos à tensão nominal.

Figura 9 – Curvas de atuação: Variação do parâmetro m .

Fonte – Elaborada pelo autor.

4.1.1 Critérios de Atuação

Como mostrado na Figura 9, observa-se que a curva indica a atuação da proteção para valores próximos da tensão normal de operação do sistema elétrico. Para impedir que haja a atuação da proteção durante a operação normal do sistema, é necessário utilizar critérios de atuação da proteção. Em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), o tempo de atuação da proteção só é obtido por meio das curvas de atuação, caso o relé receba como leitura um valor de tensão inferior a 0,85 p.u. ou um valor de corrente superior a 1,5 vezes a corrente de carga, de forma que a falta seja identificada conforme indicado no fluxograma da Figura 10.

Além dos critérios de tensão e corrente, devido à direcionalidade dos relés, a verificação da direção da corrente de falta é realizada para permitir a atuação dos relés. É importante ressaltar que devido à presença de GD há fluxo reverso e os relés direcionais serão tratados separadamente em termos de relés diretos (que atuam para correntes de falta de mesmo sentido que a contribuição da subestação para a falta) e relés reversos (que atuam para correntes de falta de sentido contrário à contribuição da subestação para a falta). Neste trabalho, será utilizado o método direcional do torque por componentes de fase, conforme explicado no capítulo 2. No entanto, Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) consideraram que a direcionalidade era identificada corretamente em todos os casos analisados e nenhum método direcional foi implementado.

Por meio da utilização desse critério de atuação espera-se que a proteção atue para situações de subtensão e, caso os critérios de tensão não sejam atendidos, a proteção seja capaz de atuar pelo critério de sobrecorrente, tornando os critérios de atuação mais abrangentes que

Figura 10 – Fluxograma de acionamento do relé proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019).

Fonte – Adaptada de (JAMALI; BORHANI-BAHABADI, 2019).

a proteção convencional de sobrecorrente. Observa-se que ao satisfazer apenas uma das duas condições haverá a atuação da proteção. No entanto, as condições de subtensão e sobrecorrente podem estar associadas a eventos que não correspondem à ocorrência de uma falta ou ainda podem indicar a ocorrência de uma falta fora da zona de proteção, como em ramais laterais. Com isso, aumenta-se a chance de obter atuações desnecessárias da proteção.

4.1.2 Parametrização dos Relés Baseados em Tensão

De forma semelhante à observada na parametrização de relés de sobrecorrente, a parametrização dos relés baseados em tensão é realizada para o caso crítico. O caso crítico representa a maior queda de tensão observada durante a falta, o que em uma MR implica na ocorrência de uma falta franca trifásica com o sistema ilhado. Neste sentido, em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) foram propostos os seguintes passos para parametrização dos relés:

- Os parâmetros m e TDS são definidos para os relés de fluxo direto considerando a operação da MR ilhada com os GBIs conectados no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), para a ocorrência de uma falta trifásica franca no fim do alimentador. Nesta situação, os parâmetros da proteção primária são ajustados. Posteriormente, os parâmetros TDS e m das proteções de retaguarda são ajustados, a fim de manter a coordenação com a proteção primária;
- O parâmetro m dos relés diretos é reajustado considerando a operação da MR conectada com a subestação. Neste cenário, os autores definem que o valor de m deve ser superior ao valor de ajuste para a MR ilhada. Destaca-se que o valor de TDS é mantido em ambas as condições de operação da MR (ilhada e conectada à subestação);

- A parametrização dos relés de proteção reversa é realizada na operação da MR ilhada para a ocorrência da falta no PAC. Neste cenário, considera-se que os GBIs estão acoplados ao fim do alimentador. Destaca-se que para os relés reversos não há modificação do parâmetro m na operação conectada.

Nota-se que a parametrização dos relés foi realizada separadamente para relés de fluxo direto, ou seja, que atuam para correntes de mesmo sentido que à contribuição da subestação, e de fluxo reverso, que atuam para correntes de falta com sentido contrário à da subestação. Os autores indicam a necessidade de utilizar o parâmetro m adaptativo de todos os relés diretos, alterando a característica das curvas dos relés dependendo da operação da MR conectada ou ilhada. Para o sistema conectado são utilizados maiores valores de m devido à contribuição da subestação que gera tensões de faltas maiores em relação à operação ilhada. Os relés reversos não precisam ter o parâmetro adaptativo m , pois a contribuição da GD durante a falta é mais relevante para a sua atuação do que a contribuição da subestação.

A utilização do parâmetro m adaptativo faz com que seja necessário que os relés diretos sejam equipados internamente com uma estratégia de detecção de ilhamento. Neste trabalho, considerou-se que os relés recebem a indicação do modo de operação da MR (ilhada ou conectada). Além disso, o método de parametrização proposto pelo artigo considera apenas a utilização de GBIs, a fim de obter as maiores quedas de tensão durante a ocorrência da falta. É importante destacar que para a parametrização dos relés reversos os autores indicam a análise de curto-circuito do sistema com GBIs conectados em cada extremidade da rede, ou seja, é necessário modificar o ponto de acoplamento da GD, analisando tantos cenários de operação quanto o número de extremidades do sistema em estudo.

4.2 Proteção Proposta

O método proposto também utiliza a curva de relé descrita na Equação (4.1), mantendo os valores de A e p , tal como proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019). Destaca-se que os principais diferenciais do método proposto em relação ao método de proteção baseado em tensão apresentado em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) estão relacionados com a parametrização dos relés e com os critérios de atuação, a fim de simplificar a parametrização e promover melhorias na atuação da proteção.

4.2.1 Critérios de Atuação - Método Proposto

O critério de atuação proposto tenta combinar a capacidade de atuar em diversos casos, obtida no método de Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), com critérios de seletividade da proteção de sobrecorrente convencional. Dessa forma, o principal objetivo é tornar o método menos vulnerável em relação à ocorrência de outros eventos e à ocorrência de faltas fora das zonas

de proteção dos relés. Dessa forma, propõe-se um novo algoritmo de identificação de falta, representado pelo fluxograma da Figura 11. O critério de atuação proposto considera os valores de tensão e corrente de fase (V_{abc} e I_{abc} , respectivamente) e dos sinais de tensão e corrente de sequência negativa (V_2 e I_2 , respectivamente).

Figura 11 – Fluxograma de acionamento do relé baseado em tensão proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Inicialmente o método de proteção proposto realiza a medição local dos valores de tensão e corrente de fase e calcula os valores de tensão e corrente de sequência negativa. Posteriormente, as condições de tensão e corrente de fase e de tensão e corrente de sequência negativa são verificadas paralelamente. Nota-se que o relé atua quando os valores de tensão de fase forem inferiores ao limiar pré-estabelecido (V_{th}) e a corrente de fase for superior ao limiar de corrente (I_{th}). Como alternativa à atuação por fase, o método atua para tensões e correntes de sequência negativa superiores aos limiares V_{2th} e I_{2th} , respectivamente.

Dessa forma, impede-se a atuação da proteção para faltas em ramais laterais, em que apenas a subtensão poderia ser observada. Ademais, a utilização de somente o critério de subtensão, tal como implementado em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), não impediria que um relé localizado em uma parcela desenergizada do sistema atuasse, uma vez que a subtensão seria detectada. Dessa forma, as modificações nos critérios de atuação tornou o método menos suscetível a atuações incorretas. É importante destacar que as componentes de sequência negativa foram implementadas no relé com o intuito de ampliar a margem da atuação do método para faltas não francas assimétricas, em que os valores de tensão de fase durante a falta podem atingir valores próximos à operação normal do sistema.

Após a verificação dos critérios de tensão e corrente é necessário verificar a direcionalidade da corrente. Destaca-se que o método de proteção diferencial utilizado nos testes foi o método do torque por componentes de fase, tendo em vista que o desenvolvimento de uma

proteção direcional não pertence ao escopo deste trabalho. Caso a condição da direcionalidade seja atendida o tempo de atuação do relé é calculado por meio da Equação 4.1. É importante ressaltar que, em relação ao critério de atuação original, apenas as condições de atuação para tensões e correntes de sequência negativa foram acrescentadas. Caso um método direcional de componentes simétricas fosse implementado, o cálculo das correntes e tensões de sequência negativa fariam parte dos requisitos de operação desses relés, independente do critério de atuação utilizado. Por isso, a utilização dessas grandezas não implica em um aumento de cálculos e complexidade significativos para a operação desses relés baseados em tensão.

As MRs conectadas ao sistemas de distribuição apresentam altos valores de corrente de falta e quedas de tensão menos significativas, principalmente nas barras mais próximas à subestação. Em contrapartida, a MR na operação ilhada possui correntes de falta menos significativas, dependentes apenas das contribuições dos REDs e as tensões durante a falta reduzem consideravelmente, tendo em vista que os REDs não são capazes de realizar a manutenção da tensão em relação à ocorrência de faltas. Dessa forma, é possível dizer que as correntes de falta descrevem melhor a situação de falta na operação da MR conectada e as tensões na operação ilhada. Dessa forma, os limiares de tensão e corrente de fase podem ser adaptados dependendo da operação conectada ou ilhada da MR.

Com o intuito de utilizar os comportamentos de tensão e corrente das MRs na operação da proteção, propõe-se o uso de parâmetros de tensões e correntes adaptativos. Para isso, durante a operação conectada utiliza-se como critério um limiar de sobrecorrente e verifica-se se a tensão está igual ou inferior ao valor de operação normal, mantendo como critério dominante a corrente. Na operação ilhada, utiliza-se um critério de subtensão e verifica-se se um valor de corrente mínimo de carga é lido pelo relé, mantendo como critério dominante a tensão de falta. Nota-se que os limiares de tensão e corrente propostos são adaptativos em relação ao ilhamento do sistema, tal como o parâmetro m . Dessa forma, ao detectar o ilhamento ou a reconexão da MR com a rede principal o parâmetro m e os limiares de tensão e corrente são reajustados para os valores correspondentes ao cenário de operação da MR. É importante destacar que os limiares e o parâmetro m de ambas operações foram definidos previamente por meio de análises de curto-circuito do sistema de estudo, de forma *offline*.

4.2.2 Parametrização dos Relés - Método Proposto

Em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), a parametrização era realizada utilizando diversos cenários de operação da MR, variando a conexão da MR com a subestação e a posição dos GBIs. Neste trabalho, propõe-se que a parametrização seja feita considerando o sistema conectado e sem REDs e o sistema ilhado com os todos os REDs previamente planejados conectados na MR e em suas respectivas posições, de acordo com os passos descritos a seguir:

- Os parâmetros m e TDS são definidos para os relés de fluxo direto considerando a

operação do sistema conectado sem GD com a ocorrência de faltas trifásicas francas no fim de cada alimentador do sistema. Nesta situação, os parâmetros proteção primária são ajustados para definir o menor tempo de atuação possível deste relé. Posteriormente, os parâmetros TDS e m das proteções de retaguarda são ajustados, a fim de manter o ITC;

- O parâmetro m dos relés diretos de proteção de retaguarda é reajustado considerando a MR ilhada com todos os REDs pré-definidos. Neste cenário, o valor de m definido deve ser inferior ao valor de ajuste para a MR conectada;
- A parametrização dos relés reversos é realizada na operação da MR ilhada com os REDs, sem distinção de operação conectada e ilhada.

Na parametrização apresentada em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) indica-se que os valores de m dos relés diretos na operação da MR ilhada devem ser menores do que na operação conectada. Observa-se que, ao definir inicialmente os parâmetros da proteção com o sistema conectado, o valor de m a ser definido na operação ilhada passa a estar contido em um intervalo definido (maior que zero e menor que o m da operação conectada). É importante destacar que o valor m não pode ser definido a partir da análise das tensões de falta, de forma análoga ao processo realizado na proteção de corrente para obtenção das correntes de *pick-up*. Dessa forma, reduzir o valor de m a um intervalo definido auxilia na redução de combinações de parâmetros e, consequentemente, na simplificação da parametrização.

A parametrização dos relés de proteção primária foi obtida para um conjunto de m e TDS que garantisse um tempo de atuação inferior a 100 ms. Para um relé direto de proteção secundária a metodologia simplificada da parametrização proposta é representada a partir dos seguintes passos:

Passo 1: Variação dos parâmetros m de 0 a 3 e de TDS de 0 a 5. Destaca-se que a variação de m foi realizada no intervalo apresentado em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) e o intervalo de TDS foi definido arbitrariamente;

Passo 2: Obtenção das combinações de valores m e TDS que garantem a coordenação com o relé de proteção primária para o sistema conectado e sem REDs;

Passo 3: Para cada combinação têm-se:

- 3- a): Definição do intervalo de valores de m_{il} (valor reajustado de m para a operação ilhada) para o cenário de operação da MR ilhada com todos os REDs previamente planejados ($0 \leq m_{il} \leq m$);
- 3- b): Obtenção das combinações de valores de m_{il} com o TDS correspondente que garanta a coordenação com o relé de proteção primária no cenário de operação da MR ilhada com todos os REDs previamente planejados;

Passo 4: Definição dos possíveis valores de TDS que garantem a coordenação nos dois cenários e os valores de m e m_{il} correspondentes.

Passo 5: Obtenção da combinação de parâmetros com menor intervalo de atuação entre proteção primária e secundária, mantendo os critérios de ITC.

Neste trabalho a parametrização dos relés foi feita a partir do método de tentativa e erro, mas a parametrização pode ser realizada por meio de algoritmos inteligentes, a fim de obter os parâmetros ótimos dos relés. É importante ressaltar que, originalmente, todos os relés de fluxo direto tinham os valores de m reajustados durante a operação conectada. No entanto, a parametrização proposta utiliza o parâmetro m adaptativo apenas para os relés diretos de proteção secundária. Essa alteração é proposta pois a utilização de um mesmo parâmetro m garante a atuação da proteção primária em uma faixa fixa de valores. Essa característica é desejável na proteção primária, que pode ser parametrizada para atuar sempre em valores inferiores a 100 ms. No entanto, para a proteção de retaguarda pode gerar a perda de coordenação, principalmente em relação aos relés reversos.

4.3 Síntese Comparativa dos Métodos

O Método Proposto utiliza a mesma curva de relés proposta no Método Jamali e Borhani-Bahabadi (2019), descrito pela Equação (4.1). No entanto, os critérios de atuação foram modificados com o intuito de abranger casos em que as tensões de falta obtidas não fossem reduzidas significativamente (com a inclusão dos critérios de sequência negativa) e também para impedir a atuação incorreta dos relés na ocorrência de faltas fora de suas respectivas zonas de proteção, devido ao critério de subtensão sem dependência com a corrente, tal como apresentado na Figura 10. A parametrização dos relés foi simplificada, utilizando apenas duas configurações de operação da MR. Além disso, propõe-se a parametrização do sistema conectado e, posteriormente, do cenário ilhado com REDs para que o intervalo de valores do parâmetro m seja definido, simplificando a busca pela combinação de parâmetros m e TDS que garantam a atuação correta e a coordenação.

METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia adotada no desenvolvimento do trabalho, seguindo os passos descritos pelo fluxograma da Figura 12.

Figura 12 – Fluxograma de desenvolvimento do trabalho.

Fonte – Elaborada pelo autor.

A caracterização da MR em estudo foi realizada a partir da definição e modelagem do sistema elétrico e dos REDs no *software* PSCAD. Em seguida, realizou-se a modelagem de um

sistema de proteção convencional, utilizando relés de sobrecorrente instantâneo e de tempo-inverso e do sistema de proteção baseado em tensão, proposto em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019). Os dois sistemas de proteção foram testados para os diversos cenários de operação da MR, em que a atuação e coordenação foram observadas no *software* MATLAB. Por meio dessas análises, foi elaborado e modelado um sistema de proteção adaptativo baseado em tensão. Por fim, o desempenho do sistema proposto foi testado em relação aos mesmos cenários de análise da proteção convencional e do Método PTJ para fins comparativos. Nas seções seguintes são descritas as etapas de caracterização da MR e de metodologia de análise das situações de falta.

5.1 Caracterização da Microrrede

5.1.1 Sistema elétrico

O sistema elétrico utilizado baseou-se no *benchmark* do CIGRÉ de 14 barras, que representa uma rede real em média tensão localizada no sul da Alemanha. O sistema possui dois alimentadores principais, com tensão nominal de 20 kV e frequência de 50 Hz (CIGRE, 2014). O sistema possui uma chave CH que altera a topologia da rede de radial para malhada, representada na Figura 13. O sistema foi modificado, para atender ao escopo do projeto. Para isso, a frequência do sistema foi alterada de 50 Hz para 60 Hz, seguindo o padrão utilizado no Brasil.

Figura 13 – Esquemático do sistema elétrico de estudo.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Destaca-se que os alimentadores do sistema possuem características distintas. O Alimentador 1 consiste em um sistema de distribuição subterrâneo com condutores de alumínio e blindagem de cobre. O Alimentador 2 é composto por linhas aéreas e condutores de alumínio sem alma de aço. A Tabela 20, disposta no Apêndice A, apresenta as distâncias, os tipos de linhas e as resistências, reatâncias e susceptâncias de sequência positiva e zero. O modelo de linha utilizado foi o modelo pi equivalente presente na biblioteca do *software* PSCAD, tal como especificado no *benchmark* (MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE, 2018; CIGRE, 2014).

Os transformadores abaixadores (110/20 kV) posicionados nos alimentadores 1 e 2 possuem potência nominal de 25 MVA. Ademais, transformadores de acoplamento foram alocados em cada ponto de conexão dos REDs. Os dados de cada transformador foram apresentados na Tabela 21 do Apêndice A. Para a simulação foram utilizados os transformadores disponibilizados na biblioteca do *software* PSCAD, que considera o modelo T, a fim de contabilizar as perdas no núcleo do transformador (MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE, 2018).

A MR utilizada é representada pela área delimitada no Alimentador 1, vide Figura 13. O sistema possui carga total de 24,16 MW e 6,07 Mvar, sendo que 4,32 MW e 1,43 Mvar representam as cargas contidas na MR. Os dados das cargas do sistema estão apresentados na Tabela 22 do Apêndice A. No PSCAD, as cargas elétricas são representadas por modelos estáticos descritos pelas expressões

$$P = P_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{NP} \cdot (1 + K_{PF} \cdot df) \quad (5.1)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{NQ} \cdot (1 + K_{QF} \cdot df), \quad (5.2)$$

em que P e Q são respectivamente as potências ativa e reativa, P_n e Q_n são as potências nominais ativa e reativa dadas por fase, respectivamente, V é a tensão da carga, V_n é a tensão nominal da carga, NP e NQ são respectivamente os expoentes da potência ativa e reativa e df é a variação da frequência elétrica. Para simplificar a modelagem do sistema de estudo, as cargas foram consideradas como sendo do tipo impedância constante e, para isso, os valores de K_{PF} e K_{QF} foram zerados e os valores de NP e NQ foram ajustados para o valor 2.

A operação ilhada da MR ocorre com a abertura do disjuntor comandado pelo relé R-12 localizado na barra 1. Devido à operação do dispositivo R-12 unicamente no sistema conectado, este dispositivo pode ser modelado como um relé de proteção convencional e não terá sua operação analisada neste trabalho. Para representar os REDs presentes na MRs, um GS com potência nominal de 5 MVA foi conectado na barra 5 e na barra 8 foram inseridos um SFV, com capacidade de até 5 MW e um Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria (SAEB), com capacidade de 1 MVA. Destaca-se que a posição e a capacidade dos REDs utilizados no sistema foram definidas de forma arbitrária. Os detalhes de operação e integração dos REDs implementados serão discutidos nas próximas subseções.

5.1.2 Gerador Síncrono

O GS utilizado nas análises possui potência nominal de 5 MVA, tensão de 6,6 kV e frequência de 60 Hz, com dados elétricos e mecânicos obtidos do fabricante WEG, baseado no modelo utilizado em Moura *et al.* (2010). Para isso, considerou-se os parâmetros apresentados na Tabela 23 do Apêndice B. Neste trabalho foi considerada a operação com injeção constante de PQ durante a operação da MR conectada e o controle de V_f na operação ilhada.

O modelo DC1A foi utilizado para controlar a excitação da máquina síncrona, tal como definido em IEEE (2016). A malha de controle do módulo DC1A utilizado pode ser vista na Figura 14, em que 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 de excitatriz, K_f é o ganho de amortecimento, T_f é a constante de tempo de amortecimento, V_{rmin} e V_{rmax} são os limites inferior e superior da saída do regulador, V_{min} e V_{max} são os limites inferior e superior da tensão de saída da excitatriz.

Figura 14 – Malha de controle de potência reativa e de tensão do gerador síncrono.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Os valores medidos de potência reativa (Q_{med}) e de tensão (V_{med}) são filtrados por um filtro *Butterworth* passa-baixa de 2ª ordem com frequência de corte de 1 kHz, a fim de reduzir os ruídos gerados pela rede na malha de controle. A configuração da malha de controle permite que haja o controle da potência reativa, quando recebe o valor 1 como entrada, e o controle de tensão, para um valor de entrada equivalente a 0. No controle de potência reativa, o erro dado pela diferença entre o valor medido e a referência da potência reativa (Q_{ref}) passa por um controle Proporcional-Integrativo-Derivativo (PID). A saída do controle PID é então utilizada como entrada do módulo DC1A de controle de excitação, gerando como saída a tensão aplicada ao enrolamento de campo da máquina (V_{campo}).

O modelo de regulador de velocidade utilizado é baseado em IEEE (2013). A malha de controle pode ser observada na Figura 15, sendo que R é o ganho referente à queda de velocidade da máquina síncrona, K_1 é o ganho de malha direta e P_{mec} é a potência aplicada no eixo do gerador. O sistema de controle com valor de entrada igual a 1 realiza o controle da potência ativa e, quando recebe valor igual a 0, a malha realiza o controle de frequência. Os sinais de potência ativa e de velocidade medidos, dados respectivamente por P_{med} e ω_{med} passam por um

filtro *Butterworth* equivalente ao utilizado na malha de controle da Figura 14. Destaca-se que a turbina não foi representada no GS de estudo, a fim de simplificar as análises.

Figura 15 – Malha de controle de potência ativa e de velocidade do gerador síncrono.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Os dados utilizados em cada ganho das malhas de controle apresentadas nas Figuras 14 e 15 foram descritos respectivamente nas Tabelas 24 e 25, contidas no Apêndice B.

5.1.3 Sistema Fotovoltaico

O SFV utilizado possui potência nominal de 5 MW, considerando uma operação com 650 W/m^2 de irradiação solar a uma temperatura de 25°C . O modelo utilizado opera conectado ao conversor CC/CC *Boost*, com saídas dependentes da irradiação e temperatura. No modelo completo a potência de referência é gerada pelo RPPM, a fim de garantir a operação do SFV na máxima potência, e o controle do conversor *Boost* adequa a corrente no elo CC. A partir disso, o Conversor Fonte de Tensão (CFT) opera a fim de manter tensão no elo CC (V_{cc}) constante. O diagrama esquemático do modelo completo do SFV foi representado na Figura 16.

Figura 16 – Modelo completo do Sistema Fotovoltaico.

Fonte – Elaborada pelo autor.

As simulações com o modelo completo (chaveado) necessitam de um longo período para serem realizadas, tendo em vista que o passo de integração da simulação é limitado pela

frequência de chaveamento dos transistores. O longo período de simulação torna-se um fator limitante para aplicações que necessitam de diversas simulações, tal como os estudos de proteção de sistemas elétricos. Dessa forma, a utilização do modelo médio pode ser utilizada a fim de reduzir a complexidade do controle e o tempo de simulação por meio da aproximação da resposta dos conversores. É importante ressaltar que, mesmo com a redução da precisão da resposta dinâmica, o modelo médio é capaz de representar o atraso gerado pelas malhas de controle. A Figura 17 representa um esquemático de modelo médio de um conversor CC/CA fonte de tensão. Destaca-se que a parcela do conversor CC/CC, o elo CC, os transistores e a lógica de chaveamento são aproximados pelas fontes de tensão controláveis.

Figura 17 – Modelo médio equivalente ao Sistema Fotovoltaico.

Fonte – Elaborada pelo autor.

O diagrama de blocos representado na Figura 18 indica a lógica de controle PQ implementada no modelo médio do SFV. O controle é dividido em duas malhas de controle: a interna e a externa. Na malha de controle externa, obtêm-se os valores de corrente de eixo direto e de quadratura de referência, a partir do erro da potência ativa medida com o respectivo valor de referência e da potência reativa medida e de referência do SFV, respectivamente. Com a definição dos valores de corrente de eixo direto e de quadratura de referência, obtêm-se os valores das tensões de eixo direto e de quadratura que serão transformadas novamente na referência abc e utilizadas como fator de multiplicação da tensão do elo CC, a fim de controlar as fontes de tensão do modelo médio. Os dados utilizados na lógica de controle e no filtro LCL foram apresentados no Apêndice B.

5.1.4 Elementos armazenadores de energia

O sistema de armazenamento de energia considerado utiliza baterias e possui uma potência de 1 MW, com capacidade de armazenamento equivalente a 1 MWh. O modelo de SAEB considerado no estudo foi baseado no modelo comercial NEC ALM12V35Ihp, composto por íons de lítio, com tensão nominal e capacidade de 13,2 V e 35 Ah, respectivamente. A conexão da bateria com o sistema precisa ser intermediada por conversores, a fim de manter os níveis de saída de tensão e corrente coerentes com o restante do sistema. Para isso, utiliza-se um conversor CC/CC *Buck/Boost*, o qual pode operar tanto como abaixador quanto elevador de tensão. Quando opera no modo elevação de tensão (*Boost*), o banco de baterias descarrega e

Figura 18 – Diagrama de blocos da lógica de controle PQ utilizada.

Fonte – Elaborada pelo autor.

no modo abaixador de tensão (*Buck*), as baterias são recarregadas. O modelo completo de um SAEB é apresentado na Figura 19.

Figura 19 – Modelo completo do SAEB.

Fonte – Elaborada pelo autor.

O modelo médio do SAEB e a lógica de controle utilizada são equivalentes ao modelo médio do SFV e ao diagrama de blocos representados nas Figuras 17 e 18, respectivamente. Destaca-se que as potências controladas pela lógica de controle do SAEB estão localizadas na saída do conversor, ou seja, antes da conexão do filtro LCL. Além do controle PQ, utilizou-se o SAEB com controle Vf nos cenários de operação da MR ilhada sem a conexão do GS. Nesse caso, a malha de controle Vf utilizada foi apresentada na Figura 20.

Destaca-se que, para obtenção dos valores de tensão de eixo direto e de quadratura (v_d e v_q), o controle Vf do modelo médio do SAEB utiliza um valor de referência de frequência pré-definido. É importante ressaltar que a utilização desse método de controle reduz a capacidade de analisar a transição da MR da operação conectada para ilhada e vice-versa. No entanto, neste trabalho não foi estudado o comportamento transitório do SAEB durante o ilhamento da MR. Os valores dos ganhos da lógica de controle PQ e Vf e do filtro LCL utilizados foram apresentados no Apêndice B.

Figura 20 – Diagrama de blocos do controle de tensão e frequência do SAEB.

Fonte – Adaptada de (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

5.2 Proteção Convencional de Sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente foram alocados no sistema elétrico tal como exemplificado na Figura 21. Para a escolha da posição e das curvas dos relés foram considerados o sistema radial e com fluxo de potência unidirecional, ou seja, sem conexão de nenhuma GD (Cenário Base). Dessa forma, a alocação dos relés de sobrecorrente foi definida de acordo com a divisão do sistema elétrico em zonas de proteção, a fim de englobar todas as barras do sistema e manter os critérios de seletividade e de custo, ou seja, evitou-se a utilização de um relé em cada barra do sistema.

As zonas de proteção do sistema radial para o Cenário Base é mostrada na Figura 22, em que as linhas tracejadas em vermelho indicam as zonas de proteção primária e em verde as zonas de proteção secundárias. Destaca-se que o relé R-12 não foi considerado nas análises comparativas, tendo em vista que este relé só opera nos cenários conectados. Dessa forma, as zonas de proteção de R-12 não foram apresentadas na Figura 22.

Para cada relé utilizado no sistema de proteção convencional, conectou-se um filtro *Butterworth* de 2ª ordem, com frequência de corte de 360 Hz. A amostragem do sinal de corrente adotada foi de 128 amostras por ciclo e a componente fundamental foi extraída utilizando a Transformada Rápida de Fourier. Além disso, cada relé possui um TC o qual é responsável por reduzir a corrente medida na linha. As relações de TC utilizadas são apresentadas na Tabela 4. É importante ressaltar que nas simulações não foi considerada a saturação dos TCs.

Os relés de sobrecorrente atuam por meio da proteção 50/51, caracterizada pela combinação das proteções de sobrecorrente instantânea e de tempo inverso. Com isso, foram utilizados critérios para definição das curvas de cada função do relé de sobrecorrente, conforme a seguir:

Figura 21 – Posicionamento dos relés utilizados na proteção convencional.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 22 – Zonas de Proteção - Proteção de Sobrecorrente.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Tabela 4 – Relação de transformação dos TCs.

Relé	Relação TC
R-34	15
R-38	15
R-56	15
R-87	15
R-89	15

Fonte – Elaborado pelo autor.

- **Proteção de Sobrecorrente Instantânea:** a corrente de *pick-up* da proteção de sobrecorrente instantânea foi definida pela corrente de falta trifásica localizada em 85% da área protegida (KINDERMANN, 1999). No caso dos relés localizados no fim dos alimentadores (R-56, R-87 e R-89) serão utilizados os valores de corrente de falta para a ocorrência de uma falta trifásica ao fim do alimentador. Destaca-se que será utilizado o tempo mínimo de atuação de 30 ms para todos os relés.
- **Proteção de Sobrecorrente de Tempo Inverso:** Inicialmente analisou-se a operação de cada relé, identificando qual zona de proteção é correspondente para os relés de acordo com a localização de falta. Dessa forma, obteve-se a relação descrita pela Tabela 5, considerando o Cenário Base. Para todos os relés foram ajustadas curvas muito inversas, seguindo o padrão europeu da norma IEC 255-3.

Tabela 5 – Pares de relés coordenados do sistema base.

Relé de Proteção	
1 ^a	2 ^a
R-56	R-34
R-87	R-38
R-89	R-38

Fonte – Elaborada pelo autor.

Com isso, foram definidas as curvas dos relés R-56, R-89 e R-87, pois atuam somente como proteção primária. A corrente de *pick-up* foi definida como $I_{pn} = 1,5 \cdot I_{cn}$, em que I_{pn} é o limiar de corrente do relé n e I_{cn} é a corrente de carga nominal medida no relé n no cenário de operação conectado e sem GD. A corrente de *pick-up* do relé R-56 e dos relés conectados a montante dessa linha foram definidas utilizando a chave CH fechada com a barra 8 desconectada, a fim de gerar uma margem de segurança no valor de I_{cn} . De forma análoga, a corrente de *pick-up* de R-87 e dos relés conectados a montante dessa linha foram definidas para CH fechada com a barra 5 desconectada.

Com a definição da corrente de *pick-up* de cada relé e dos tipos de curva utilizadas, o TDS será definido, a fim de garantir coordenação dos relés com condições de atuação descritas pela Tabela 5. Com isso, o TDS dos relés R-56, R-87 e R-89 foram definidos para que houvesse atuação em 100 ms para uma corrente de falta trifásica franca no terminal do alimentador de conexão dos relés. Para os relés de proteção secundária (R-34 e R-38), o TDS foi definido para que esses relés atuassem 200 ms após a atuação dos relés de proteção primária, mantendo os critérios de ITC para a mesma ocorrência de falta. É importante ressaltar que no caso de R-38, que atua como proteção secundária para os relés R-87 e R-89, foi considerado o valor de TDS que garantisse a coordenação com ambos os relés.

5.3 Proteção Baseada em Tensão

Os relés baseados em tensão são dependentes do sentido da corrente de falta e necessitam de relés direcionais que atuam com fluxo direto e reverso de potência, tal como apresentado no Capítulo 4. Dessa forma, os relés de fluxo direto baseados em tensão foram alocados nas mesmas posições indicadas para os relés de sobrecorrente convencionais, tal como apresentado na Figura 21. Também foi necessário inserir relés baseados em tensão de fluxo reverso. Com isso, os relés de fluxo direto e reverso foram alocados no sistema de acordo com o sistema apresentado na Figura 23.

Figura 23 – Posicionamento dos relés utilizados na proteção baseada em tensão.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Os relés de fluxo reverso foram alocados de forma a manter critérios de seletividade, por meio da distribuição das zonas de proteção. As zonas de proteção dos relés reversos para um cenário de MR ilhada com todos os REDs (Caso MR1RED) são mostradas na Figura 24, em que as linhas tracejadas vermelha, verde e azul indicam respectivamente as zonas de proteção primária e secundária e terciária. Ressalta-se que as zonas de proteção e a alocação dos relés R-34, R-38, R-56, R-87 e R-89 foram mantidas da Figura 22 e não foram representadas na Figura 24.

Para que a os critérios de ITC fossem garantidos durante a parametrização dos relés foi necessário definir os pares de relés que deveriam estar coordenados. De acordo com as Figuras 22 e 24, a coordenação deve ser mantida para os pares de relés apresentados na Tabela 6. Destaca-se que as zonas de proteção e os pares de relés coordenados são iguais no Método

Figura 24 – Zonas de proteção dos relés reversos.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Proposto e no Método PTJ.

Tabela 6 – Pares de relés coordenados - Proteção baseada em tensão.

Relé de Proteção	
1 ^a	2 ^a
R-56	R-34
R-87	R-38
R-89	R-38
R-34	R-83
R-38	R-54
R-32	R-54
R-32	R-83

Fonte – Elaborada pelo autor.

Nos relés baseados em tensão foram utilizados os mesmos procedimentos de processamento digital de sinais utilizados nos relés de proteção de sobrecorrente convencionais. Os valores dos TCs utilizados nos relés baseados em tensão foram descritos na Tabela 7. A relação

dos TPs utilizados nos relés baseados em tensão foi mantida em 12 para que em todos relés considerados nas análises as tensões de operação normal fossem menores do que 1. Destaca-se que os TCs e TPs foram mantidos nos dois métodos de proteção baseados em tensão analisados, ou seja, no Método Proposto e no Método PTJ.

Tabela 7 – Relação de transformação dos TCs do método baseado em tensão.

Relé	Relação TC
R-32	125
R-34	50
R-38	60
R-54	40
R-56	20
R-83	60
R-87	15
R-89	50

Fonte – Elaborado pelo autor.

É importante destacar que para as análises foi considerada a parametrização proposta para os dois métodos baseados em tensão. Com isso, os parâmetros obtidos para o Método Proposto também serão utilizados no Método PTJ. A definição dos limiares de tensão e corrente foi realizada de maneira diferente para os dois métodos, tendo em vista as alterações realizadas no critério de atuação proposto. Dessa forma, os limiares de cada método baseado em tensão foram definidos da seguinte forma:

- **Método de Jamali e Borhani-Bahabadi:** Utiliza apenas um limiar de sobrecorrente definido como 1,5 vezes a corrente de carga do Cenário Base, tal como no método convencional de sobrecorrente, e um limiar 0,85 p.u. de tensão;
- **Método Proposto:** Utiliza quatro limiares, sendo que dois limiares são adaptativos e possuem valores distintos para a operação conectada e ilhada. No total são seis limiares, sendo eles:
 - 1- Corrente de fase da MR conectada (I_{th}) definida como 1,5 vezes a corrente de carga do Cenário Base;
 - 2- Corrente de fase da MR ilhada ($I_{th_{il}}$) definida como a corrente de carga do Cenário Base;
 - 3- Corrente de sequência negativa (I_{2th}) definida como $\sqrt{3}$ da corrente de carga do Cenário Base;
 - 4- Tensão de fase da MR conectada (V_{th}) definida como uma tensão de operação normal (1 p.u.);
 - 5- Tensão de fase da MR ilhada ($V_{th_{il}}$) definida em 0,85 p.u. como um limiar de subtensão;

- 6- Tensão de sequência negativa (V2th), considerando que a tensão de sequência negativa pode ter 10% de erro proveniente da leitura dos medidores e 2% decorrente do desequilíbrio do sistema, para um fator de desequilíbrio de 2%, previsto em norma (ANEEL, 2021).

5.4 Aplicação de Faltas e Análise dos Sistemas de Proteção

Devido à versatilidade das MRs em relação a alterações na conexão dos REDs e ao tipo de operação, conectada à rede principal ou ilhada, é preciso estudar o comportamento do sistema de proteção em relação a essas variações. Para isso, os sistemas de proteção do Método Convencional, Método PTJ e o Método Proposto serão testados para os cenários de falta apresentados na Tabela 8, totalizando 9000 casos de falta.

Tabela 8 – Situações de falta analisadas.

Variáveis Analisadas	Descrição	Casos
Tipo de falta	FT, FFT, FF, FFF, FFFT	5
Resistência de falta (Ω)	0, 10, 20, 30 e 40	5
Ângulo de incidência da falta	0° e 90°	2
Barra em falta	B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, B9, B10 e B11	10
Cenários	Base, MR0GS, MR0RED, MR1GS, MR1FV e MR1RED	6
Proteção	Método Convencional, Método PTJ e Método Proposto	3

Fonte – Elaborada pelo autor.

Em todas as situações de falta analisadas, a falta teve duração de 1 s. Dessa forma, a atuação dos relés em um tempo superior a 1 s, após a ocorrência da falta, foi considerada como uma falha de atuação. Destaca-se que os seis cenários de operação da MR são descritos pela Tabela 9 com as respectivas conexões de REDs e potências de operação correspondentes. O símbolo “-” na Tabela 9 indica que o RED estava desconectado do sistema. É importante ressaltar que nos seis cenários foi considerado que o SAEB estava descarregando, para que a sua contribuição para a falta fosse contabilizada.

Tabela 9 – Descrição dos cenários de operação da MR.

Cenários	GS	SFV	SAEB	MR
Base	-	-	-	-
MR0GS	4.86 MW e 0.53 Mvar	-	-	Conectada
MR0RED	4.86 MW e 0.53 Mvar	1 MW	1 MW	Conectada
MR1GS	4.12 MW e 1.24 Mvar	-	-	Ilhada
MR1FV	-	4 MW	1.6 Mvar	Ilhada
MR1RED	2.18 MW e 1.14 Mvar	1 MW	1 MW	Ilhada

Fonte – Elaborado pelo autor

A partir das simulações realizadas, calculou-se a taxa de acerto individual dos relés para as faltas em sua zona de proteção primária. Para analisar a operação do sistema de proteção para cada cenário, as taxas de acerto foram organizadas por cenário de operação da MR e também pelas resistências de falta. Destaca-se que os erros contabilizados incluem a não-atuação do relé em faltas contidas em sua zona de proteção primária e a atuação incorreta do relé, para faltas fora de sua zona de proteção. Além dessa análise, os acertos globais dos métodos de proteção serão contabilizados, a fim de indicar as principais fontes de erros de cada método. Destaca-se que, a partir dessas análises de desempenho espera-se manter um padrão comparativo entre os três métodos e observar as principais vantagens e desvantagens de cada método.

5.4.1 Coordenação das Proteções

A coordenação dos relés foi avaliada nos três métodos de proteção propostos para os 9000 cenários de falta descritos na Tabela 9 e foi utilizada como um critério de comparação entre os métodos propostos. Para isso, foram considerados os pares de relés coordenados de cada método de proteção. Os sistemas de proteção apresentado em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019) e o Método Proposto possuem os mesmos pares de relés a serem coordenados, tal como apresentado na Tabela 6. No caso da proteção convencional, a Tabela 5 apresenta apenas os pares de relés coordenados do sistema base. Para avaliar a coordenação dos outros cenários foram considerados os pares de relés apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Pares de relés coordenados - Proteção convencional.

Relé de Proteção	
1 ^a	2 ^a
R-56	R-34
R-87	R-38
R-89	R-38
R-38	R-34
R-34	R-38

Fonte – Elaborada pelo autor.

Nota-se que, dependendo do cenário de operação altera-se o relé que atua como proteção primária e proteção de retaguarda, devido às alterações de REDs e de operação da MR. No caso da proteção convencional, por exemplo, no Cenário MR1FV R-34 atua como proteção primária para faltas nas barras 4 e 5 e R-38 atua como proteção de retaguarda. No entanto, no Cenário MR1GS o relé R-38 atua como proteção primária da falta na barra 8 e R-34 atua como proteção de retaguarda. A alteração dos pares de relés dependendo do cenário de operação faz com que o estudo da coordenação nos seis cenários seja imprescindível para a avaliação do desempenho das proteções.

RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados e discutidos os principais resultados obtidos em relação ao desempenho e coordenação dos sistemas de proteção aplicados na MR de estudo. Para as análises foram considerados os casos de falta apresentados na Tabela 8 e os cenários de operação da MR listados na Tabela 9.

6.1 Mapeamento de Tensão

Os níveis de tensão de faltas monofásicas e trifásicas foram mapeados considerando os cenários de operação da MR definidos na Tabela 9. O mapeamento das tensões no Cenário Base foi apresentado na Figura 25. Neste gráfico, as cores indicam os níveis de tensão em p.u. da fase sob falta obtidos um ciclo após a ocorrência da falta. Quanto mais próximo da cor amarela, mais a tensão se aproxima do limite superior de tensão descrito na legenda de gradação de cores, à direita das sub-figuras. Em contrapartida, quando as tensões de falta atingem valores próximos ao limite inferior de tensão, as cores se aproximam mais da cor vermelha.

As tensões medidas em cada relé correspondem às linhas da matriz de cores e as colunas indicam a barra em que a falta foi aplicada. Como exemplo têm-se que, para a ocorrência da falta trifásica franca na barra 6, os sinais de tensão vistos por R-56 são apresentados na Figura 26. Dessa forma, o valor eficaz de tensão medido um ciclo após a falta no relé R-56, indicada pelo asterisco vermelho na Figura 26, é de aproximadamente 0,13 p.u. e corresponde à cor preenchida pela intersecção da linha R-56 com a coluna B6 na Figura 25 (a). Além disso, é possível observar que os menores valores de tensão de falta para a falta na barra 6 são obtidos nos relés R-54 e R-56, que estão mais próximos da barra em falta. É importante ressaltar que os relés foram posicionados no sistema tal como apresentado na Figura 23.

Para o Cenário Base, representado na Figura 25, não foram observadas variações significativas nos valores das tensões medidas nos relés em relação à posição da falta, considerando

Figura 25 – Mapeamento de Tensão para o Cenário Base.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 26 – Oscilografia de tensão no relé R-56 para falta trifásica franca na barra 6.

um mesmo tipo e a mesma resistência de falta. Com isso, observa-se a dificuldade de estabelecer critérios de seletividade e segurança da proteção baseando apenas em valores de tensão de falta. Outro desafio da proteção por subtensão é estabelecer a coordenação entre os relés baseando apenas nos valores de tensão de falta. Isso pode ser exemplificado pelos relés R-34 e R-56 na ocorrência de faltas na barra 6, em que as tensões medidas nos relés possuem uma diferença inferior a 0,1 p.u., sendo que R-56 deve atuar como proteção primária e R-34 como proteção de retaguarda.

Fazendo a mesma análise para o Cenário MR0GS, verifica-se o comportamento da tensão por meio do mapeamento de tensões apresentado na Figura 27. Nota-se que no Cenário MR0GS as tensões de falta aumentaram em comparação ao Cenário Base, independente do tipo, local e resistência de falta. No caso das situações de falta com resistência de falta de 40Ω , as tensões de falta foram mais próximas aos níveis de tensão da operação normal (próximos a 1 p.u.), com destaque para as faltas monofásicas em que as menores tensões foram obtidas para os relés R-83, R-87 e R-89 com valor próximo a 0,9 p.u. como observado na Figura 27 (d)

Figura 27 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR0GS.

Fonte – Elaborada pelo autor.

O mapeamento das tensões de falta no Cenário MR0RED é apresentado na Figura 28. Com a conexão do SFV e do SAEB na barra 8, observou-se que os valores de tensão de falta lidos pelos relés R-87, R-89 e R-83 (conectados na barra 8) aumentaram em relação aos cenários base e MR0GS. Neste cenário, também foram observados maiores valores de tensão de falta para faltas monofásicas em relação às trifásicas e em relação ao aumento das resistências de falta. Nota-se que, para as faltas monofásicas com resistência de falta de 40Ω foram observados valores de tensão de falta superiores a 0,9 p.u., tal como apresentado na Figura 28 (d). Com isso, a utilização de apenas um sistema de proteção de subtensão não seria eficaz na ocorrência de faltas nos cenários de operação da MR conectada, principalmente em relação a faltas monofásicas com maiores resistências de falta. Nos Cenários MR0RED e MR0GS a diferença entre as tensões de falta dos relés de proteção primária e de retaguarda aumentou em relação ao Cenário Base. No entanto, os desafios de coordenação se mantêm, o que fica evidente nas faltas com resistência de

falta de 40Ω .

Figura 28 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR0RED.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Para avaliar o comportamento das tensões durante a ocorrência de faltas monofásicas e trifásicas para os cenários de operação da MR ilhada, realizou-se o mapeamento de tensões dos Cenários MR1GS, MR1FV e MR1RED, apresentados respectivamente nas Figuras 29, 30 e 31. A análise da Figura 29 mostra o efeito da conexão do GS na barra 5. Nota-se que os maiores valores de tensões de falta foram obtidos nos relés R-54 e R-56, que são os relés mais próximos do GS nos quatro casos de falta analisados. Além disso, as faltas mais próximas à Barra 5 geraram os casos mais severos de queda de tensão, uma vez que o GS atua como única fonte da MR neste cenário. No caso MR1FV observa-se um comportamento similar em relação ao SFV e o SAEB conectados na barra 8 do sistema. Dessa forma, os maiores valores de tensão foram vistos pelos relés R-83, R-87 e R-89 e as faltas que geraram as quedas de tensões mais acentuadas foram as faltas nas barras de conexão dos REDs (8) e à jusante (9, 10, 11 e 7).

Em relação ao mapeamento de tensão do Cenário MR1RED, observa-se na Figura 31 que o comportamento de tensões de falta foi semelhante ao observado pelo Cenário MR1GS, o que pode ser justificado pela capacidade de geração do GS ser superior ao conjunto SAEB e SFV. Nota-se que em todos os cenários de falta aplicados na MR ilhada, as faltas monofásicas resultaram nos maiores valores de tensão de falta independente do local da falta e da conexão de REDs.

Observa-se nas Figuras 29 e 31 que os Cenários MR1GS e MR1RED apresentaram

Figura 29 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR1GS.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 30 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR1FV.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 31 – Mapeamento de Tensão para o Cenário MR1RED.

Fonte – Elaborada pelo autor.

tensões praticamente iguais em todos os relés para as faltas nas barras 2, 3, 4, 5 e 6, com exceção dos relés R-54 e R-56. Analogamente no Cenário MR1FV, apresentado na Figura 30, as tensões em todos os relés são praticamente iguais para as faltas nas barras 7, 8, 9, 10 e 11. Dessa forma, a obtenção de critérios de seletividade e coordenação baseados nos valores de tensão de falta se torna mais desafiadora na operação da MR ilhada do que nos cenários conectados.

Além disso, para resistências de falta de $40 \, \Omega$, as tensões se aproximam dos níveis de tensão normais de operação do sistema elétrico. Dessa forma, surge a dificuldade de estabelecer um valor de ajuste capaz de distinguir entre operação normal e faltas, caso seja utilizada uma proteção de subtensão convencional. Por meio das análises de tensão nos cenários de operação da MR ilhada e conectada foi possível observar que as quedas de tensões são mais acentuadas nos cenários ilhados. Com isso, é possível perceber que a tensão pode ser utilizada na identificação das faltas, principalmente na operação da MR ilhada. No entanto, deve ser agregada a outras grandezas para manter a confiabilidade e seletividade do sistema de proteção, que não podem ser garantidos apenas com a utilização da tensão.

6.2 Método Proposto

Nesta subseção serão apresentados os resultados da proteção proposta neste trabalho para as situações de falta descritas na Tabela 8. Dessa forma, o desempenho, coordenação e

seletividade do método foram analisados. Destaca-se que o Método Proposto visa combinar critérios de seletividade inerentes à proteção de sobrecorrente com a coordenação das curvas de relés propostas em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019). É importante ressaltar que o critério de direcionalidade foi verificado por meio do cálculo dos torques de componentes de fase, descrito nas Equações (2.2), (2.3) e (2.4).

Os limiares foram ajustados de acordo com a Tabela 11, em que V_{th} e I_{th} indicam respectivamente os limiares de tensão e corrente de fase da operação da MR conectada, $V_{th_{il}}$ e $I_{th_{il}}$ são respectivamente os limiares de tensão e corrente de fase da operação da MR ilhada e V_{2th} e I_{2th} indicam os limiares de tensão e corrente de sequência negativa. Nota-se que, na operação conectada, o limiar de tensão foi definido como 1 p.u. para que a corrente fosse o parâmetro dominante e, na operação ilhada, o limiar de corrente utilizado foi equivalente a corrente de carga do sistema base, mantendo a tensão como critério dominante.

Tabela 11 – Limiares de tensão e correntes.

Relé	V_{th} (p.u.)	$V_{th_{il}}$ (p.u.)	V_{2th} (p.u.)	I_{th} (A)	$I_{th_{il}}$ (A)	I_{2th} (A)
R-34	1,00	0,85	0,12	1,38	0,92	1,7
R-38	1,00	0,85	0,12	2,00	1,00	1,7
R-56	1,00	0,85	0,12	1,93	1,00	1,7
R-87	1,00	0,85	0,12	3,00	1,00	1,7
R-89	1,00	0,85	0,12	1,33	0,88	1,3
R-32	1,00	0,85	0,12	0,85	0,55	0,9
R-54	1,00	0,85	0,12	1,29	0,86	1,3
R-83	1,00	0,85	0,12	1,76	1,00	1,7

A partir da parametrização proposta, os ajustes dos relés direcionais baseados em tensão foram apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Parâmetros do relé baseado em tensão.

Relé	TD	m	m_{il}
R-34	0,55	0,90	0,49
R-38	0,50	0,70	0,51
R-56	0,01	2,00	-
R-87	0,01	2,00	-
R-89	0,01	2,00	-
R-32	0,01	0,60	-
R-54	0,95	0,60	-
R-83	1,35	0,60	-

6.2.1 Porcentagem de Acerto

A porcentagem de acerto do Método Proposto foi avaliada considerando as operações corretas e os erros associados ao método de acionamento do relé, descritos no fluxograma da Figura 12. Dessa forma, os possíveis erros na atuação dos relés do Método Proposto são:

- **Limitação pela tensão:** A tensão não atingiu limiar e impediu a atuação da proteção dentro de sua zona de proteção;

- **Limitação de corrente:** A corrente não atingiu o limiar e impediu a atuação correta do relé;
- **Limitação por direcionalidade:** Os critérios de corrente e tensão foram atendidos, porém a direcionalidade impediu a atuação do relé para uma situação de falta em sua zona de proteção;
- **Operou incorretamente:** Os critérios de tensão e de corrente foram atendidos, mas a falta ocorreu fora da zona de proteção do relé. Nos relés de proteção secundária diretos e de fluxos reversos esse erro se deve, principalmente à falha na identificação da direcionalidade do método dos torques por componente de fase.

Os resultados da porcentagem de acerto dos relés diretos de proteção secundária para as situações de falta considerando os seis cenários de operação da MR foram organizados em relação à resistência e ao tipo de falta e podem ser observados por meio da Figura 32. Destaca-se que as porcentagens de acertos consideram tanto a operação como proteção primária quanto proteção secundária dos relés analisados. Pelas Figuras 32 (a) e (b), observa-se que o relé R-34 atuou corretamente para mais de 70% dos casos simulados, exceto para faltas do tipo FT (Figura 32 (b)). Neste caso, o número de operações incorretas desse relé aumentou por causa do método direcional utilizado que apresenta maiores erros de identificação da direção da corrente de falta para faltas assimétricas, tal como as faltas monofásicas. Nota-se que os menores índices de operação incorretas são obtidos justamente para faltas trifásicas.

A conexão de REDs à jusante dos relés diretos reduz a contribuição das outras fontes do sistema e da subestação na ocorrência de faltas também à jusante dos relés, podendo gerar falhas de atuação devido à limitação pela corrente. Para exemplificar essa falha, os sinais de corrente e tensão de fase do relé R-34 foram apresentados na Figura 33 para a ocorrência de uma falta monofásica (AT) com $R_f = 40 \, \Omega$ no cenário MR0GS em 2 segundos. Percebe-se que o valor eficaz de corrente não foi superior ao limiar de corrente pré-estabelecido, enquanto a tensão cumpriu o critério de atuação. A influência de cada REDs na operação dos relés do Método Proposto podem ser observadas no Apêndice D, em que as porcentagens de acerto foram discriminadas por cenário de operação, relé, resistência, localização e tipo de falta.

O relé R-38 obteve porcentagens de acerto superiores a 80% em todas as resistências e tipos de falta, sendo que os principais erros observados foram referentes à operação incorreta. Para exemplificar um caso de operação incorreta, os sinais de tensão e corrente de fase A do relé R-38 para a ocorrência de uma falta monofásica (AT) franca na barra 2 no cenário MR1RED foram apresentados na Figura 34. Nota-se que os limiares de tensão e corrente foram atingidos nessa situação de falta. No entanto, como a falta ocorre na barra 2 no sistema ilhado a corrente possui sentido REDs para a falta, ou seja, representa um fluxo de potência contrário ao sentido de atuação do relé R-38. Dessa forma, a atuação do relé ocorre devido à falha no método direcional implementado que não identificou corretamente a direção da corrente de falta.

Figura 32 – Desempenho dos relés R-34 e R-38 - Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

A mesma análise foi realizada para os relés de proteção primária (R-56, R-87 e R-89) e os gráficos de desempenho para o Método Proposto são apresentados nas Figura 35. O Método Proposto obteve um desempenho de aproximadamente 100% para todos os relés diretos de proteção primária. É importante ressaltar que não houve atuações incorretas nesses relés.

Os relés reversos tiveram desempenho apresentado na Figura 36. Os relés R-32 e R-54 obtiveram atuações corretas de cerca de 80% em relação às resistências de falta analisadas. Para R-32 as principais causas de falhas foram a atuação incorreta, a limitação por corrente e por direcionalidade. Destaca-se que a limitação por corrente está associada ao aumento das resistências de falta, sendo mais evidente para resistências de falta de 40 Ω . Em relação ao relé R-54, a maior porcentagem de erros se deve à limitação da direcionalidade, gerando um total de aproximadamente 30% de falhas nas faltas trifásicas. Como discutido anteriormente, o método

Figura 33 – Limitação de corrente de R-34 (Falta AT na Barra 6 com $R_f = 40 \Omega$ no Cenário MR0GS) - Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 34 – Operação incorreta de R-38 (Falta AT franca na Barra 2 no Cenário MR1RED) - Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

de direcionalidade utilizado apresentou dificuldade para identificar faltas trifásicas dentro da zona de proteção e de impedir a atuação para faltas assimétricas fora da zona de proteção.

Além disso, o relé R-54 apresentou falhas por limitação por tensão, principalmente para faltas monofásicas com resistência de falta de 40Ω . Para exemplificar a falha por limitação de tensão no cenário MR1RED, os sinais de tensão e corrente vistos por R-54 para a ocorrência de uma falta monofásica (AT) de 40Ω na barra 7 foram apresentados na Figura 37. Observa-se que o critério de corrente é atingido, porém o limiar de tensão é superior ao limiar de subtensão pré-estabelecido (0,85 p.u.), o que impede a atuação do relé. É importante ressaltar que a falha por limitação de tensão no relé R-54 corresponde a menos de 5% dos casos de falta monofásicas analisadas.

O relé R-83 foi o que obteve mais falhas por limitações de tensão e corrente. As falhas por limitação de corrente atingiram cerca de 10% dos casos de falta com resistência de falta de 30 e 40Ω . Apesar disso, os principais erros deste relé são provenientes da estratégia de direcionalidade utilizada (operação incorreta e limitação pela direcionalidade). Para exemplificar

Figura 35 – Desempenho dos relés de proteção primária - Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 36 – Desempenho dos relés reversos - Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 37 – Falha por limitação de tensão R-54 (Falta AT na Barra 7 com $R_f = 40 \Omega$ no Cenário MR1RED)- Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

a limitação pela direcionalidade, os sinais de tensão e corrente do relé R-83 foram apresentados na Figura 38, considerando a ocorrência de uma falta monofásica (AT) de 20Ω na barra 2 para o cenário MR1RED. Observa-se que os critérios de atuação de tensão e corrente foram supridos. No entanto, o relé não atuou pois o método direcional implementado não identificou corretamente o sentido reverso da corrente que flui da barra 8 (SAEB e SFV) para a barra 2 (local de aplicação da falta) e corresponde à direção de atuação do relé R-83.

Figura 38 – Falha por limitação de direcionalidade R-83 (Falta AT na Barra 2 com $R_f = 20 \Omega$ no Cenário MR1RED) - Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

6.2.2 Coordenação

A coordenação dos relés foi avaliada considerando o tempo de atuação e a tensão de falta dos relés de proteção primária e de retaguarda para a ocorrência de faltas nas barras 6, 7 e 11 para os cenários base, MR1RED e MR0RED, considerando faltas francas e com resistência de

falta de 40Ω . Os valores de tensão de falta e de Intervalo de Tempo de Atuação (ITA) ¹ obtidos para os relés ² do Método Proposto foram apresentados na Tabela 13, em que “P1” indica que apenas a proteção primária atuou nos casos indicados e não há como avaliar a coordenação. Destaca-se que os valores de tensão apresentados na Tabela 13 representam os valores eficazes de tensão obtidos após um ciclo da ocorrência da falta.

Tabela 13 – Intervalo de tempo de atuação entre os pares de relés - Método Proposto.

Barra em Falta	Tipo de Falta	Relé	Resistência de Falta = 0						Resistência de Falta = 40					
			Base		MR0RED		MR1RED		Base		MR0RED		MR1RED	
			V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)
6	FT	R-34 ^r	0,236	217,6	0,349	257,5	0,115	302,2	0,813	305,7	0,954	P1	0,877	P1
		R-56 ^p	0,134		0,262		0,127		0,795		0,940		0,878	
	FFF	R-34 ^r	0,223	210,2	0,223	228,4	0,044	259,5	0,674	296,4	0,762	309,2	0,608	P1
		R-56 ^p	0,126		0,165		0,064		0,641		0,756		0,609	
7	FT	R-38 ^r	0,252	250,2	0,382	280,1	0,158	283,3	0,813	306,0	0,938	311,2	0,867	P1
		R-87 ^p	0,142		0,257		0,125		0,792		0,925		0,849	
	FFF	R-38 ^r	0,239	246,6	0,203	263,3	0,054	262,1	0,675	301,0	0,761	307,0	0,420	323,7
		R-87 ^p	0,134		0,155		0,064		0,638		0,737		0,560	
11	FT	R-38 ^r	0,236	245,8	0,359	276,9	0,145	279,4	0,813	306,0	0,938	311,2	0,867	P1
		R-89 ^p	0,124		0,228		0,104		0,792		0,925		0,874	
	FFF	R-38 ^r	0,224	242,3	0,195	259,5	0,031	265,5	0,675	301,0	0,761	307,0	0,420	323,7
		R-89 ^p	0,117		0,129		0,037		0,637		0,738		0,550	

Fonte – Elaborada pelo autor

Por meio da Tabela 13 observa-se que a coordenação foi mantida em todos os casos em que os relés de proteção secundária e primária foram capazes de atuar em conjunto. Nota-se que o relé R-38 e o R-34 apresentaram algumas falhas de atuação que merecem uma discussão mais detalhada. As faltas monofásicas de 40Ω resultaram em tensões de falta superiores a 0,85 p.u. para os relés R-34 e R-38 no Cenário MR1RED, o que impediu a atuação desses relés. Apesar das tensões de fase de R-89 e R-56 serem superiores ao limiar de tensão, esses relés de proteção primária atuaram nessa situação de falta pelos critérios de tensão e corrente de sequência negativa, mantendo a atuação da proteção primária.

Outra falha de atuação ocorreu para a falta trifásica com 40Ω de resistência de falta na barra 6 no Cenário MR1RED. Neste caso, a tensão de falta foi inferior ao limiar de tensão, mas a atuação de R-34 foi limitada pela corrente de falta. Destaca-se que, mesmo se o limiar de corrente fosse atingido em um tempo hábil, a atuação deste relé estaria limitada pelo método de direcionalidade utilizado, tendo em vista que o limiar de torque não foi satisfeito para ao menos uma das três fases.

O relé R-34 também falhou para a ocorrência da falta monofásica de 40Ω no Cenário MR0RED. Neste caso, a tensão foi inferior a 1 p.u. No entanto, a corrente não atingiu o limiar de sobrecorrente. Apesar da falha na proteção de retaguarda ser indesejável, em todos os casos analisados a proteção primária foi capaz de atuar. Dessa forma, mesmo com a ocorrência de falhas de atuação nos relés de retaguarda o sistema não ficou desprotegido em nenhum dos cenários apresentados.

¹ ITA representa a diferença entre o tempo de atuação da proteção secundária e primária
($ITA = t_{secundaria} - t_{primaria}$)

² O sobrescrito "p" indicam os relés de proteção primária e o sobrescrito "r" indicam os relés de proteção de retaguarda.

Os intervalos de atuação entre os pares de relés para todos 3000 casos analisados foram apresentados no *boxplot* contido na Figura 39. No gráfico são apresentados o intervalo máximo e mínimo de tempo de atuação entre os pares de relés, por meio da linha preta, o primeiro e terceiro quartil correspondem respectivamente aos limites inferior e superior do retângulo em azul, o intervalo mediano é representado pela linha em vermelho contida no retângulo azul e as cruzes em vermelho indicam os *outliers*. Observa-se que apenas alguns *outliers* caracterizaram a perda de coordenação no Método Proposto, ou seja, a maioria dos casos analisados ficaram com um ITA superior a 200 ms.

Figura 39 – Coordenação entre os pares de relés - Método Proposto.

Fonte – Elaborada pelo autor.

6.3 Método de Jamali e Borhani-Bahabadi

Nesta subseção serão apresentados os resultados do Método PTJ, para as situações de falta descritas na Tabela 8. Destaca-se que, para efetuar as análises, os relés baseados em tensão foram modelados no *software* PSCAD, a aferição dos relés foi realizada para validar a atuação da proteção com as curvas de operação dos relés, o processo de aferição realizado e os gráficos de atuação foram apresentados no Apêndice C. Além disso, as Equações (2.2), (2.3) e (2.4) foram utilizadas para verificação da direcionalidade da corrente de falta. É importante ressaltar que os limiares de sobrecorrente e subtensão utilizados correspondem aos valores I_{th} e $V_{th_{il}}$ apresentados na Tabela 11 e os ajustes dos relés foram os mesmos utilizados no Método Proposto, vide Tabela 12.

6.3.1 Porcentagem de Acerto

A porcentagem de acerto dos relés do Método PTJ foi avaliada considerando as seguintes possíveis falhas observadas na sua operação:

- **Operou no ilhamento:** Os relés atuaram incorretamente durante o ilhamento da MR;

- **Limitação de tensão e corrente:** Os critérios de tensão e corrente não foram atendidos simultaneamente para a situação de falta;
- **Operação incorreta:** O critério de tensão ou de corrente foi atendido mas a falta ocorreu fora da zona de proteção do relé, tal como representado na Figura 34 para o Método Proposto;
- **Limitação de direcionalidade:** O critério de corrente ou tensão foi atendido, porém a direcionalidade impediu a atuação do relé para uma situação de falta em sua zona de proteção, tal como representado na Figura 38 para o Método Proposto.

Para os relés diretos de proteção secundária (R-34 e R-38) do Método PTJ, as taxas de acerto e de falhas estão representadas por resistência de falta e por tipo de falta na Figura 40. O relé R-34 obteve cerca de 60% de operações corretas para todas as resistências de falta. Destaca-se que a operação incorreta foi a principal responsável pelas falhas na atuação desse relé, principalmente para faltas assimétricas, atingindo cerca de 55% em faltas monofásicas. Os demais erros foram obtidos pela limitação de direcionalidade e por não atingir ao menos um dos critérios de corrente e tensão durante a falta. Em relação à limitação de tensão e corrente observa-se que esta falha ocorre principalmente para faltas monofásicas com resistência de falta de 40Ω . Destaca-se que a influência de cada REDs na operação dos relés do Método PTJ podem ser observadas no Apêndice D.

A porcentagem de acerto do relé R-38 se manteve próxima a 70% para todos os valores de resistência de falta analisados e não houve limitação da operação do relé pelas tensões e correntes de falta. A operação incorreta representou a principal fonte de erros desse relé. Em relação à direcionalidade observa-se que os maiores índices de operação incorretas são para faltas assimétricas, tal como discutido anteriormente, e a maior porcentagem de falhas geradas pela limitação da direcionalidade foram obtidas para faltas trifásicas.

A mesma análise foi realizada para os relés diretos de proteção primária do Método PTJ e os gráficos de desempenho são apresentados na Figura 41. Observa-se que os maiores erros foram derivados da operação incorreta, representando mais de 30% em alguns casos. Em relação aos relés R-87 e R-56 um terço do desempenho foi comprometido devido à operação durante o ilhamento. A falha durante o ilhamento do sistema ocorre devido à uma redução de tensão gerada pelo transitório do controle do GS, caracterizando como subtensão pelos relés R-87 e R-56. Durante o ilhamento foi considerado um atraso de 100 ms na alteração do modo de controle do GS (de controle PQ para o controle Vf), o que contribuiu para a obtenção de uma queda de tensão mais acentuada na simulação, o que prejudicou a atuação do Método PTJ.

Para exemplificar o comportamento da tensão e corrente durante o ilhamento em 1 segundo, os sinais de tensão e corrente medidos pelo relé R-87 são apresentados na Figura 42. Em um sistema real, esse atraso pode ser reduzido dependendo da técnica de detecção de

Figura 40 – Desempenho dos relés R-34 e R-38 - Método PTJ.

Fonte – Elaborada pelo autor.

ilhamento utilizada. No ilhamento da MR todos os relés estão submetidos à subtensão, atendendo aos critérios de atuação da proteção, porém apenas R-87 e R-56 atuaram devido à limitação realizada pela direcionalidade. É importante destacar que as condições aplicadas durante o ilhamento da MR e no cálculo da direcionalidade foram exatamente as mesmas aplicadas no Método Proposto.

O desempenho dos relés reversos do Método PTJ foi apresentado na Figura 43. No caso dos relés reversos a operação incorreta também foi responsável pela maioria das falhas de operação. Apenas no relé R-54 observou-se que a maior parcela dos erros foi oriunda da limitação por direcionalidade. No caso de R-83 foi observado que, além dos erros gerados pela direcionalidade, o relé apresentou falhas de operação devido à limitação de corrente e tensão.

Figura 41 – Desempenho dos relés de proteção primária - Método PTJ.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 42 – Atuação durante o ilhamento R-87 - Método PTJ.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Para exemplificar essa falha de operação os sinais de tensão e corrente visto por R-83 foram apresentados na Figura 44 para a ocorrência de uma falta monofásica (AT) com 30Ω na barra 5, considerando o cenário MR1RED. Observa-se que os limiares de tensão e corrente não foram satisfeitos simultaneamente, impedindo a atuação do relé R-83.

Com a conexão do SFV e do SAEB na barra 8, o relé R-83 deveria atuar para as faltas nas barras 2, 3, 4, 5, 6 e 8, a fim de isolar os REDs da barra 8 das faltas. No entanto, R-83 apresentou as piores porcentagens de acerto nas barras de atuação, o que pode ser explicado pela contribuição de corrente de falta do SFV e do SAEB serem limitadas e pela capacidade de geração ser inferior à do GS. Além disso, a conexão do GS agravou os casos de atuação incorreta do relé reverso R-83 para as faltas à jusante, o que pode ser explicado pela contribuição do GS para a corrente de falta de fluxo direto, permitindo a atuação da proteção pela sobrecorrente em cenários que a direcionalidade foi estimada incorretamente.

Destaca-se que o método de proteção necessita apenas da ocorrência de sobrecorrente ou de subtensão, o que implica que os relés podem atuar para faltas à montante, mesmo que o relé esteja submetido a uma corrente próxima de zero, devido ao critério de subtensão. Além disso, o mapeamento de tensão apresentou valores de tensão muito próximos nas diversas barras do sistema, o que contribuiu para a atuação incorreta do Método PTJ. Dessa forma, a atuação incorreta foi mais acentuada no Método PTJ do que no Método Proposto.

6.3.2 Coordenação

A coordenação dos relés foi avaliada, considerando os mesmos cenários de falta apresentados na Tabela 13 do Método Proposto. Os valores de ITA obtidos para os relés do Método PTJ foram apresentados na Tabela 14. É importante ressaltar que o termo "AI" indica que a coordenação não pôde ser avaliada devido à atuação dos relés de proteção primária durante o ilhamento. As falhas de atuação de R-34 e a atuação durante o ilhamento de R-56 ocorreram simultaneamente para as faltas monofásicas e trifásicas de 40Ω no Cenário MR1RED, indicados

Figura 43 – Desempenho dos relés reversos - Método PTJ.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 44 – Limitação por tensão e corrente R-83 (Falta AT com $R_f = 30 \Omega$ na Barra 5 no Cenário MR1RED) - Método PTJ.

Fonte – Elaborada pelo autor.

na Tabela 14 pelo símbolo “AI*”. Nos casos AI e P1, ao menos um relé atuou corretamente na situação de falta descrita. Ressalta-se que os valores de tensão apresentados na Tabela 14 foram obtidos da mesma forma que apresentado na Figura 26.

Tabela 14 – Intervalo de tempo de atuação entre os pares de relés - Método PTJ.

Barra em Falta	Tipo de Falta	Relé	Resistência de Falta = 0						Resistência de Falta = 40					
			Base		MR0RED		MR1RED		Base		MR0RED		MR1RED	
			V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)	V (p.u.)	ITA (ms)
6	FT	R-34 ^r	0,236	217,6	0,349	257,5	0,115	AI	0,813	305,7	0,954	P1	0,877	AI*
		R-56 ^p	0,134		0,262		0,127		0,795		0,940		0,878	
	FFF	R-34 ^r	0,223	210,2	0,223	228,4	0,044	AI	0,674	296,4	0,762	309,2	0,608	AI*
		R-56 ^p	0,126		0,165		0,064		0,641		0,756		0,609	
7	FT	R-38 ^r	0,252	250,2	0,382	280,1	0,158	AI	0,813	306,0	0,938	311,2	0,867	AI
		R-87 ^p	0,142		0,257		0,125		0,792		0,925		0,849	
	FFF	R-38 ^r	0,239	246,6	0,203	263,3	0,054	AI	0,675	301,0	0,761	307,0	0,420	AI
		R-87 ^p	0,134		0,155		0,064		0,638		0,737		0,560	
11	FT	R-38 ^r	0,236	245,8	0,359	276,9	0,145	280,5	0,813	306,0	0,938	311,2	0,867	336,4
		R-89 ^p	0,124		0,228		0,104		0,792		0,925		0,874	
	FFF	R-38 ^r	0,224	242,3	0,195	259,5	0,031	265,5	0,675	301,0	0,761	307,0	0,420	322,5
		R-89 ^p	0,117		0,129		0,037		0,637		0,738		0,550	

Fonte – Elaborada pelo autor

Observa-se que em todos os cenários de análise e variações na resistência de falta foram obtidos ITAs entre os pares de relés superior a 200 ms. Não foi possível avaliar a coordenação do Cenário MR1RED para as faltas na barra 6 e 7 devido à atuação dos relés R-56 e R-87 durante o ilhamento do sistema. Destaca-se que o único relé que não atuou foi o R-34 para os Cenários MR0RED e MR1RED com resistência de falta de 40Ω . A não atuação do relé R-34 no Cenário MR1RED para a falta trifásica com resistência de falta de 40Ω se deve à limitação da direcionalidade, que impediu a atuação do relé para uma falta dentro de sua zona de proteção. Nos demais casos em que R-34 não atuou, foi observado que os limiares de tensão e corrente não foram atingidos simultaneamente.

O ITA entre os pares de relés para todos 3000 casos analisados foram apresentados no *boxplot* contido na Figura 45. Observa-se que apenas alguns *outliers* caracterizaram a perda de coordenação no Método PTJ, ou seja, a maioria dos casos analisados ficaram com um ITA

superior a 200 ms.

Figura 45 – Coordenação entre os pares de relés - Método PTJ.

Fonte – Elaborada pelo autor.

6.4 Método de Sobrecorrente Convencional

Nesta subseção apresentam-se os principais resultados acerca da coordenação e da atuação da proteção convencional em relação à ocorrência de faltas nos 6 cenários de análise da MR. O estudo da proteção de sobrecorrente aplicada em MRs é fundamental para entender as principais limitações dos sistemas de proteção convencionais em relação aos sistemas de distribuição modernos. Para isso, a parametrização dos relés, descrita no capítulo anterior, resultou nos ajustes de proteção de sobrecorrente instantânea e de tempo inverso indicadas respectivamente nas Tabelas 15 e 16, sendo que os valores de I_{pi} e I_p estão referenciados ao secundário dos TCs.

Tabela 15 – Corrente de *pick-up* dos relés de sobrecorrente instantânea.

Relé	I_{pi} (A)
R-34	87,0200
R-38	87,0200
R-56	69,9870
R-87	68,4800
R-89	52,6667

Fonte – Elaborada pelo autor.

6.4.1 Porcentagem de Acerto

As porcentagens de acerto dos relés para as situações de falta descritas na Tabela 8, considerando todos os cenários de operação da MR podem ser vistos na Figura 46. No sistema de proteção de sobrecorrente convencional não foram considerados relés direcionais e a única

Tabela 16 – Ajustes dos relés de sobrecorrente de tempo inverso.

Relé	I_p (A)	TDS
R-34	5,0835	0,265
R-56	1,7685	0,350
R-38	7,7025	0,175
R-87	1,7625	0,350
R-89	4,3095	0,140

Fonte – Elaborada pelo autor.

limitação da proteção é observada quando as correntes de falta não atingem os limiares pré-estabelecidos nas Tabelas 15 e 16. Dessa forma, todos os erros indicam a não atuação dos relés para a ocorrência de faltas nas suas respectivas zonas de atuação, o que seria equivalente aos erros associados à limitação por corrente, direcionalidade e tensão do Método Proposto.

Figura 46 – Desempenho dos relés do Método Convencional.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Os relés de sobrecorrente de retaguarda (R-34 e R-38) apresentaram as maiores porcentagens de falhas para resistências de falta de 30 e 40 Ω . Essas falhas podem ser justificadas pela redução da corrente de falta com o aumento da resistência de falta. O aumento da sensibilidade dos relés poderia contribuir para a atuação correta da proteção em situações de falta com maiores

valores de resistência de falta. No entanto, isso poderia fazer com que houvesse um aumento de casos de atuação desnecessária da proteção para operações convencionais da rede, como a conexão de um bloco de cargas ou de um GS. Ressalta-se que o impacto de cada cenário de operação da MR na operação dos relés do Método Convencional foram representadas no Apêndice D.

No geral, o desempenho dos relés de proteção secundária (R-38 e R-34) da proteção convencional foi prejudicado pelas alterações de operação da MR, atingindo uma porcentagem de acerto inferior a 80% para todas as resistências de falta analisadas. Para a resistência de falta de 40Ω os relés R-34 e R-38 obtiveram porcentagens de acerto próximas a 35% e 50%, respectivamente. Ao considerar apenas os casos em que a proteção deveria atuar, tanto o Método Proposto quanto o Método PTJ apresentaram desempenho superior ao Método Convencional.

A conexão de REDs nas barras 5 e 8 alterou as zonas de proteção dos relés R-34 e R-38. Com isso, os relés passaram a ser responsáveis por isolar os REDs dos locais de falta, dependendo majoritariamente da contribuição dos REDs para a corrente de falta. No entanto, devido à capacidade dos REDs ser inferior à de uma subestação, somente a contribuição dos REDs para a corrente de falta não foi suficiente para gerar a atuação da proteção, principalmente ao considerar maiores resistências de falta e a proximidade em relação à subestação nos cenários conectados. Além disso, a contribuição dos REDs para faltas à jusante desses relés reduziu a corrente de falta medida, retardando ou impedindo a atuação desses relés.

Nos cenários de operação da MR ilhada manteve-se a atuação da proteção primária em todas as situações de falta simuladas. No entanto, os erros dos relés R-34 e R-38 se tornaram ainda mais severos. As atuações dos relés nos casos em que a corrente de falta dependia majoritariamente da contribuição do SFV e do SAEB foram mais prejudicadas, tal como a operação de R-34 nas barras 4, 5 e 6. Isso pode ser justificado pela menor capacidade dos REDs conectados na Barra 8 em relação ao GS na Barra 5. Além disso, as correntes de falta do SFV e do SAEB foram limitadas em 2 p.u. Para exemplificar as variações na corrente de falta geradas pelo ilhamento da MR, as correntes da fase A no relé R-34 para ocorrência de faltas trifásicas com resistência de falta de 40Ω em 2 s na barra 6 são apresentadas na Figura 47, considerando os Cenários MR1RED e MR0RED.

Observa-se que antes da falta a corrente de operação da MR ilhada é inferior à da operação conectada. A ocorrência da falta, em 2 segundos, evidencia essa redução da corrente no cenário ilhado. A corrente de falta de MR1RED é inferior à corrente de operação normal do Cenário MR0RED. Dessa forma, a utilização da proteção de sobrecorrente com um ajuste fixo capaz de atuar para esta falta no Cenário MR1RED atuaria na operação normal do sistema conectado com os REDs, o que comprova a ineficiência da proteção convencional de sobrecorrente aplicadas em MRs.

Nota-se que o desempenho geral dos relés de proteção primária foi aproximadamente 100% para os casos analisados, como visto na Figura 46. Dessa forma, pode-se inferir que as

Figura 47 – Corrente de R-34 para faltas trifásicas na Barra 6 (MR0RED e MR1RED).

Fonte – Elaborada pelo autor.

alterações dos modos de operação da MR não impactaram diretamente na capacidade dos relés de proteção primária em atuar na ocorrência de faltas em suas zonas de proteção. No entanto, não se pode afirmar o mesmo em relação aos seus respectivos tempos de atuação. Para entender como as variações de operação da MR impactaram na atuação dos relés R-56, R-87 e R-89, os tempos de atuação da proteção primária foram apresentados no *boxplot* apresentado na Figura 48. Para a obtenção do *boxplot* foram utilizados todos os casos de falta analisados para esta proteção, vide Tabela 8.

Figura 48 – Tempo de atuação dos relés de proteção primária - Método Convencional.

Fonte – Elaborada pelo autor.

É desejável que a proteção primária atue com um tempo inferior a 100 ms. No entanto, os relés de proteção primária R-56, R-87 e R-89 obtiveram um tempo de atuação mediano superior a 300 ms, como observado na Figura 48. Dessa forma, as modificações no sistema não impediram a atuação da proteção primária. Porém, as proteções primárias obtiveram tempos de atuação lentos, que também pode ser prejudicial ao sistema de proteção em termos de seletividade e coordenação, além de prolongar o tempo em que o sistema estará submetido aos distúrbios gerados pela falta.

6.4.2 Coordenação

A coordenação do Método Convencional foi avaliada considerando o tempo de atuação e a corrente de falta dos relés de proteção primária e de retaguarda para a ocorrência de faltas nas barras 6, 7 e 11 para os cenários base, MR1RED e MR0RED, considerando faltas francas e com resistência de falta de 40Ω . Os valores obtidos para os ITAs entre os relés de proteção primária e de retaguarda foram apresentados na Tabela 17. Destaca-se que os símbolos “NA” indicam a não atuação dos relés de proteção secundária e, por isso, os valores de ITA não puderam ser analisados. As correntes apresentadas indicam o valor eficaz da corrente lido após 1 ciclo da ocorrência da falta, de forma análoga ao método representado na Figura 26.

Tabela 17 – Intervalo de tempo de atuação entre os pares de relés - Método Convencional.

Barra em Falta	Tipo de Falta	Relé	Resistência de Falta = 0						Resistência de Falta = 40					
			Base		MR0RED		MR1RED		Base		MR0RED		MR1RED	
			I (A)	ITA (ms)	I (A)	ITA (ms)	I (A)	ITA (ms)	I (A)	ITA (ms)	I (A)	ITA (ms)	I (A)	ITA (ms)
6	FT	R-34'	59,4	189,5	68,6	221,2	7,7	NA	18,2	NA	5,0	NA	2,2	NA
		R-56 ^p	59,1		113,7		47,4		16,4		19,2		18,1	
	FFF	R-34'	75,3	217,6	77,0	193,9	5,8	NA	38,4	308,0	31,9	394,5	2,1	NA
		R-56 ^p	75,0		98,4		39,6		36,9		42,2		24,0	
7	FT	R-38'	59,6	211,6	81,3	206,7	31,1	524,5	18,8	NA	15,3	NA	13,3	NA
		R-87 ^p	59,5		103,5		43,8		15,5		18,1		16,8	
	FFF	R-38'	73,8	233,8	89,1	3,1	41,4	NA	38,6	345,7	38,7	371,4	29,8	NA
		R-87 ^p	73,3		85,6		11,0		36,0		40,7		23,1	
11	FT	R-38'	58,3	309,5	87,2	21,9	31,3	509,4	18,8	NA	15,3	NA	13,3	NA
		R-89 ^p	57,8		108,7		44,7		17,8		20,7		19,2	
	FFF	R-38'	75,4	229,7	91,6	7,2	41,9	NA	38,8	343,2	38,9	370,2	30,0	NA
		R-89 ^p	75,2		88,4		49,9		38,0		43,0		24,2	

Fonte – Elaborada pelo autor

Observa-se que, apesar de manter a coordenação para faltas trifásicas francas no Cenário Base, a coordenação entre os relés R-56 e R-34 foi violada para falta monofásica franca na barra 6. Nos cenários com REDs a perda de coordenação foi mais acentuada, como observado pela atuação aproximadamente simultânea de R-38 e R-87 para faltas trifásicas francas na barra 7 no Cenário MR0RED. Destaca-se que a diferença entre as correntes de falta dos três cenários de análise gerou tempos de atuação bem distintos em cada situação analisada. Além disso, em alguns casos, a conexão dos REDs à jusante dos relés de retaguarda reduziu a corrente de falta nesses relés, tal como para R-34 e R-56 para a falta monofásica na barra 6 considerando os Cenários MR0RED e MR1RED. Apesar de não impactar na coordenação dos relés, esta situação torna a proteção secundária mais lenta o que pode prejudicar o desempenho da proteção.

O ITA entre os pares de relés de sobrecorrente para todos 3000 casos analisados foram apresentados no *boxplot* contido na Figura 49. Observa-se que os valores mínimos obtidos foram inferiores ao ITC e caracterizaram a perda de coordenação do Método Convencional. Apesar disso, o ITA mediano entre os pares de relés é de 300 ms, o que indica que a maior parte dos cenários analisados obtiveram um ITA superior a 200 ms, porém com maiores violações do que observado no Método Proposto e no Método PTJ.

Figura 49 – Coordenação entre os pares de relés - Método Convencional.

Fonte – Elaborada pelo autor.

6.5 Estudo Comparativo

A porcentagem geral de acerto dos três métodos de proteção considerando os 3000 casos de falta simulados foi apresentada na Figura 50, em que o '*' indica a porcentagem de atuação correta considerando que o método direcional identificaria corretamente todos os casos analisados. Os critérios de atuação do Método Proposto aumentaram a seletividade da proteção em relação ao Método PTJ e foram capaz de impedir todas as atuações desnecessárias dos relés de proteção primária e a operação durante o ilhamento. Apesar de apresentar critérios de atuação mais restritivos do que o Método PTJ, o Método Proposto obteve menos de 2% de falhas oriundas dos limiares de tensão e corrente utilizados.

Figura 50 – Taxa de Acerto Geral.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Nota-se que, mesmo desprezando os erros oriundos da direcionalidade, o Método PTJ apresentou operações incorretas, devido às atuações dos relés de proteção primária de fluxo

direto, que não podem ser corrigidas pelo método direcional. Destaca-se que a estratégia de utilizar sobrecorrentes ou subtensões para detectar as faltas garante uma vasta abrangência do relé, em raros casos foi observada a limitação por corrente e tensão na operação dos relés do Método PTJ, diferentemente do método de proteção convencional. No entanto, os critérios de atuação aplicados no Método PTJ prejudicam a seletividade da proteção. Além da operação incorreta, o Método PTJ detectou o ilhamento como uma situação de falta, o que é prejudicial para a proteção de MRs.

Os ITAs de todos os pares de relés dos três métodos foram analisados em conjunto por meio do *boxplot* apresentado na Figura 51. Observa-se que os três métodos garantiram um valor mediano de ITA em cerca de 300 ms. No entanto o Método PTJ e o Método Proposto tiveram um intervalo menor de ITA entre o primeiro e o terceiro quartil, o que indica uma maior rapidez na atuação das proteções secundárias. Além disso, os *outliers* inferiores a 200 ms dos métodos baseados em tensão foram devido aos atrasos gerados pelo método direcional e que poderiam ser mitigados com uma implementação de proteção direcional mais efetiva. As porcentagens em que a coordenação foi mantida e o número de casos que os relés de proteção primária e de retaguarda atuaram corretamente foram apresentados na Tabela 18.

Figura 51 – Coordenação entre os pares de relés - Estudo Comparativo.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Tabela 18 – Coordenação geral dos métodos de proteção.

Pares de Relés	Método Proposto		Método PTJ		Método Convencional	
	Nº de atuações	Coordenação (%)	Nº de atuações	Coordenação (%)	Nº de atuações	Coordenação (%)
R56-R34	206	100	194	100	129	88,37
R87-R38	228	100	150	100	129	87,09
R89-R38	672	99,7	678	100	370	85,95
R34-R83	200	94	84	91,67	-	-
R38-R54	690	98,84	713	98,88	-	-
R32-R54	246	99,19	264	100	-	-
R32-R83	143	100	59	100	-	-

Apesar das porcentagens de coordenação serem superiores a 85% para o Método Convencional, não foi possível obter a coordenação entre os relés R-34 e R-38. Percebe-se que ora R-34 desempenha papel de proteção de retaguarda de R-38 (Cenário MR1GS) e ora R-38 atua como

proteção de retaguarda de R-34 (Cenário MR1FV). Destaca-se que, os relés R-34 e R-38 possuem curvas de atuação parametrizadas originalmente como proteção secundária e que não é possível obter coordenação para as diferentes zonas de proteção mantendo os parâmetros originais, o que prejudicaria a atuação da proteção convencional aplicada em uma MR. Além disso, nota-se por meio da Tabela 18 que as maiores porcentagens de coordenação foram obtidas pelos Métodos Proposto e PTJ. No geral, o Método Proposto obteve o maior número de atuações em conjunto dos relés de proteção primária e de retaguarda e o Método Convencional apresentou o menor.

6.6 Síntese dos Resultados

Neste capítulo, os Métodos convencional, PTJ e o Proposto foram avaliados em seis cenários teste de operação da MR, totalizando 3000 casos de falta. A proteção convencional apresentou um baixo desempenho, com casos em que o sistema ficou desprotegido, e uma atuação da proteção primária lenta. O Método PTJ teve seu desempenho comprometido pelas diversas atuações incorretas e a atuação durante o ilhamento da MR, apresentando um desempenho geral inferior à proteção de sobrecorrente. Enquanto o Método Proposto conseguiu atuar corretamente para os cenários de análise, com restrições de corrente e tensão menores do que 2%, além de manter um tempo adequado de atuação da proteção primária e a coordenação entre os relés, reduzindo as atuações incorretas da proteção, como pode ser observado pela Tabela 19, que representa o desempenho geral dos métodos analisados. Na Tabela 19, a porcentagem de coordenação foi normalizada pelo número de atuações do Método Proposto, uma vez que esse método apresentou o maior número de atuações de proteção primária e de retaguarda em conjunto. Destaca-se que, no geral, o método proposto se mostrou superior aos métodos convencional e PTJ tanto em termos de porcentagem de atuações corretas quanto em coordenação. Caso haja o aumento da eficácia do método direcional aplicado, o Método Proposto possui potencial de melhoria, podendo atingir 98,52% de acerto.

Tabela 19 – Desempenho Geral dos Métodos.

Método	Porcentagem de Acerto Geral	Falhas por Limiares	Limitado pela Direcionalidade	Operou Incorretamente	Operou no ilhamento	Porcentagem de Coordenação Geral /Nº de atuações	Porcentagem de Acerto sem Erros de Direcionalidade
Método Proposto	88,18%	1,48%	3,76%	6,58%	-	98,99%	98,52%
Método Jamali	60,58%	0,63%	5,01%	25,45%	8,33%	89,18%	77,78%
Método Convencional	83,21%	16,79%	-	-	-	49,22%	83,21%

CONCLUSÕES

A tendência de descentralização, descarbonização e democratização da produção energética impulsionou o surgimento do conceito de MR. Esses sistemas possuem diversos modos de operação e devem ser equipados com sistemas de controle e proteção compatíveis com a flexibilidade de operação e variações de conexão de REDs. Apesar dos diversos estudos realizados recentemente, não há uma estratégia de proteção de MRs consolidada na literatura. Dessa forma, investigaram-se três métodos de proteção: Método de Sobrecorrente Convencional, Método PTJ e o Método Proposto. Os métodos tiveram seus desempenhos analisados para seis cenários de operação da MR, considerando variações na conexão e potência dos REDs e na operação da MR (conectada ou ilhada). Ressalta-se que as análises foram feitas a partir de uma investigação minuciosa via simulações de transitórios eletromagnéticos.

O Método Convencional apresentou o pior desempenho entre os métodos avaliados, em termos de falhas de atuação e perda de coordenação, com os relés de proteção primária operando em tempos superiores a 100 ms. O Método PTJ, por sua vez, apresentou a coordenação em mais de 90% dos casos. No entanto, apresentou diversas atuações incorretas durante a ocorrência de faltas fora das zonas de proteção dos relés e no ilhamento da MR, o que prejudicou o desempenho geral do relé com porcentagens de acerto inferiores ao Método Convencional. Em relação ao Método Proposto, obteve-se coordenação da proteção em mais de 90% dos casos, com manutenção dos tempos de atuação da proteção primária nos diversos cenários e com aumento da seletividade em relação ao Método PTJ.

As modificações e simplificações realizadas na parametrização do Método PTJ não afetaram o desempenho da proteção. Enquanto as alterações realizadas nos critérios de atuação e a inclusão de limiares de tensão e corrente adaptativos aumentaram a seletividade do Método Proposto em relação ao Método PTJ, promovendo uma melhoria significativa no desempenho geral dos relés do Método Proposto. Além disso, as modificações realizadas nos critérios de atuação impediram a atuação do sistema de proteção durante o ilhamento da MR, tendo em vista

que os Métodos Proposto e PTJ foram testados considerando os mesmos cenários de operação com os mesmos métodos e critérios de direcionalidade.

É importante ressaltar que o método utilizado para o cálculo da direcionalidade foi responsável pelas maiores porcentagens de falhas no Método Proposto (atuação incorreta e limitação da direcionalidade) e pelos casos de perda de coordenação observados nos Métodos Proposto e PTJ. Dessa forma, a implementação de um método direcional mais eficaz pode não só reduzir significativamente as falhas de atuação do Método Proposto como também reduzir os casos em que houve perda de coordenação. Observa-se que os relés do Método Proposto têm potencial de atingir mais de 98% de atuações corretas, sem erros oriundos do método direcional como a limitação pela direcionalidade e atuações incorretas.

Os limiares e parâmetros adaptativos utilizados no Método Proposto são pré-definidos e reconfigurados com a detecção de ilhamento do sistema. Nota-se que não houve necessidade de readequar os parâmetros e ou limiares para a conexão ou desconexão dos REDs nos cenários analisados. Além disso, a utilização dos limiares adaptativos de tensão e corrente no Método Proposto não implica em um aumento da complexidade dos relés baseados em tensão. Tendo em vista que os relés, no Método PTJ, já realizavam a adaptação do parâmetro m para modificação das curvas dos relés durante a reconexão/ilhamento da MR com o sistema.

Para a continuação do desenvolvimento deste estudo, sugere-se como trabalhos futuros:

- Utilização de algoritmos de otimização para obtenção dos parâmetros m e TDS ótimos dos relés do Método Proposto (*offline*). Os valores ótimos seriam armazenados no relé e utilizados de acordo com o modo de operação da MR (conectada ou ilhada), com o intuito de reduzir os tempos de atuação, mantendo a coordenação do Método Proposto;
- Utilização de algoritmos de otimização para obtenção dos limiares de tensão e corrente ótimos (*offline*). De forma análoga aos parâmetros m e TDS, esses valores seriam armazenados e utilizados de acordo com o modo de operação da MR, a fim de reduzir as falhas de atuação por limitações de corrente e tensão em cenários de operação que podem ser previstos;
- Desenvolvimento de um método direcional mais efetivo para a aplicação em MRs. Com isso, espera-se reduzir as principais fontes de erros dos relés tanto em termos de operação quanto de coordenação;
- Implementação de uma estratégia de detecção de ilhamento, a fim de incluir nas análises de coordenação e desempenho dos relés o tempo de atuação e os erros oriundos do método de detecção de ilhamento. Com isso, espera-se observar os impactos do método de detecção de ilhamento no desempenho dos relés do Método Proposto;
- Implementação do relé do Método Proposto em *hardware*, para que a viabilidade do Método Proposto seja validada.

REFERÊNCIAS

- ABB. Voltage restraint overcurrent relay and protection assemblies. p. 1–12, 2001. Citado na página 30.
- AL-NASSERI, H.; REDFERN, M. A.; LI, F. A voltage based protection for micro-grids containing power electronic converters. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES**, p. 1–7, 2006. Citado 6 vezes nas páginas 6, 10, 11, 22, 30 e 33.
- ANEEL. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 56.
- AREFI, A.; LEDWICH, G.; BEHI, B. An Efficient DSE Using Conditional Multivariate Complex Gaussian Distribution. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015. Citado na página 9.
- BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: **2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)**. [S.l.: s.n.], 2000. v. 3, p. 1645–1656 vol. 3. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 22.
- BARRA, P. H.; COURY, D. V.; FERNANDES, R. A. A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 118, n. June 2019, p. 109524, 2020. ISSN 18790690. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 25.
- BHATTARAI, B. P.; BAK-JENSEN, B.; CHAUDHARY, S.; PILLAI, J. R. An adaptive over-current protection in smart distribution grid. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015**, IEEE, p. 3–8, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 2, 28 e 33.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective relaying : Principles and Applications**. 4th ed.. ed. [S.l.]: CRC Press, Taylor Francis Group, 2014. ISBN 0-429-11202-5. Citado na página 19.
- BOLLEN, M. H.; YANG, Y.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system a power quality approach. **ICHQP 2008: 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, p. 1–8, 2008. Citado na página 22.
- BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Development of Protection Scheme for Active Distribution Systems with Penetration of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, 2004. ISSN 07347502. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- BREARLEY, B. J. and; PRABU, R. R. A review on issues and approaches for microgrid protection. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 67, p. 988–997, 2017. ISSN 18790690. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 12.
- BROWN, R. E. Impact of Smart Grid on Distribution System design. **IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES**, 2008. Citado na página 22.

BUIGUES, G.; DYŠKO, A.; VALVERDE, V.; ZAMORA, I.; FERNÁNDEZ, E. Microgrid protection: Technical challenges and existing techniques. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 1, n. 11, p. 222–227, 2013. ISSN 2172038X. Citado 3 vezes nas páginas 21, 25 e 27.

CALERO, F. Rebirth of negative-sequence quantities in protective relaying with microprocessor-based relays. **Schweitzer Engineering Laboratories Inc.**, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.

CAMINHA, A. C. **Introdução A Proteção Dos Sistemas Elétricos**. EDGARD BLUCHER, 1983. ISBN 9788521201366. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=NFBqPgAACAAJ>>. Citado na página 12.

CHAN, C. M.; LEE, Y. D.; CHANG, Y. R. A novel control system for microgrid operation and protection. **Proceedings of the SICE Annual Conference**, IEEE, p. 722–726, 2011. Citado na página 9.

CHATTOPADHYAY, B. An online relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique. **IEEE Power Engineering Review**, v. 16, n. 1, p. 47–48, 1996. ISSN 02721724. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 33.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 1, 5 e 7.

CIGRE. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable Energy Resources. 2014. Citado 4 vezes nas páginas 44, 45, 99 e 100.

_____. Microgrids 1: engineering, economics, experience - capabilities, benefits, business opportunities, and examples - microgrids evolution roadmap. **Electra**, 2015. Citado na página 1.

CINTUGLU, M. H.; MA, T.; MOHAMMED, O. A. Protection of Autonomous Microgrids Using Agent-Based Distributed Communication. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 32, n. 1, p. 351–360, 2017. ISSN 08858977. Citado na página 22.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. [S.l.]: EESC-USP, 2007. Citado na página 15.

DOE. U.S. Department of Energy. Summary report: 2012 DOE microgrid workshop. **Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program**, 2012. Disponível em: <<http://energy.gov/sites/prod/files/2012MicrogridWorkshopReport09102012.pdf>>. Citado na página 1.

DUAN, J.; WANG, C.; XU, H.; LIU, W.; PENG, J. C.; JIANG, H. Distributed control of inverter-interfaced microgrids with bounded transient line currents. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 14, n. 5, p. 2052–2061, 2018. ISSN 15513203. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 27.

GAO, D. W. **Energy Storage for Sustainable Microgrid**. [S.l.: s.n.], 2015. 1–142 p. ISBN 9780128033753. Citado na página 11.

GUAN, Y.; MENG, L.; LI, C.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. A dynamic consensus algorithm to adjust virtual impedance loops for discharge rate balancing of AC microgrid energy storage units. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 5, p. 4847–4860, 2018. ISSN 19493053. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 11.

GUMERMAN, E. Z.; BHARVIRKAR, R. R.; LACOMMARE, K. H.; MARNAY, C. Evaluation Framework and Tools for Distributed Energy Resources. **Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory**, 2003. Citado na página 5.

HABIB, H. F.; YOUSSEF, T.; CINTUGLU, M. H.; MOHAMMED, O. A. Multi-Agent-Based Technique for Fault Location, Isolation, and Service Restoration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 53, n. 3, p. 1841–1851, 2017. ISSN 00939994. Citado na página 7.

HAN, Y.; HU, X.; ZHANG, D. Study of adaptive fault current algorithm for microgrid dominated by inverter based distributed generators. In: **The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 852–854. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 33.

HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 90, n. September 2017, p. 402–411, 2018. ISSN 18790690. Citado 5 vezes nas páginas 1, 5, 6, 8 e 11.

HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. Microgrid Protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1332–1353, 2017. ISSN 00189219. Citado 3 vezes nas páginas 7, 19 e 22.

HOSSEINI, S.; ABYANEH, H.; SADEGHI, S. Improving adaptive protection to reduce sensitivity to uncertainties which affect protection coordination of microgrids. **Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering**, v. 42, 02 2018. Citado na página 21.

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 18790690. Citado na página 7.

IANNUCCI, J. J.; CIBULKA, L.; EYER, J. M.; PUPP, R. L. DER Benefit Analysis Studies: Final report. **National Renewable Energy Laboratory**, 2003. Citado na página 5.

IEC. IEC 255-3 Electrical relays Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time. v. 3, 1989. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.

IEEE. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. **IEEE Power and Energy Society**, 2013. Citado na página 46.

_____. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies**. [s.n.], 2016. ISBN VO -. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1489146>>. Citado na página 46.

_____. IEEE Std C37.112. Standard for Inverse- Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.

_____. Microgrid Protection Systems. **Working Group on Microgrid Protection Systems (WGC30). Technical Report PES-TR71 - IEEE Power & Energy Society**, 2019. Citado 5 vezes nas páginas 18, 19, 26, 29 e 30.

_____. Power System Relaying and Control Committee. Microgrid Protection Systems. **IEEE Power and Energy Society**, n. July, 2019. Citado 7 vezes nas páginas 6, 7, 19, 25, 26, 27 e 30.

JAIN, R.; LUBKEMAN, D. L.; LUKIC, S. M. Dynamic Adaptive Protection for Distribution Systems in Grid-Connected and Islanded Modes. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 34, n. 1, p. 281–289, 2019. ISSN 08858977. Citado na página 33.

JAMALI, S.; BORHANI-BAHABADI, H. Non-communication protection method for meshed and radial distribution networks with synchronous-based DG. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 93, p. 468–478, 2017. ISSN 01420615. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 33.

_____. Protection Method for Radial Distribution Systems with DG Using Local Voltage Measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 34, n. 2, p. 651–660, 2019. ISSN 08858977. Citado 20 vezes nas páginas 13, 17, 2, 22, 30, 31, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 44, 57, 65 e 105.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.: s.n.], 1999. v. 1. ISBN 85-900853-1-7. Citado na página 52.

LAAKSONEN, H. J. Protection principles for future microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 12, p. 2910–2918, 2010. ISSN 08858993. Citado 5 vezes nas páginas 6, 11, 22, 23 e 25.

LASSETER, R. H. Microgrids. In: **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 305–308 vol.1. Citado 8 vezes nas páginas 1, 7, 9, 10, 11, 12, 20 e 21.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.; BAK, C. L. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 2, n. 3, p. 428–437, 2011. ISSN 19493053. Citado 4 vezes nas páginas 22, 27, 28 e 33.

MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE. PSCAD User's Guide. **Winnipeg**, 2018. Disponível em: <<https://hvdc.ca/knowledge-base/read,article/160/pscad-user-s-guide-v4-6/v:>>. Citado na página 45.

MARTIN-MARTÍNEZ, F.; SÁNCHEZ-MIRALLES, A.; RIVIER, M. A literature review of Microgrids: A functional layer based classification. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, n. November 2018, p. 1133–1153, 2016. ISSN 18790690. Citado na página 6.

MELIOPOULOS, A. P. S. Challenges in simulation and design of /spl mu/grids. In: **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 309–314 vol.1. Citado na página 12.

MENEZES, T. S. **Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos Utilizando Transformada S e Redes Neurais Artificiais com Máquina de Aprendizado Extremo**. Tese (Dissertação (Mestrado)) — Universidade de São Paulo, 2019. Citado na página 101.

MIRSAEIDI, S.; SAID, D. M.; MUSTAFA, M. W.; Hafiz Habibuddin, M.; GHAFARI, K. Progress and problems in micro-grid protection schemes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 37, p. 834–839, 2014. ISSN 13640321. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 30.

MISHRA, P.; PRADHAN, A. K.; BAJPAI, P. A Positive Sequence Relaying Method for Solar Photovoltaic Integrated Distribution System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2020. ISSN 19374208. Citado 3 vezes nas páginas 2, 31 e 33.

MOHAMED, E. A.; MAGDY, G.; SHABIB, G.; ELBASET, A. A.; MITANI, Y. Digital coordination strategy of protection and frequency stability for an islanded microgrid. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 12, n. 15, p. 3637–3646, 2018. ISSN 17518687. Citado na página 9.

MOHAMED, N. A.; SALAMA, M. M. A review on the proposed solutions to microgrid protection problems. **Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, IEEE**, v. 2016-Octob, p. 1–5, 2016. ISSN 08407789. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 25.

MOURA, F. A.; CAMACHO, J. R.; CHAVES, M. L.; GUIMARÃES, G. C. Independent power producer parallel operation modeling in transient network simulations for interconnected distributed generation studies. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 2, p. 161–167, 2010. ISSN 03787796. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 101.

MUDA, H.; JENA, P. Sequence currents based adaptive protection approach for DNs with distributed energy resources. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 11, n. 1, p. 154–165, 2017. ISSN 17518687. Citado 4 vezes nas páginas 2, 22, 29 e 33.

NAVEEN, P.; JENA, P. A Review on Issues and Coordination Strategies for over Current Protection in Microgrid. **2017 14th IEEE India Council International Conference, INDICON 2017**, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 9, 20, 21 e 22.

NIKKHAJOEI, H.; LASSETER, R. H. Microgrid protection. **2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES**, p. 1–6, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 12, 19 e 23.

OCAMPO-WILCHES, J. A.; USTARIZ-FARFAN, A. J.; CANO-PLATA, E. A. Modeling of a centralized microgrid protection scheme. **2017 3rd IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications, PEPQA 2017 - Proceedings, IEEE**, p. 1–6, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 23.

OLIVARES, D. E.; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A. H.; CAÑIZARES, C. A.; IRAVANI, R.; KAZERANI, M.; HAJIMIRAGHA, A. H.; GOMIS-BELLMUNT, O.; SAEEDIFARD, M.; PALMA-BEHNKE, R.; JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, G. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. ISSN 19493053. Citado 4 vezes nas páginas 6, 10, 11 e 27.

UDALOV, A.; FIDIGATTI, A. Adaptive Network Protection in Microgrids. **ABB International Journal of Distributed Energy Resources**, v. 5, p. 201–227, 2009. Citado na página 33.

PACHECO, B. A.; MARTINS, M. A.; PICA, C. Q.; RODRIGUES, N. A case study of adaptive microgrid protection during transitions and operations. **14th Brazilian Power Electronics Conference, COBEP 2017**, v. 2018-Janua, p. 1–5, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 9, 23, 27 e 33.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M. Microgrids in active network management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 36, p. 428–439, 2014. ISSN 13640321. Citado na página 7.

- PAPASPILIOTOPOULOS, V. A.; KORRES, G. N.; KLEFTAKIS, V. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Hardware-In-the-Loop Design and Optimal Setting of Adaptive Protection Schemes for Distribution Systems with Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 32, n. 1, p. 393–400, 2017. ISSN 08858977. Citado 4 vezes nas páginas 2, 20, 29 e 33.
- PHADKE, A.; THORP, J. **Computer Relaying for Power Systems**. [S.l.]: John Wiley Sons, Ltd, 2009. ISBN 9780470749722. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 14.
- ROBERTS, J.; GUZMÁN, A. Directional element design and evaluation. **21st Annual Western Protective Relay Conference**, 1994. ISSN 1996-1073. Citado na página 18.
- SALEH, K. A.; ZEINELDIN, H. H.; AL-HINAI, A.; EL-SAADANY, E. F. Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a New Time-Current-Voltage Characteristic. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 30, n. 2, p. 537–544, 2015. ISSN 08858977. Citado 3 vezes nas páginas 2, 31 e 33.
- SARANGI, S.; SAHU, B. K.; ROUT, P. K. Distributed generation hybrid AC/DC microgrid protection: A critical review on issues, strategies, and future directions. **International Journal of Energy Research**, v. 44, n. 5, p. 3347–3364, 2020. ISSN 1099114X. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 27.
- SEDGHISIGARCHI, K.; SARDARI, K. T. An adaptive protection strategy for reliable operation of microgrids. **2018 IEEE International Energy Conference, ENERGYCON 2018**, IEEE, p. 1–6, 2018. Citado na página 33.
- Serna, J. d. J. J.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M. Alternative methodology to calculate the directional characteristic settings of directional overcurrent relays in transmission and distribution networks. **Energies**, v. 12, n. 19, 2019. ISSN 19961073. Citado na página 18.
- SHI, S.; JIANG, B.; DONG, X.; BO, Z. Protection of microgrid. **IET Conference Publications**, v. 2010, n. 558 CP, 2010. Citado na página 19.
- SORTOMME, E.; VENKATA, S. S.; MITRA, J. Microgrid protection using communication-assisted digital relays. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 25, n. 4, p. 2789–2796, 2010. ISSN 08858977. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 33.
- TON, D. T. and; SMITH, M. A. The U.S. Department of Energy’s Microgrid Initiative. 2012. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 6.
- TUMILTY, R. M.; BRUCOLI, M.; BURT, G. M.; GREEN, T. C. Approaches to network protection for inverter dominated electrical distribution systems. In: **2006 3rd IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives - PEMD 2006**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 622–626. Citado na página 30.
- USTUN, T. S. Interoperability and interchangeability for microgrid protection systems using IEC 61850 standard. **PECON 2016 - 2016 IEEE 6th International Conference on Power and Energy, Conference Proceeding**, IEEE, p. 7–12, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 33.
- USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. Recent developments in microgrids and example cases around the world—a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 8, p. 4030 – 4041, 2011. ISSN 1364-0321. Citado 5 vezes nas páginas 9, 11, 12, 20 e 27.

WANG, X.; LI, Y.; YU, Y. Research on the relay protection system for a small laboratory-scale microgrid system. In: **2011 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 2712–2716. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 33.

WANG, X.; QI, J.; HOU, Y.; WANG, Y.; XU, W.; WANG, D.; JIAO, Z. Studies on fault analysis and protection configuration schemes in an isolated micro-grid. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, IEEE, v. 2014-Octob, n. October, p. 1–5, 2014. ISSN 19449933. Citado na página 33.

XU, M.; MENG, T.; ZOU, G.; ZHANG, J.; LIN, X.; YANG, J. A centralized protection and control scheme for microgrid. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, AP-PEEC**, 2015. ISSN 21574847. Citado na página 25.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-Sourced Converters in Power Systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010. ISBN 978-0-470-52156-4. Citado na página 50.

PARÂMETROS DA MICRORREDE

Neste apêndice são apresentados os principais parâmetros do sistema elétrico modelado no *software* PSCAD, baseado no sistema do CIGRE de 14 barras, como indicado na Figura 13, do Capítulo 5. Os valores de resistência, reatância e susceptância de sequência positiva e zero, bem como os comprimentos entre as linhas e o tipo de cabeamento elétrico utilizados são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 – Parâmetros das linhas do sistema de estudo.

Trecho		R_1	X_1	B_1	R_0	X_0	B_0	l	Tipo
De	Para	[Ω/km]	[Ω/km]	[$\mu\text{S}/\text{km}$]	[Ω/km]	[Ω/km]	[$\mu\text{S}/\text{km}$]	[km]	
1	2	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	2,82	Subterrânea
2	3	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	4,42	Subterrânea
3	4	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,61	Subterrânea
4	5	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,56	Subterrânea
5	6	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	1,54	Subterrânea
6	7	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,24	Subterrânea
7	8	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	1,67	Subterrânea
8	9	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,32	Subterrânea
9	10	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,77	Subterrânea
10	11	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,33	Subterrânea
11	4	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	0,49	Subterrânea
3	8	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493	1,30	Subterrânea
12	13	0,510	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280	4,89	Aérea
13	14	0,510	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280	2,99	Aérea
14	8	0,510	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280	2,00	Aérea

Fonte – (CIGRE, 2014)

As tensões do primário e do secundário, a impedância e a potência nominal dos transformadores utilizados no sistema são apresentadas na Tabela 21. Destaca-se que os transformadores dos alimentadores foram modelados tal como descrito em CIGRE (2014). Enquanto os transformadores dos recursos energéticos distribuídos foram baseados em dados de fabricantes e dos parâmetros nominais dos geradores e do SAEB.

Tabela 21 – Parâmetros dos transformadores utilizados no sistema de estudo.

Transformador	V_1 [kV]	V_2 [kV]	Z_t [p.u.]	S_t [MVA]
Alimentador 1	110 (Δ)	20 (Y_n)	0,0009+j0,1063	25
Alimentador 2	110 (Δ)	20 (Y_n)	0,0009+j0,1063	25
GS	6,6 (Δ)	20 (Y_n)	0,0051+j0,0548	5
SAEB	1,0 (Y_n)	20 (Y_n)	0,01+j0,06	2
SFV	2,0 (Y_n)	20 (Y_n)	0,001+j0,15	5

Fonte – Adaptada de (CIGRE, 2014).

Na Tabela 22 são representadas as características das cargas do sistemas. Observa-se que são representadas cargas residenciais, comerciais e industriais. Destaca-se que as cargas comerciais e industriais representadas no sistema possuem fator de potência inferiores aos das cargas residenciais.

Tabela 22 – Parâmetros das cargas presentes no sistema de estudo.

Barra	Residencial		Comercial e Industrial	
	Potência Aparente [kVA]	Fator de Potência	Potência Aparente [kVA]	Fator de Potência
1	15300	0,98	5100	0,95
2	-	-	-	-
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 – (CIGRE, 2014)

PARÂMETROS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Neste apêndice são apresentados os dados utilizados para representação dos recursos energéticos distribuídos e seus respectivos controles no *software* PSCAD.

B.1 Gerador Síncrono

O modelo utilizado foi baseado em Moura *et al.* (2010) e possui os parâmetros requeridos pelo PSCAD indicados na Tabela 23, em que S_n e U_n são a potência e tensão nominais, f é frequência, P é o número de pólos, ω_s é a velocidade síncrona, R_a é a resistência de armadura, x_L , x_q e x_d são as reatâncias de dispersão da armadura, de eixo de quadratura e de eixo direto, x'_q e x'_d são as reatâncias transitórias de eixo de quadratura e direto, x''_q e x''_d são as reatâncias subtransitórias de eixo de quadratura e direto, T'_{d0} e T'_{q0} são as constantes de tempo transitórias de eixo direto e de quadratura, T''_{d0} e T''_{q0} são constantes de tempo subtransitória de eixo direto e de quadratura, x_0 é a reatância de sequência zero e H é a constante de inércia.

Tabela 23 – Parâmetros do gerador síncrono.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
S_n	5 MVA	U_n	6,6 kV
f	60 Hz	P	4 pólos
ω_s	188,5 rad/s	R_a	0,004 p.u.
x_L	0,1 p.u.	x_d	1,8 p.u.
x_q	1,793 p.u.	x'_d	0,166 p.u.
x'_q	0,98 p.u.	x''_d	0,119 p.u.
x''_q	0,17 p.u.	T'_{d0}	1,754 p.u.
T'_{q0}	0 s	T''_{d0}	0,019 p.u.
T''_{q0}	0,164 s	x_0	0,046 p.u.
H	1 s		

Fonte – (MENEZES, 2019).

Os parâmetros utilizados no regulador de excitação e de velocidade utilizados no controle do gerador síncrono são apresentados respectivamente nas tabelas 24 e 25.

Tabela 24 – Parâmetros do regulador de excitação.

Parâmetro	Valor
T_c	0
T_b	0
K_a	120
T_a	0,02 s
K_e	1
T_e	0,8 s
K_f	1
T_f	0,01 s
V_{rmin}	-1 p.u.
V_{rmax}	5 p.u.
V_{min}	0,001 p.u.
V_{max}	1,05 p.u.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Tabela 25 – Parâmetros do regulador de velocidade.

Parâmetro	Valor
R	0,05
K_1	1
K_p	120
K_i	80
K_d	0
P_{min}	0 p.u.
P_{max}	1,6 p.u.

Fonte – Elaborada pelo autor.

B.2 Sistema Fotovoltaico

Os parâmetros utilizados nos controle PQ do modelo médio do SFV para a malha externa e malha interna são apresentados na Tabela 26. Destaca-se que o valor de $V_{CC}/2$ foi definido como 2,25 kV, tendo em vista que o V_{CC} de referência do modelo completo era igual a 4,5 kV.

Tabela 26 – Ganhos do controle PQ do SFV.

Malha Externa		Malha Interna	
K_{pP}	0,5	K_{pid}	0,15
T_{iP}	0,2 s	T_{iid}	0,08 s
K_{pQ}	0,3	K_{piq}	0,15
T_{iQ}	0,02 s	T_{iiq}	0,08 s

Fonte – Elaborada pelo autor.

O filtro LCL utilizado na saída do modelo médio do conversor fonte de tensão foi um filtro passivo com amortecimento e possui valores de indutância, capacitância e resistência apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 – Parâmetros do filtro LCL utilizado no SFV.

Parâmetro	Valor
L_f	300 μH
L_g	125 μH
C_f	200 μF
C_d	100 μF
R_d	2,5 Ω
L_d	625 μH

Fonte – Elaborada pelo autor.

B.3 Sistema de Armazenamento a Baterias

Os parâmetros utilizados nos controle PQ do modelo médio do SAEB para a malha externa e malha interna são apresentados na Tabela 28. Destaca-se que o valor de $V_{CC}/2$ foi definido como 2,0 kV, tendo em vista que o V_{CC} de referência do modelo completo era igual a 4,0 kV.

Tabela 28 – Ganhos do controle PQ do SAEB.

Malha Externa		Malha Interna	
K_{pP}	1	K_{pid}	1,5556
T_{iP}	0,023 s	T_{iid}	0,135 s
K_{pQ}	1	K_{piq}	1,5556
T_{iQ}	0,0023 s	T_{iiq}	0,135 s

Fonte – Elaborada pelo autor.

Destaca-se que a malha de controle externa do controle Vf implementado no SAEB utiliza controles proporcionais com $K_{pVd} = K_{pVq} = 0,5$ e na malha interna do controle Vf são utilizados os mesmos valores descritos na Tabela 28. O filtro LCL utilizado na saída do modelo médio do SAEB possui valores de indutância e capacitância apresentados na Tabela 29.

Tabela 29 – Parâmetros do filtro LCL utilizado no SAEB.

Parâmetro	Valor
L_f	300 μH
L_g	125 μH
C_f	200 μF

Fonte – Elaborada pelo autor.

AFERIÇÃO DOS RELÉS BASEADOS EM TENSÃO

Para realizar a aferição dos relés foi criado um valor sintético de tensão, simulando a ocorrência de faltas, variando a tensão de 0 a 1 p.u. com passo de 0,01 no *software* PSCAD. Os ajustes dos relés testados seguiram os valores de m e TDS do sistema de baixa tensão utilizado em Jamali e Borhani-Bahabadi (2019). No total foram testados 5 ajustes de relés descritos na Tabela 30.

Tabela 30 – Ajustes utilizados na aferição do relé baseado em tensão.

Relés	R-10	R-12	R-14	R-16	R-18
m	0,5	1,3	1,3	1,5	2
TDS	1,41	2,722	1,73	1,161	0,001

Fonte – Elaborada pelo autor.

A Figura 52 indica as curvas de relés obtidas pela equação no *software* Matlab e pelas simulações no PSCAD, para cada um dos relés analisados. É importante ressaltar que as curvas obtidas pela equação 1 representam a curva de atuação dos relés de 0 a 1 p.u. e, por isso, os tempos de atuação obtidos pelo PSCAD foram extrapolados considerando a atuação dos relés para tensões de até 1 p.u.

Observa-se que para todos os relés houve um atraso no tempo de atuação do relé modelado no PSCAD para os valores mais elevados de tensão. Esse aumento em relação ao tempo de atuação é de cerca de 10 ms e se torna irrelevante em relação aos tempos de atuação desses relés. A Figura 53 mostra as curvas dos 5 relés em conjunto para o tempo de atuação obtido no PSCAD (em linha contínua) e pela curva representada pela equação (4.1) em linha tracejada. Pela comparação entre as curvas dos relés, observou-se que o atraso gerado no PSCAD não alterou o comportamento das curvas de operação dos relés, validando a modelagem realizada pelo *software* PSCAD.

Figura 52 – Aferição individual dos relés de teste.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 53 – Aferição dos relés de teste.

PORCENTAGEM DE ACERTO

As porcentagens de acerto dos Métodos Convencional, PTJ e Proposto foram obtidas para os casos de falta apresentados na Tabela 8 e separados por cenário de operação da MR, tipos e resistências de falta por meio de mapas de cores. Os mapas de cores indicam a porcentagem de acerto dos relés de acordo com a barra de cores ao lado direito de cada subfigura. Nota-se que a cor vermelha indica os relés com menores porcentagens de acerto e o amarelo os relés com maior porcentagem de acerto. Destaca-se que para as análises foram considerados erros tanto a não atuação do relé em sua zona de proteção, bem como a sua atuação desnecessária.

As Figuras 54 e 55 indicam as porcentagens de acerto do Método Proposto para os cenários da MR operando conectada e ilhada, respectivamente. A leitura dos mapas de cores indicam que os relés de proteção primária tiveram uma porcentagem de acerto próxima a 100% tanto nso cenários de operação conectados quanto nos cenários da MR ilhada. Além disso, o ilhamento da MR não prejudicou a taxa de acerto dos relés do Método Proposto.

De forma análoga as porcentagens de acerto para o Método PTJ foram apresentadas nas Figuras 56 e 57, considerando respectivamente os cenários de operação da MR conectados e ilhados. Ao contrário do Método Proposto, os relés R-87 e R-56 do Método PTJ tiveram sua atuação comprometida em todas as operações dos cenários MR1GS e MR1RED, devido à atuação desnecessária durante o ilhamento da MR, sem a ocorrência de faltas. Além disso, os relés do Método PTJ apresentaram falhas expressivas na ocorrência de faltas francas e com menores resistências de falta devido ao elevado número de operações incorretas.

As porcentagens de acerto do Método Convencional foram apresentadas nas Figuras 58 e 59 para os cenários de operação da MR conectada e ilhada, respectivamente. É importante observar que, mesmo no Cenário Base, o Método Convencional apresentou falhas de atuação dos relés R-38 e R-34 para as maiores resistências de falta. Apesar dos relés de proteção primária atuarem corretamente em todos os cenários, é possível observar casos em que os relés R-34 e R-38 apresentaram porcentagens de acerto aproximadamente nulas, como nas faltas com

resistência de $40\ \Omega$ nos cenários MR1GS e MR1RED.

Figura 54 – Porcentagem de acerto do Método Proposto - Microrrede Conectada.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 55 – Porcentagem de acerto do Método Proposto - Microrrede Ihada.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 56 – Porcentagem de acerto do Método PTJ - Microrrede Conectada.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 57 – Porcentagem de acerto do Método PTJ - Microrrede Ilhada.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 58 – Porcentagem de acerto do Método Convencional - Microrrede Conectada.

Fonte – Elaborada pelo autor.

Figura 59 – Porcentagem de acerto do Método Convencional - Microrrede Ilhada.

Fonte – Elaborada pelo autor.