

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

FERNANDA FERREIRA TREGLIA

GABRIEL SELEME

**PROPOSIÇÃO E SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO DE UMA MICRORREDE
RURAL PARA REALIZAÇÃO DE ESTUDOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA**

CURITIBA

2023

**FERNANDA FERREIRA TREGLIA
GABRIEL SELEME**

**PROPOSIÇÃO E SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO DE UMA MICRORREDE
RURAL PARA REALIZAÇÃO DE ESTUDOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA**

**PROPOSE AND SHORT-CIRCUIT SIMULATION OF A RURAL MICROGRID
FOR ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS STUDIES**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica do
curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Profa. Dra. Nastasha Salame da
Silva

**CURITIBA
2023**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**FERNANDA FERREIRA TREGLIA
GABRIEL SELEME**

**PROPOSIÇÃO E SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO DE UMA MICRORREDE
RURAL PARA REALIZAÇÃO DE ESTUDOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica do
curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 27/novembro/2023

Nastasha Salame da Silva
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Andrea Lucia Costa
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Ulisses Chemin Netto
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**CURITIBA
2023**

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo estudar os curtos-circuitos em uma microrrede rural proposta, composta por uma planta fotovoltaica, uma planta industrial e cargas residências. Com foco especial na análise dos impactos e diferenças nos níveis de curto-circuito quando a microrrede opera de maneira isolada e quando está conectada à rede elétrica principal. Essa análise é crucial para o dimensionamento adequado do sistema de proteção da microrrede, uma vez que o sistema deve se adaptar a dois cenários operacionais distintos. O estudo abrange os curtos-circuitos nos dois modos de operação da microrrede e investiga suas implicações no dimensionamento e configuração das principais funções de um sistema de proteção. As variações significativas nas correntes durante diferentes tipos de faltas elétricas revelam a necessidade de uma abordagem adaptativa, indicando que um sistema de proteção convencional com ajuste único pode não ser adequado para proteger eficientemente uma microrrede. Portanto, sugere-se a necessidade de soluções que permitam aos dispositivos de proteção alternar entre ajustes para detectar mudanças no estado operacional da microrrede. Isso ressalta a importância de soluções que permitam a adaptação dos dispositivos de proteção às mudanças no estado operativo da microrrede.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Rede de distribuição, Curto-circuito, Sistema de proteção

ABSTRACT

The aim of this work is to study short circuits in a proposed rural microgrid made up of a photovoltaic plant, an industrial plant, and residential loads. With a special focus on analyzing the impacts and differences in short-circuit levels when the microgrid operates in isolation and when it is connected to the main power grid. This analysis is crucial for the proper sizing of the microgrid's protection system since the system must adapt to two different operating scenarios. The study covers short circuits in the two modes of operation of the microgrid and investigates their implications for sizing and configuring the main functions of a protection system. The significant variations in currents during different types of electrical faults reveal the need for an adaptive approach, indicating that a conventional protection system with a single setting may not be suitable for efficiently protecting a microgrid. Therefore, it is suggested that solutions are needed that allow protection devices to switch between settings to detect changes in the microgrid's operating state. This highlights the importance of solutions that allow protection devices to adapt to changes in the microgrid's operating state.

Keywords: Distributed Generation, Distribution Network, Short circuit, Protection System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - (a) rede elétrica tradicional; (b) rede baseada em microrredes.....	13
Figura 2 - Exemplo de perda de coordenação da proteção na presença de geração distribuída.....	15
Figura 3 - Exemplo de uma microrrede completa.....	20
Figura 4 - Diagrama de blocos com um modelo de MGCC.....	23
Figura 5 - Esquema simplificado de proteção de uma GD.....	29
Figura 6 - Diferença entre microrrede e GD Convencional.....	30
Figura 7 - Diagrama unifilar de proteção de uma microrrede genérica.....	31
Figura 8 - Diagrama unifilar da microrrede proposta.....	38
Figura 9 - Dados do gerador SE local no Anafas.....	41
Figura 10 - Dados da linha SE local-derivação.....	42
Figura 11 - Parametrização do transformador da UFV no Anafas.....	44
Figura 12 - Parametrização do transformador da carga industrial no Anafas.....	46
Figura 13 - Parametrização do motor da carga industrial no Anafas.....	48
Figura 14 - Parametrização da linha de distribuição das cargas residenciais no Anafas.....	50
Figura 15 - Parametrização da fonte de corrente no Anafas.....	51
Figura 16 - Diagrama unifilar do sistema.....	53
Figura 17 - Diagrama de sequência positiva.....	53
Figura 18 - Diagrama de sequência negativa.....	54
Figura 19 - Diagrama de sequência zero.....	55
Figura 20 - Fluxograma resumido da metodologia empregada.....	56
Figura 21 - Curto-Circuito Trifásico na barra Carg Ind BT com a microrrede em modo acoplado.....	74
Figura 22 - Curto-Circuito Trifásico na barra Carg Ind BT com a microrrede em modo ilhado.....	74
Figura 23 - Diagrama unifilar com dispositivos de proteção na microrrede proposta	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Impedâncias equivalentes da rede.....	40
Tabela 2 - Características do transformador da usina fotovoltaica (Tf_ufv)	43
Tabela 3 - Características do transformador da carga industrial (Tf_ci).....	44
Tabela 4 - Características do motor da carga industrial (M_ci)	46
Tabela 5 - Impedâncias equivalentes dos trechos com cargas residenciais	49
Tabela 6 - Ângulo com falta na derivação no modo acoplado.....	58
Tabela 7 - Corrente com falta na derivação no modo acoplado	58
Tabela 8 - Ângulo com falta na derivação no modo ilhado.....	59
Tabela 9 - Corrente com falta na derivação no modo ilhado	59
Tabela 10 - Ângulo com falta na barra UFV MT no modo acoplado.....	60
Tabela 11 - Corrente com falta na barra UFV MT no modo acoplado.....	60
Tabela 12 - Ângulo com falta na barra UFV MT no modo ilhado.....	61
Tabela 13 - Corrente com falta na barra UFV MT no modo ilhado.....	61
Tabela 14 - Ângulo com falta na carga ind MT no modo acoplado	62
Tabela 15 - Corrente com falta na carg ind MT no modo acoplado.....	62
Tabela 16 - Ângulo com falta na carg ind MT no modo ilhado	63
Tabela 17 - Corrente com falta na carg ind MT no modo ilhado.....	63
Tabela 18 - Ângulo com falta na barra UFV BT no modo acoplado	64
Tabela 19 - Corrente com alta na barra UFV BT no modo acoplado	64
Tabela 20 - Ângulo com falta na barra UFV BT no modo ilhado	65
Tabela 21 - Corrente com alta na barra UFV BT no modo ilhado	65
Tabela 22 - Ângulo com falta na carga ind BT no modo acoplado	66
Tabela 23 - Corrente com falta na carga ind BT no modo acoplado	66
Tabela 24 - Ângulo com falta na carga ind BT no modo ilhado	67
Tabela 25 - Corrente com falta na carga ind BT no modo ilhado	67
Tabela 26 - Ângulo com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado	68
Tabela 27 - Corrente com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado.....	68
Tabela 28 - Ângulo com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado	69
Tabela 29 - Corrente com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado.....	69
Tabela 30 - Comparativo dos valores de corrente para barra derivação.....	70
Tabela 31 - Comparativo dos valores de corrente para barra UFV MT	70
Tabela 32 - Comparativo dos valores de corrente para barra carg ind MT	71

Tabela 33 - Comparativo dos valores de corrente para barra UFV BT	71
Tabela 34 - Comparativo dos valores de corrente para barra carg ind BT	72
Tabela 35 - Comparativo dos valores de corrente para barra condomínio 1	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
A	Ampère
V	Volt
W	Watt

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Tema	12
1.1.1	Delimitação do Tema.....	13
1.2	Problemas e premissas.....	14
1.3	Objetivos	16
1.3.1	Objetivo geral	16
1.3.2	Objetivos específicos.....	16
1.4	Justificativas	17
1.5	Procedimentos metodológicos	17
1.6	Estrutura do trabalho	18
2	MICRORREDES.....	20
2.1	Definições e conceitos	20
2.2	Arquitetura básica de uma microrrede	22
2.3	Modos de operação	23
2.3.1	Isolado ou ilhado.....	23
2.3.2	Modo acoplado	24
2.4	Proteção de uma microrrede	25
2.4.1	Proteção de uma geração distribuída convencional	26
2.4.2	Diferença na proteção de uma microrrede para a de uma GD.	29
2.4.3	Desafios na proteção de uma microrrede	30
2.4.4	Desafios na proteção de uma microrrede com utilização de inversores (solar eólico)	33
2.4.5	Desafios na proteção e controle de uma microrrede com geração por máquina girante.....	35
2.5	Comentários finais	36
3	CONSIDERAÇÕES E PRÉ-ANÁLISE PARA SIMULAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO	37
3.1	Descrição do sistema.....	37
3.2	Pontos fundamentais para análise de curto-circuito	39
3.3	Cálculos pré-simulação de curto-circuito	40
3.3.1	Impedância equivalentes da rede	40
3.3.2	Impedâncias equivalentes das máquinas elétricas.....	42
3.3.2.1	Transformador da usina fotovoltaica.....	42

3.3.2.2	Transformador da carga industrial	44
3.3.2.3	Motor da carga industrial	46
3.3.3	Impedâncias equivalentes dos trechos com cargas residenciais	49
3.3.4	Usina fotovoltaica como fonte de corrente.....	50
3.3.5	Diagramas do sistema estudado	52
3.3.5.1	Diagrama Unifilar.....	52
3.3.5.2	Diagrama de sequência positiva.....	53
3.3.5.3	Diagrama de sequência negativa	54
3.3.5.4	Diagrama de sequência zero.....	54
3.4	O software Anafas	55
3.5	Resumo da metodologia	56
4	SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO DO SISTEMA PROPOSTO	57
4.1	Resultados da Simulação	57
4.1.1	Faltas na barra derivação com a microrrede em modo acoplado	57
4.1.2	Faltas na barra derivação com a microrrede em modo ilhado	58
4.1.3	Falta na barra UFV MT com a microrrede em modo acoplado	59
4.1.4	Faltas na barra UFV MT com a microrrede em modo ilhado	60
4.1.5	Faltas na barra carg ind MT com a microrrede em modo acoplado	61
4.1.6	Faltas na barra carg ind MT com a microrrede em modo ilhado	62
4.1.7	Faltas na barra UFV BT com a microrrede em modo acoplado.....	63
4.1.8	Faltas na barra UFV BT com a microrrede em modo ilhado.....	64
4.1.9	Faltas na barra Carg Ind BT com a microrrede em modo acoplado	65
4.1.10	Faltas na barra carg ind BT com a microrrede em modo ilhado	66
4.1.11	Falta na barra condomínio 1 com a microrrede em modo acoplado.....	68
4.1.12	Falta na barra condomínio 1 com a microrrede em modo ilhado.....	68
4.2	Comparação dos valores das correntes de falta nos dois modos de operação	69
4.2.1	Comparação dos valores de corrente para barra derivação.....	70
4.2.2	Comparação dos valores de corrente para barra UFV MT	70
4.2.3	Comparação dos valores de corrente para barra carg ind MT	71
4.2.4	Comparação dos valores de corrente para barra UFV BT.....	71
4.2.5	Comparação dos valores de corrente para barra carg ind BT	72
4.2.6	Comparação dos valores de corrente para barra condomínio 1	72
4.3	Análise de resultados.....	72

4.4	Consideração com sistema de proteção	75
5	CONCLUSÕES	77
	REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

1.1 Tema

Com o aumento global da demanda por energia elétrica, a eletricidade se torna um alicerce fundamental para o crescimento econômico das nações, pois uma grande parcela de suas atividades depende desse recurso. Nas economias avançadas, a previsão é de que a demanda de eletricidade cresça 0,8% ao ano até 2030, impulsionada pela eletrificação da mobilidade e do aquecimento (IEA, 2023). Além disso, conforme estudo da empresa BP (British Petroleum, 2020), estima-se um aumento de 25% no consumo mundial de energia nos próximos 30 anos.

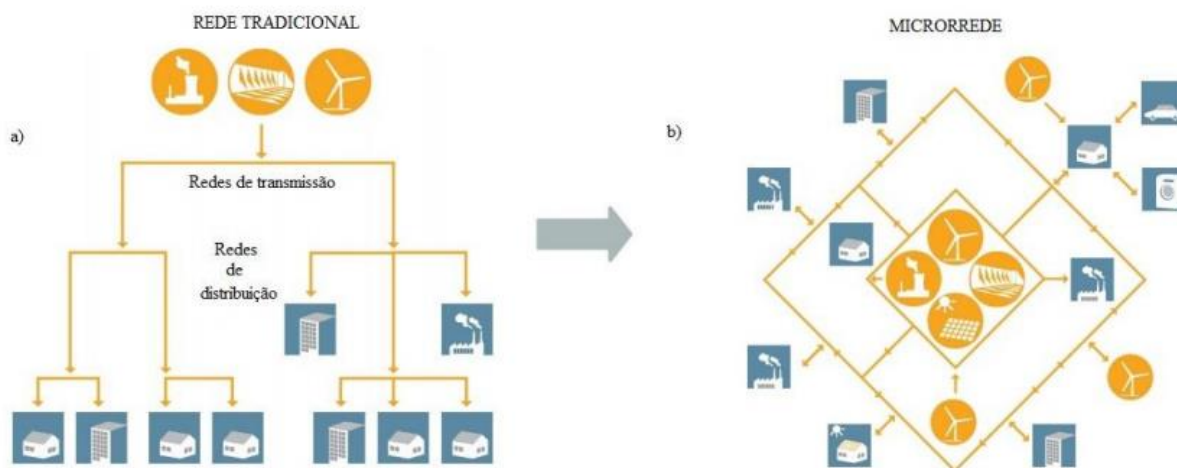
Diante desse cenário de crescimento, a BP prevê que a energia não-fóssil, incluindo nuclear, hidrelétrica, biocombustíveis, solar, eólica, entre outras, apresentará o maior crescimento nas próximas duas décadas. No entanto, as fontes fósseis, como petróleo, gás e carvão, continuarão representando mais de 75% da oferta de energia em 2040, conforme a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep, 2017).

Essa perspectiva futura de consumo de energia elétrica destaca a necessidade de diversificar o cenário energético atual, utilizando fontes alternativas de energia. A fonte energética fóssil, por si só, não será capaz de atender a toda essa demanda, especialmente considerando os esforços globais para redução das emissões de CO₂, como os acordos firmados na 21ª Conferência das Partes da UNFCCC (COP21, 2015).

Além disso, o sistema elétrico contemporâneo está testemunhando o surgimento de pontos de geração onde antes existiam apenas consumidores e pontos de consumo em locais anteriormente dedicados à transmissão, entre outras alterações significativas (CASTRO, VIEIRA, 2016). Sistemas de geração distribuída, próximos às cargas, têm se voltado para o aproveitamento de energias renováveis, impulsionados por incentivos fiscais e econômicos, além de preocupações ambientais e de confiabilidade. Uma abordagem promissora para compreender o potencial dessa nova topologia é visualizar o sistema global como um conjunto de subsistemas interconectados, nos quais cada subsistema representa um agrupamento de pequenas fontes geradoras e suas cargas locais. A ideia é estratificar o sistema atual em microrredes, cada uma reunindo fontes distribuídas e suas cargas associadas (LASSETER, 2001, 2002),

conforme ilustrado na Figura 1. Durante perturbações, essas microrredes têm a capacidade de se desconectar do sistema principal e operar de maneira autônoma, garantindo o suprimento local de suas cargas correspondentes.

Figura 1 - (a) rede elétrica tradicional; (b) rede baseada em microrredes



Fonte: ABB - Asea Brown Boveri Ltd, 2008

E é precisamente isso que antecipa uma confiabilidade superior em comparação com o modo de distribuição tradicional mencionado, apresentando-se como uma alternativa viável. Além disso, essa abordagem se revela uma solução eficaz para a expansão de fontes renováveis de energia distribuídas, tais como geradores fotovoltaicos e eólicos. Essa transição para microrredes contribui significativamente para a redução de impactos ambientais, promovendo uma abordagem mais sustentável no fornecimento de energia.

1.1.1 Delimitação do Tema

Uma microrrede é caracterizada como um conjunto de unidades de geração, cargas e dispositivos de armazenamento que operam em conjunto, possibilitando o funcionamento tanto em conexão com o sistema elétrico principal quanto de maneira isolada, ou seja, desconectada da rede central (RESE, 2012). Também pode ser definida como um sistema de distribuição de baixa tensão que incorpora recursos energéticos distribuídos, dispositivos de armazenamento e cargas flexíveis (HATZIARGYROU, 2014). A extensão de uma microrrede pode abranger desde um município até um centro comercial, parque industrial ou mesmo uma residência individual.

O conceito de microrredes tem sido objeto de discussão desde o início dos anos 2000 como uma alternativa potencial para resolver desafios decorrentes do amplo uso de geração distribuída, como a estabilidade no sistema elétrico devido à variabilidade na produção de energia, a flutuação na oferta de energia, a variação de tensão e entre outros. Assim a microrrede visa uma integração mais eficiente dessas unidades nas redes de distribuição (CHOWDHURY, CHOWDHURY & CROSSLEY, 2009).

Diversas condições são essenciais para a funcionalidade e operacionalidade das microrredes, incluindo: (i) geração de energia para atender à demanda do consumidor, (ii) gerenciamento de energia para manter os requisitos mínimos de operação, (iii) funcionalidade plug & play para a integração suave de novos sistemas e a capacidade de se conectar e operar isoladamente da rede principal, reduzindo os efeitos adversos de interrupções, e (iv) funcionalidade peer to peer para continuar operando mesmo na ausência de qualquer equipamento (CHOWDHURY, CHOWDHURY & CROSSLEY, 2009; NASCIMENTO, 2014; SOSHINSKAYA, 2014).

As microrredes podem operar em dois modos: conectado à rede principal (modo normal de operação) e de forma isolada/ilhada (modo de emergência). Estes modos são abordados em detalhes no Capítulo 2 deste trabalho.

No entanto, surgem preocupações em relação à proteção das microrredes. As estratégias tradicionais de proteção usadas em sistemas elétricos de distribuição, baseadas em princípios de sobrecorrente, podem não funcionar adequadamente quando aplicadas a sistemas integrados com microrredes. Isso ocorre devido a variações na magnitude e direção das correntes de falta, uma vez que os dispositivos de proteção de sobrecorrente convencionais dependem da detecção dessas correntes (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009). Um sistema de proteção eficaz deve ser capaz de responder a falhas na rede principal, protegendo as cargas internas, e, em caso de falha interna na microrrede, atuar para minimizar o impacto na operação global do sistema (OUDALOV, 2014).

1.2 Problemas e premissas

Ao projetar qualquer tipo de sistema elétrico, é crucial considerar o sistema de proteção como um dos componentes auxiliares mais importantes. Entre as diversas

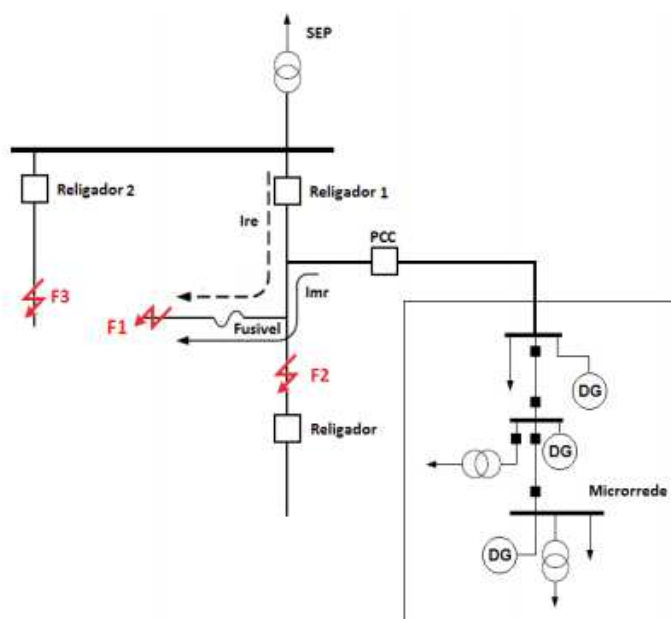
funções desse sistema, destaca-se a proteção da rede, dispositivos e cargas contra ocorrências de curto-circuito.

Assim, ao dimensionar um sistema de proteção, é necessário realizar um estudo de curto-circuito do sistema. Esse estudo visa determinar os valores de curto-circuito para diferentes situações, permitindo a configuração adequada do sistema de proteção. O objetivo é garantir que o sistema atue corretamente e isole as áreas afetadas em caso de falhas.

No contexto de microrredes, o desafio torna-se mais complexo, uma vez que o sistema opera em duas situações distintas (conectado e desconectado), apresentando níveis de curto-circuito completamente diferentes para essas condições. Em outras palavras, o sistema de proteção deve ser capaz de se adaptar a dois cenários diferentes. A falta de consideração desses cenários distintos no estudo pode resultar em perda de coordenação no sistema de proteção devido à mudança de estado da microrrede.

A Figura 2 ilustra essa premissa, mostrando que, no modo conectado, as falhas elétricas na microrrede recebem contribuição de corrente do Sistema Elétrico de Potência (SEP), enquanto no modo desconectado não recebem.

Figura 2 - Exemplo de perda de coordenação da proteção na presença de geração distribuída



Fonte: Desafios na proteção de microrredes, 2015.

Portanto, o principal desafio abordado por este trabalho é analisar as variações nos níveis de curto-circuito para os diferentes estados operacionais de uma microrrede fictícia e entender seus impactos na configuração das principais funções de um sistema de proteção.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Conduzir um estudo de curto-circuito em uma microrrede rural proposta e analisar os requisitos para um sistema de proteção. Analisar de forma abrangente os impactos resultantes nos requisitos identificados, visando contribuir para a implementação segura e eficiente de microrredes rurais.

1.3.2 Objetivos específicos

Este trabalho tem os seguintes objetivos específicos:

- Realizar fundamentação teórica sobre microrredes, explorando seus conceitos fundamentais e abordando temas como operação, topologias, componentes essenciais e desafios associados.
- Apresentar a importância crescente das microrredes no contexto global de geração e distribuição de energia elétrica;
- Levantar aspectos necessários relacionados a proteção de uma microrrede rural proposta, incluindo considerações sobre operação acoplada e ilhada, baseado em normas de proteção de geração distribuída;
- Propor uma configuração de microrrede rural e realizar o estudo de curto-circuito para os diferentes modos operativos de uma microrrede rural proposta, considerando variáveis como tipo de falta e localização;
- Debater possível impactos no sistema de proteção de uma microrrede rural proposta para os níveis de curto-circuito entre os modos operativos.

1.4 Justificativas

A continuidade do fornecimento de energia é um dos grandes desafios que a humanidade enfrentará em um futuro de médio prazo. Devido às mudanças climáticas, a necessidade cada vez maior do uso de fontes renováveis, e o aumento contínuo do consumo de energia elétrica, o fornecimento de energia utilizando somente as fontes tradicionais, como grandes usinas hidrelétricas, pode se mostrar ineficiente no cumprimento desse desafio, como apontado por Timothy Kendrick, presidente da BW Global, em sua palestra na conferência TEDxAbbotsford (2020).

O crescente interesse em fontes de energia renovável e a descentralização da geração elétrica têm impulsionado o desenvolvimento de microrredes, sistemas autônomos que integram diferentes fontes de energia e oferecem maior confiabilidade ao fornecimento de eletricidade. No contexto de microrredes rurais, onde a eletrificação é frequentemente desafiadora, compreender o comportamento desses sistemas em situações de falha, como curtos-circuitos, torna-se essencial para garantir a segurança e a eficiência operacional.

A proposta e simulação de curto-circuito em uma microrrede rural visam preencher uma lacuna significativa na literatura técnica. Ao realizar estudos específicos sobre curtos-circuitos nesse ambiente, é possível avaliar o desempenho do sistema elétrico em condições adversas. Essa análise aprofundada é crucial para o desenvolvimento de estratégias de proteção mais eficazes, considerando as características singulares das microrredes rurais.

1.5 Procedimentos metodológicos

A elaboração deste trabalho foi conduzida em três etapas distintas:

1. pesquisas bibliográficas: na primeira etapa, realizou-se uma extensa revisão bibliográfica com foco em trabalhos acadêmicos sobre microrredes. Foram levantados conceitos fundamentais sobre o papel das microrredes no cenário atual de energia, bem como uma compreensão básica da proteção de gerações distribuídas (GDs). Além disso, foram abordadas as problemáticas específicas relacionadas à aplicação desses conceitos em microrredes. A coleta de informações foi conduzida

por meio de análise de artigos científicos, livros, teses, dissertações e monografias.

2. estudo de curto-circuito: na segunda etapa, concentramo-nos na realização de um estudo de curto-circuito em uma microrrede rural proposta. Esse estudo levou em consideração os dois estados operativos possíveis da microrrede, ou seja, conectado e desconectado na rede da concessionária. O objetivo foi compreender os impactos desses estados na ocorrência de curto-circuito, fornecendo uma base sólida para o dimensionamento e a configuração do sistema de proteção.
3. análise das mudanças de níveis de curto-circuito: terceira etapa envolveu a análise das variações nos níveis de curto-circuito de acordo com o estado operativo da microrrede. Foi essencial compreender como essas mudanças afetam o sistema de proteção, influenciando diretamente as estratégias de dimensionamento e configuração.

Essas etapas forneceram uma abordagem abrangente para o desenvolvimento do trabalho, integrando conhecimento teórico com análises práticas específicas para microrredes, contribuindo para um entendimento mais aprofundado das questões relacionadas à proteção nesse contexto.

1.6 Estrutura do trabalho

A estrutura prévia do trabalho está dividida em cinco capítulos, conforme descrito a seguir:

Capítulo 1 – Este capítulo apresenta o tema proposto, delinea os problemas e premissas do estudo, estabelece o objetivo geral e os objetivos específicos, justifica a relevância da pesquisa e detalha a metodologia empregada.

Capítulo 2 – Neste capítulo, é realizada uma revisão bibliográfica abordando o estado de arte das microrredes. São apresentadas as definições existentes, a arquitetura básica desses sistemas, as diversas formas de operação e os sistemas de proteção de gerações distribuídas (GDs), com ênfase nas suas aplicações e nas problemáticas associadas.

Capítulo 3 – Este capítulo fornece considerações relevantes para a simulação da análise de curto-circuito, com foco nos dois estados operativos de uma microrrede fictícia.

Capítulo 4 – O quarto capítulo aborda o estudo de simulação de curto-circuito para os dois estados operativos de uma microrrede proposta. Além disso, são analisados os impactos desses eventos no sistema de proteção da microrrede.

Capítulo 5 – Este capítulo apresenta as conclusões derivadas do trabalho desenvolvido, além das considerações finais dos integrantes do projeto, encerrando a análise e fornecendo insights sobre os resultados obtidos.

Ao final do trabalho, são apresentadas as referências bibliográficas que fundamentaram a pesquisa, contendo a exposição detalhada dos dados utilizados para o estudo, complementando e enriquecendo a análise realizada nos capítulos anteriores.

2 MICRORREDES

2.1 Definições e conceitos

Uma microrrede é caracterizada pela integração de diversos recursos de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e cargas em um sistema compacto. Esse sistema é capaz de operar conectado à rede principal e, em emergências ou eventos programados, pode operar de forma isolada. Durante esse modo isolado, a microrrede é capaz de controlar a frequência e a tensão, proporcionando condições ideais para ações de recomposição e recuperação após eventos de desligamento total (black start). A integração desses componentes tem impactos significativos no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição, na operação desses sistemas, na análise energética e nas relações comerciais entre empresa/consumidor e empresa/mercado (OLIVEIRA, 2016). A Figura 3 ilustra um exemplo de microrrede.

Figura 3 - Exemplo de uma microrrede completa



Fonte: BIALEK, 2013.

As microrredes são destinadas a suprir cargas elétricas para uma pequena comunidade, sendo ela acadêmica ou pública, uma área comercial, um parque industrial ou uma região municipal. Microrrede é, essencialmente, uma rede de distribuição ativa, onde há um conglomerado de sistemas de GD e diferentes cargas abaixo do nível da tensão de distribuição (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009).

Elas podem operar de duas maneiras principais: conectadas à rede elétrica principal ou de forma isolada (ilhada). No modo ilhado, operam autonomamente em

caso de falhas no sistema de transmissão ou distribuição. Esta característica confere à microrrede uma maior confiabilidade para o consumidor, pois em situações de interrupções no fornecimento da concessionária, as cargas podem ser alimentadas por fontes renováveis de geração local, como geradores eólicos de pequena escala e painéis fotovoltaicos, ou por meio de sistemas de backup, como geradores a diesel e bancos de baterias.

A microrrede possui capacidade de controle, proteção e gerenciamento autônomo, operando tanto em paralelo com a rede elétrica principal quanto no modo isolado (HATZIARGYRIOU, ASANO e IRAVANI, 2007). Vários projetos têm sido elaborados ao redor do mundo e estão dando suporte às técnicas e uso das microrredes.

Diversos projetos ao redor do mundo têm contribuído para o desenvolvimento e aplicação de técnicas relacionadas às microrredes. Nos Estados Unidos, por exemplo, o Departamento de Energia (DOE) publicou os resultados do programa "Grid 2030". Esse programa inclui diversos estudos e planos para sistemas de energia, além de demonstrar esquemas de microrredes. A modernização da rede elétrica visa melhorar a confiabilidade para atender cargas críticas e necessidades específicas, ao mesmo tempo que busca minimizar os custos da energia elétrica (FUSHENG, RUIHENG e FENGQUAN, 2016).

Além disso, a integração de microrredes traz muitos benefícios ao sistema, de tal modo que se torna simples compreender o motivo de tantas pesquisas sobre o assunto. Lista-se a seguir as principais vantagens na inserção de microrredes no sistema elétrico segundo Chowdhury (2009) e Moreira (2008):

- Redução dos impactos ambientais: A adoção de microrredes contribui para a redução dos impactos ambientais, especialmente ao integrar fontes de energia renovável, diminuindo a dependência de combustíveis fósseis;
- Prospeção do mercado de energia: A presença de microrredes estimula a prospecção do mercado de energia, reduzindo os custos e fomentando um ambiente mais competitivo;
- Maior confiabilidade: A capacidade das microrredes de operar de forma isolada em caso de falhas na rede principal contribui significativamente para a confiabilidade do sistema elétrico;

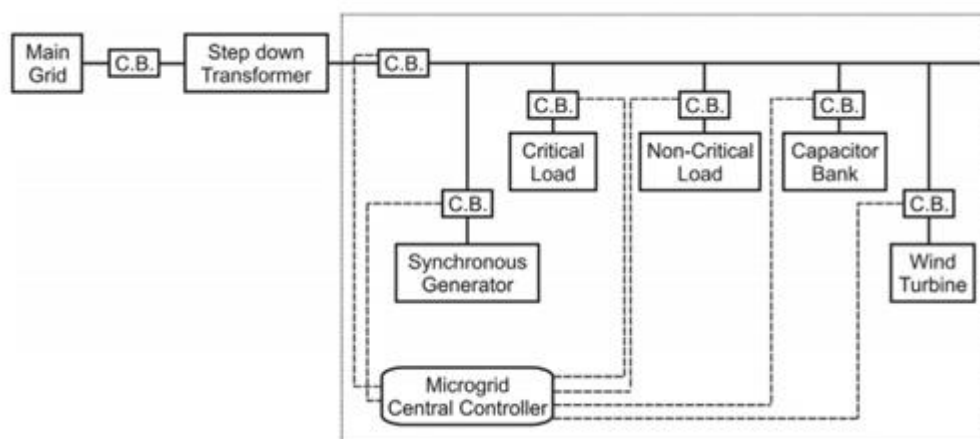
- Descentralização do poder de mercado: A presença de microrredes descentraliza o poder de mercado, proporcionando uma distribuição mais equitativa do controle e influência sobre o sistema elétrico;
- Reparos locais sem influir no restante do sistema: A capacidade de realizar reparos locais sem afetar o restante do sistema elétrico aumenta a eficiência na manutenção e reduz o tempo de recuperação após falhas;
- Descongestionamento de linhas de distribuição: A implementação de microrredes ajuda a descongestionar as linhas de distribuição, reduzindo a sobrecarga e as perdas associadas.
- Condições de expansão local do sistema elétrico: As microrredes possibilitam a expansão do sistema elétrico localmente, adiando a necessidade de investimentos em projetos de grandes linhas de transmissão e centrais geradoras de grande porte.

No contexto geral, a introdução de microrredes pode trazer benefícios significativos para todos os participantes do setor elétrico. No entanto, é importante considerar também os desafios técnicos associados à sua implementação, especialmente no que diz respeito à proteção das microrredes. A proteção desses sistemas deve ser capaz de operar tanto no modo ilhado quanto no modo conectado, tomando decisões críticas durante eventos de falha para garantir a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores.

2.2 Arquitetura básica de uma microrrede

O projeto europeu *Microgrids* propõe uma estrutura hierárquica para o controle de microrredes. No centro dessa estrutura encontra-se um controlador central, conhecido como *Micro Grid Central Controller* (MGCC), conforme ilustrado na Figura 4. Este controlador é instalado no ponto de interligação da microrrede com a rede de Média Tensão (MT). Sua função primordial é assegurar uma gestão eficaz da microrrede tanto em termos técnicos quanto econômicos. Como indica o próprio nome, atua como o controlador central, recebendo informações e estabelecendo comunicação com os demais controladores da microrrede (KROPOSKI, LASSETER; ISE, MOROZUMI, PAPATILANASSIOU E HATZIARGYRIOU, 2008).

Figura 4 - Diagrama de blocos com um modelo de MGCC



Fonte: Amandeep Kaur, 2015.

A partir dessa estrutura, é possível visualizar um panorama geral do controle básico de uma microrrede. Um dispositivo, localizado no ponto de interligação com a rede de média tensão, desempenha a função de realizar o acoplamento e o isolamento/desacoplamento, permitindo que a microrrede opere nos seus dois modos distintos. Além disso, esse dispositivo pode se comunicar com outros dispositivos encarregados de controlar as unidades geradoras e as cargas conectadas.

Essa definição da arquitetura básica e do controlador responsável por conduzir a microrrede entre seus diferentes modos é fundamental, pois representa uma característica central e distintiva em relação a sistemas que operam exclusivamente conectados ou desconectados da rede principal.

2.3 Modos de operação

2.3.1 Isolado ou ilhado

Em situações de anomalia na rede principal ou quando ações planejadas, como manutenções, são necessárias na microrrede, esta pode ser obrigada a operar de forma isolada, desconectada da rede de Média Tensão (MT). Nesse cenário, a microrrede assume a responsabilidade exclusiva de alimentar todas as cargas a ela conectadas.

Diversos fatores podem levar ao funcionamento em modo isolado, especialmente em sistemas elétricos extensos, como o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, suscetíveis a instabilidades. Situações em que o SIN não está disponível,

como em áreas rurais ou durante grandes defeitos nas linhas de transmissão, destacam-se como casos em que a microrrede deve atender como a única fonte de energia, como ocorreu no estado do Amapá em 2020.

Durante a operação em modo isolado, a microrrede deve ser capaz de alimentar suas cargas associadas, priorizando as mais críticas, e manter os níveis de tensão e frequência dentro de parâmetros bem definidos. No momento do isolamento, é necessário realizar uma alteração abrupta no despacho das unidades geradoras, passando a microrrede a controlar ativamente toda a porção de rede isolada. As estratégias de controle adotadas durante esse modo de operação diferem daquelas utilizadas no modo normal, uma vez que a ênfase está na manutenção da estabilidade da microrrede e no fornecimento do maior número de cargas, com uma menor consideração para questões econômicas (VIEIRA, 2012).

Ao lidar com geração distribuída acoplada à rede de distribuição, em caso de defeitos a montante, é necessário desconectar a geração distribuída por motivos de segurança. A ausência de infraestrutura de comunicação suficiente impede a determinação precisa dos impactos causados pela variabilidade dos níveis de curto-circuito e fluxo de potência, representando um risco para as equipes de manutenção (RIBEIRO, 2010).

A filosofia atual do operador de distribuição destaca a importância da segurança, qualidade de serviço e integridade do sistema elétrico para aceitar a operação em modo isolado, sendo esses fatores condicionantes devido à falta de infraestrutura de monitoramento e controle (MOREIRA, 2008). A capacidade da microrrede em melhorar a confiabilidade geral do sistema elétrico, especialmente quando operando de forma isolada, depende da existência de uma estrutura de controle autônoma, dimensionamento adequado dos equipamentos de proteção e preparação para garantir a operação segura em modo isolado (VIEIRA, 2012).

Para uma compreensão mais aprofundada do funcionamento em modo isolado, é necessário considerar os sistemas existentes, como cargas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) que possuem geração própria.

2.3.2 Modo acoplado

No cenário de funcionamento acoplado, a microrrede está conectada à rede de Média Tensão (MT) a montante, sendo alimentada total ou parcialmente por ela.

Nesse modo, a microrrede pode injetar um determinado valor de potência na rede, dependendo da relação entre a produção da rede principal e o consumo total da microrrede.

Durante o funcionamento normal ou acoplado, o controle da microrrede é responsável pela gestão técnica e econômica adequada. O *Micro Grid Central Controller* (MGCC), mencionado na seção 2.2, otimiza o funcionamento da microrrede com o auxílio dos *Microsource Controllers* (MC) e *Load Controllers* (LC) localizados em um nível hierárquico inferior. Essa colaboração é assegurada pela troca de informações entre os dois níveis hierárquicos (VIEIRA, 2012).

De maneira geral, no modo acoplado, a microrrede pode operar como uma geração distribuída convencional conectada à rede. Esse tipo de funcionamento enfrentará as mesmas questões associadas ao fluxo bidirecional de potência no sistema, semelhantes às gerações distribuídas convencionais existentes.

2.4 Proteção de uma microrrede

Como mencionado anteriormente, as estratégias de proteção são uma das áreas críticas no estudo de microrredes, pois os métodos tradicionais aplicados ao sistema elétrico de distribuição podem não ser eficazes ao lidar com pequenas unidades geradoras. Nesta seção, discutiremos a arquitetura básica de um sistema de proteção para microrredes, destacando as diferenças em relação às gerações distribuídas convencionais, e abordaremos algumas problemáticas específicas associadas ao design de sistemas de proteção e controle para microrredes.

Antes de prosseguir, é importante esclarecer alguns termos técnicos relacionados à proteção de sistemas elétricos de potência que podem não ser familiares ao leitor:

1. Relé microprocessado: relé equipado com circuito eletrônico provido por chips de alta velocidade de processamento, possui programas dedicados que processam as informações vindas dos transformadores de medição conectados ao relé e comandam a atuação do mesmo (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020);
2. *Pickup* de relé: valor de corrente a partir do qual o relé entra em operação, com uma temporização predefinida. Para correntes abaixo desse valor, o relé não atua.

3. Alimentador de uma concessionária: circuito elétrico com fonte na barra de uma subestação, alimentando várias derivações e cargas a partir da saída da subestação.
4. Coordenação: quando as curvas de tempo de atuação de dois dispositivos de proteção mantêm um espaçamento mínimo pré-definido entre elas, diz-se que os equipamentos estão coordenados.
5. Seletividade: característica de um sistema de proteção que, ao ser exposto a correntes anormais, aciona os dispositivos de proteção apenas na parte afetada do circuito.
6. Sensibilidade: Indica a capacidade de um dispositivo de proteção de detectar a ocorrência de um curto-circuito, sendo diretamente relacionada ao valor do *pickup* em relação à corrente de curto-circuito.
7. *Self Healing*: Capacidade de um sistema elétrico de potência de detectar, isolar e se recompor automaticamente após a ocorrência de uma falta elétrica.

Agora, adentraremos na discussão sobre a arquitetura de proteção de microrredes e os desafios associados a esse contexto específico.

2.4.1 Proteção de uma geração distribuída convencional

Os sistemas de proteção para geração distribuída geralmente compartilham semelhanças, com variações baseadas em regiões e regulamentações específicas de cada país ou estado. Neste trabalho, foram discutidos os requisitos de proteção aplicados no estado do Paraná pela Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL), conforme estabelecido nas normas técnicas (NTC) 905100 e 905200. Essas normas servem como base para os desafios que surgem ao adaptar esses requisitos às microrredes.

Para conectar uma unidade geradora à rede elétrica, é imperativo ter um sistema de proteção robusto, visando garantir o funcionamento adequado da geração sem interferências negativas na rede e garantindo a segurança operacional. As exigências da COPEL para a proteção da geração distribuída incluem diversos elementos, cada um desempenhando funções específicas:

- Relé direcional de corrente (67-67N)¹: monitora faltas elétricas no lado da concessionária e na geração distribuída, atuando em coordenação com os equipamentos de proteção da rede elétrica e da subestação da geração distribuída;
- Sistema check de sincronismo (25): monitora grandezas elétricas como tensão e frequência nos lados da geração distribuída e da rede elétrica, abrindo quando não estão compatíveis;
- Sistema linha viva/barra morta: monitora os valores de tensão do lado da concessionária e da geração distribuída, permitindo o acoplamento apenas quando há tensão no lado da concessionária e nenhuma tensão no lado da geração distribuída;
- Relé de sub e sobretensão (27/59): monitora os valores de tensão, abrindo quando estão abaixo ou acima dos limites estipulados;
- Relé de sub e sobrefrequência (81O/U): monitora os valores de frequência, abrindo quando estão abaixo ou acima dos limites estipulados;
- Relé de desbalanço de corrente - Sequência negativa (46 + 37): monitora componentes de sequência negativa, protegendo contra desequilíbrio de fases e defeitos monopolares;
- Relé de sobrecorrente com restrição por tensão (51V): relaciona o valor de *pickup* do relé com a tensão na barra da subestação da geração distribuída, aumentando a sensibilidade para faltas durante desequilíbrios na rede;
- Relé de derivada de frequência (81df/dt): monitora a taxa de variação de frequência, indicando variações abruptas que podem sinalizar ilhamento;
- Relé de salto de vetor (78): monitora o deslocamento de fase em uma onda de tensão elétrica por meio da medição de ângulos elétricos;
- Relé de sobretensão de neutro (59N): utilizado apenas quando a geração distribuída se conecta à rede por um trecho em 13,8 kV, detectando faltas à terra.;

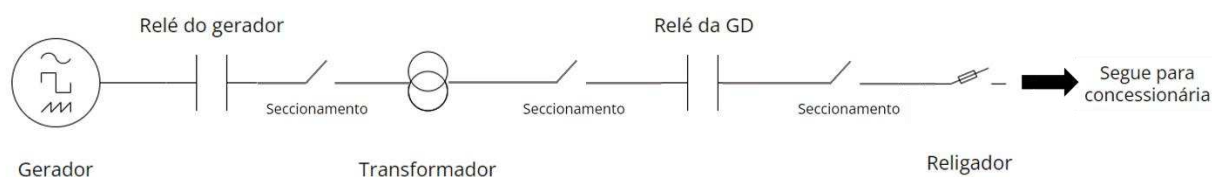
¹ As numerações em parênteses seguem a nomenclatura da tabela da *American National Standard Institute* para funções de relés de proteção.

- Relé de Falha do Disjuntor (50 BF): atua quando uma falta é detectada, mas o disjuntor não abre, servindo como proteção de retaguarda;
- Relé Direcional de Potência (32): Monitora a potência injetada pela geração distribuída na rede, impedindo a injeção excessiva de potência.

A implementação dessas funções requer, no mínimo, dois equipamentos de proteção para atuação de proteção da GD: uma chave fusível ou religador, dependendo da potência instalada, que ficará na fronteira GD/Concessionária relé dentro da área da geração distribuída, localizado antes do transformador. Caso seja um religador, ele deverá ter habilitada as funções 67, 67N, 59, 27, 81U/O e Sistema Linha Viva/Barra Morta, já o relé deverá ter todas as funções acima citadas. Além disso, é claro, recomenda-se um relé de proteção após o transformador fazendo a proteção direta do gerador (COPEL, 2017).

Fazendo um panorama geral de todas essas funções é possível enquadrá-las em diferentes categorias, as funções 67, 67N, 50/51, 50N/51N, 46 + 37, 51V e 59N farão a proteção contra surtos elétricos e sobre corrente, as funções 25, 27, 59, 81O/U e 78 farão a proteção contra condições indesejáveis de operação, como sobre e sub tensão, e a função 81df/dt participará da proteção de anti-ilhamento, pôr fim a função 50BF funcionará como uma proteção de retaguarda e a 32 como um controle da concessionária, para certificar que a potência injetada pela GD é a previamente acordada.

Para implementação dessas proteções são usados religadores e relés multifuncionais microprocessados que possuem internamente circuitos dedicados para cada função, esses equipamentos também possuem painéis eletrônicos para implementação e mudança de ajuste. Além disso, possuem a capacidade de se comunicar com uma central que pode monitorar todas as suas leituras de dados (tensão, corrente, frequência etc.) e suas atuações, além de permitir comandos remotos, facilitando assim não só a implementação dos sistemas de proteção, mas também permitindo a automatização da GD e seu controle remoto. Um exemplo de como esta proteção é implementada pode ser visto na Figura 5.

Figura 5 - Esquema simplificado de proteção de uma GD

Fonte: Autoria própria (2023).

É crucial destacar que a proteção não é apenas uma consideração técnica, mas também possui implicações financeiras. O controle da microrrede, ao prever consumos, produções e acessar os preços de eletricidade no mercado, pode determinar a quantidade de energia que a microrrede deve absorver da rede de distribuição. Isso otimiza a capacidade de produção local, permitindo a tomada de decisões financeiramente vantajosas, como minimizar o custo da energia para consumidores finais ou maximizar o valor da microrrede vendendo o excedente de energia à rede (MOREIRA, 2008).

A automação e o controle remoto desempenham um papel crucial nesse contexto, facilitando não apenas a implementação dos sistemas de proteção, mas também possibilitando a automação da microrrede e seu controle remoto. Essa abordagem financeira é adotada considerando duas perspectivas: minimização de custos para consumidores finais e maximização do valor da microrrede, vendendo o excedente de energia à rede (ANASTASIADIS, 2010).

Em resumo, além das complexidades técnicas associadas ao curto-circuito, fluxo de potência e estabilidade do sistema elétrico, a dimensão financeira é um componente crítico no controle da microrrede, influenciando as decisões relacionadas à produção, consumo e venda de energia.

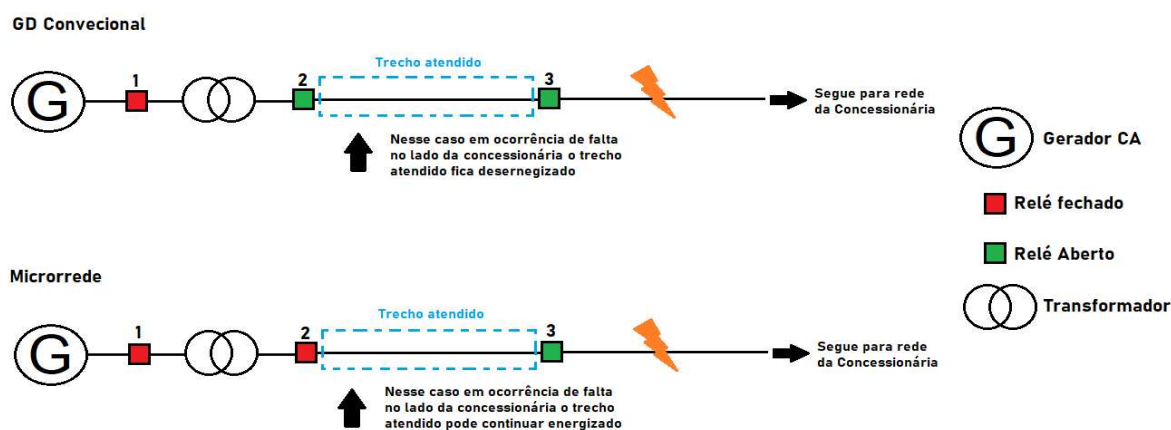
2.4.2 Diferença na proteção de uma microrrede para a de uma GD.

As microrredes, diferenciando-se das gerações distribuídas convencionais ao possibilitar operação em modo ilhado, requerem abordagens específicas para o dimensionamento do sistema de proteção. Nas gerações distribuídas convencionais, destaca-se o conceito de "anti-ilhamento", projetado para evitar a operação isolada da usina quando esta fornece energia sem a participação da concessionária, principalmente em casos de falta elétrica proveniente da concessionária. A proteção de anti-ilhamento atua abrindo dispositivos na fronteira GD/concessionária, impedindo que a

GD injete potência na rede durante manutenções ou em situações de curtos-circuitos do lado da concessionária (BOUAFIA E LABED, 2017).

Para as microrredes, é crucial superar esse desafio e adotar estratégias que permitam a operação em modo ilhado. Em situações de falta de energia da concessionária, a proteção deve desconectar os trechos da microrrede do restante da rede, isolando-os. Dessa forma, a usina pode continuar alimentando os trechos da microrrede mesmo quando a concessionária não fornece energia. O trecho da microrrede permanece desenergizado somente em caso de falta nesse trecho específico ou em casos de faltas simultâneas na geração ou subestação da microrrede e na rede da concessionária. A Figura 6 ilustra esse comportamento.

Figura 6 - Diferença entre microrrede e GD Convencional



Fonte: Autoria própria (2023).

2.4.3 Desafios na proteção de uma microrrede

A implementação de uma microrrede apresenta desafios significativos na área de proteção, exigindo considerações especiais em comparação com a proteção de uma geração distribuída convencional. Um desafio central reside na necessidade da microrrede se adaptar a duas condições operacionais distintas: o modo acoplado e o modo ilhado.

Ao operar em cada um desses modos, diversos fatores se modificam, exigindo uma abordagem cuidadosa no projeto da proteção do sistema. Em modo acoplado, os valores de curto-circuito são substancialmente diferentes em comparação com o modo ilhado. No modo acoplado, a microrrede está conectada a um alimentador de uma subestação da concessionária, resultando em faltas elétricas com contribuição bidirecional, tanto da concessionária quanto da geração da microrrede. Em contraste,

dessa transição, visando proteger tanto as cargas quanto os equipamentos de geração.

Para viabilizar a transição entre os modos operacionais, é essencial que a microrrede possua a capacidade de detectar com precisão duas condições: a presença de falta elétrica no lado da concessionária e o restabelecimento do fornecimento de energia pela concessionária em condições consideradas normais, ou seja, com níveis de tensão e frequência dentro dos padrões esperados. Essa capacidade de detecção requer a aplicação das funções de detecção de condições indesejáveis de operação, conforme listadas na seção 2.1.

Para detectar uma falta elétrica no lado da concessionária e desconectar a microrrede da rede principal, permitindo sua operação em modo ilhado ou isolado, uma estratégia proposta envolve a instalação de um relé com função de sobrecorrente e direcional de fase (função 67) e um relé com função de sobrecorrente e direcional de neutro (função 67N) na interseção entre o fim do trecho da microrrede e o início do trecho alimentado apenas pela concessionária. Esses relés monitorariam o lado da concessionária e, ao detectarem uma falta elétrica, seja ela trifásica, bifásica, fase-fase-terra ou fase-terra, abririam, desconectando assim a microrrede da rede principal da concessionária. Isso possibilitaria que a microrrede fizesse a transição para o modo de operação ilhado, mantendo energizados os trechos considerados parte da microrrede mesmo após o cessamento do fornecimento de energia pela concessionária.

Outra abordagem a ser considerada para viabilizar o funcionamento das microrredes de maneira ilhada é a operação remota realizada por um operador do sistema. Nesse cenário, seria implementada uma proteção na microrrede semelhante à de uma geração distribuída (GD). Quando a rede da concessionária desligasse, a GD também desligaria. No entanto, o operador teria a capacidade de enviar comandos remotos de abertura e fechamento para os relés e religadores na fronteira entre a microrrede e a concessionária. Isso autorizaria o fechamento do equipamento que energiza o trecho da microrrede, permitindo que a geração energize esse trecho específico.

Ambas as abordagens de transição entre os modos ilhado e acoplado apresentam vantagens e desvantagens. No modo automático, a transição pode ser mais rápida, pois não depende da atuação de um operador do sistema. No entanto, surge a questão da transição reversa, do modo ilhado para o acoplado. O sistema de prote-

ção e controle deve ser capaz de detectar automaticamente quando é seguro reconectar-se à rede. Uma alternativa seria voltar ao modo acoplado por meio de manobras realizadas por um operador e autorizadas previamente pela concessionária.

Considerando a transição realizada por um operador, pode-se argumentar que essa abordagem oferece uma transição potencialmente mais segura, pois o operador pode obter informações detalhadas dos dispositivos de proteção do alimentador. Ele seria capaz de identificar a origem da falta elétrica e decidir sobre a segurança da transição da microrrede do modo acoplado para o ilhado, assim como determinar quando é seguro realizar a transição reversa. No entanto, à medida que se contempla a implementação massiva de microrredes no futuro, surge a preocupação sobre a viabilidade prática dessa abordagem, considerando a gestão eficiente de várias microrredes por um operador.

Observa-se que algumas concessionárias estão atualmente adotando sistemas de "*self-healing*" para reduzir os tempos de desenergização, permitindo que o sistema se recomponha automaticamente, sem depender da intervenção de um operador. Isso sugere que uma solução automatizada para o acoplamento e ilhamento das microrredes pode ser mais interessante, alinhada com as tendências contemporâneas do setor elétrico (AGÊNCIA DE NOTÍCIAS, 2021; CANAL ENERGIA, 2018).

2.4.4 Desafios na proteção de uma microrrede com utilização de inversores (solar eólico)

A implementação de microrredes com geração intermitente, especialmente por energia solar fotovoltaica e eólica, enfrenta diversos desafios. Um dos principais reside na natureza variável da geração, com a produção de energia dependente de fatores naturais, como a presença de luz solar para a geração fotovoltaica e a disponibilidade de ventos para a geração eólica. Isso resulta em flutuações significativas na geração de energia, comprometendo a autonomia do sistema. Estratégias comuns, como a integração de bancos de baterias recarregáveis, são adotadas para contornar essa limitação, permitindo o armazenamento de energia para uso durante períodos sem geração.

Outro desafio associado à geração intermitente está relacionado aos inversores presentes nesses sistemas. Os inversores, essenciais para converter a energia gerada em uma forma utilizável, têm comportamento peculiar em situações de falta

elétrica. Devido à necessidade de proteger seus componentes eletrônicos internos, sua contribuição em curtos-circuitos é limitada (HOOSHYAR e IRAVANI, 2017) e, muitas vezes, fica próxima de 1,5 a 2 vezes a corrente nominal (MARGOSSIAN, SACHAU e DECONINCK, 2014).

Essa limitação pode resultar na não atuação eficaz de relés de proteção, uma vez que a corrente nominal de geração em microrredes com geração solar pode ser comparativamente baixa (ALMUTAIRY, 2016). Portanto, ao depender da topologia adotada para uma microrrede com geração fotovoltaica a corrente nominal de geração e a corrente de curto circuito estarão muito próximas, o que deve ser levado em conta e consequentemente impor desafios nos estudos de coordenação, seletividade e sensibilidade para os equipamentos de proteção desses sistemas, já que o equipamento que fará a proteção do inversor deverá ser capaz de liberar a corrente nominal de geração e ao mesmo tempo detectar e atuar ao perceber uma corrente de curto-circuito que pode ser somente ligeiramente maior que a corrente nominal de geração.

Além disso, caso realmente se opte pela instalação dos bancos de bateria, deverá se previsto um controle para definir os momentos que esse banco se comporta como uma carga, isto é, consumindo energia da geração para carregamento e como fonte, fornecendo energia à Microrrede. Como as baterias fornecem energia em corrente contínua, deverá ser previsto um inversor também para conectar o banco de baterias à Microrrede. Portanto, tanto o banco quanto o inversor deverão ser levados em conta nos estudos de curto-circuito e de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.

Por fim, outra questão a ser levantada é a da adequação dos níveis de tensão, muitas vezes o nível na saída dos inversores não é o adequado para se conectar à rede. Para contornar isso, deve ser previsto um transformador após a saída de cada inversor para fazer essa adequação de nível de tensão. Como máquinas elétrica, os transformadores têm características únicas no que diz respeito a comportamento e contribuição em curtos-circuitos, que podem ainda variar de acordo com o tipo de conexão (estrela aterrado ou delta) e devem ser levados em conta nos estudos já mencionados.

Outra problemática apresentada pela presença dos transformadores é a corrente de *inrush* que, em geral, é tratada pela literatura técnica como até 10 vezes maior que a corrente nominal (RAFFO, 2010). Ou seja, os dispositivos de proteção da microrrede deverão ser capazes de liberar uma corrente nominal e uma corrente de

inrush 10 vezes maior que ela ao mesmo tempo que deverão atuar para uma corrente de curto-circuito que pode ser apenas ligeiramente maior que a nominal.

Com os fatos relatados acima, podemos vislumbrar uma grande problemática na questão da sensibilidade dos dispositivos de proteção de uma microrrede com geração fotovoltaica ou eólica. As mudanças drásticas de níveis de curto entre os modos acoplado e ilhado, a proximidade dos valores de corrente nominal e curto no modo ilhado e a presença dos transformadores e sua corrente de *inrush* demandarão grande atenção dos projetistas. Muito provavelmente, uma solução simples de proteção com um único ajuste para cada dispositivo não será capaz de atender a todas essas condições. Sendo assim, os dispositivos de proteção que irão compor um sistema desse tipo terão a necessidade de se adaptar a cada condição, sendo capazes de ao detectar uma mudança de condição mudar seu ajuste para atender às necessidades do momento.

2.4.5 Desafios na proteção e controle de uma microrrede com geração por máquina girante.

A geração de energia elétrica por máquina girante é aquela feita por geradores que convertem energia mecânica em elétrica através da rotação de um campo magnético, rotação essa que tem origem mecânica e pode ser feita por turbinas hidráulicas, a vapor, gás natural, eólica e até mesmo por motores a diesel. Esse tipo de máquina por si só já demanda uma série de medidas de proteção fazendo ou não parte de uma Microrrede, como por exemplo proteção contra sobre velocidade causada por perda de carga, proteção contra perda de sincronismo, proteção contra sobrecarga e desequilíbrio de fases.

A partir desses exemplos de proteções necessárias citadas, é possível vislumbrar alguns desafios que são apresentados ao pensar-se em uma microrrede com geração de energia por máquina girante, um deles é a questão da sobre velocidade, pois quando a microrrede sair do modo acoplado para o modo ilhado o gerador deixará de estar conectado a um barramento infinito para estar conectado a uma quantidade de cargas bastante reduzida. Portanto, é necessário que a proteção da microrrede seja capaz de mudar de um modo para outra de maneira segura para evitar danos que podem ser irreversíveis ao gerador.

2.5 Comentários finais

Os elementos teóricos necessários para a definição, modos de operação, arquitetura básica e proteção de uma microrrede são delineados aqui, proporcionando ao leitor uma compreensão do desenvolvimento deste trabalho. Com base nesse embasamento teórico, apresentaremos, no próximo capítulo, a microrrede rural proposta, juntamente com as análises iniciais necessárias, incluindo cálculos e considerações. Posteriormente, procederemos à avaliação do curto-circuito na microrrede proposta.

3 CONSIDERAÇÕES E PRÉ-ANÁLISE PARA SIMULAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

Este capítulo tem como objetivo apresentar a microrrede rural proposta, que será analisada quanto aos curtos-circuitos. A metodologia adotada para essa análise envolve a conversão das impedâncias dos vários componentes do sistema da microrrede para uma base única em p.u., devido à exigência do software utilizado. Também são consideradas simplificações, como a modelagem de usinas fotovoltaicas como fontes de corrente em situações de curto-circuito (KELLER & KROPOSKI, 2010) e a representação de motores como geradores.

O software escolhido para realizar esses cálculos é o Anafas 7.3.0, conhecido por calcular os valores de curto-circuito para diversos tipos de faltas em um sistema personalizado pelo usuário. A análise hipotética dos resultados se concentra nos impactos dos dois cenários distintos de curto-circuito, com a microrrede em modo acoplado e ilhado, nas funções de proteção mencionadas na seção 2.4. A escolha do Anafas deve-se à sua ampla utilização no mercado brasileiro, tanto por profissionais da área elétrica quanto na comunidade acadêmica. Além disso, destaca-se a curva de aprendizado mais acessível e a simplicidade de uso em comparação com outros softwares, uma vez que o Anafas é especializado na análise de curto-circuito.

3.1 Descrição do sistema

O sistema em estudo configura-se como uma microrrede proposta composta por três elementos principais:

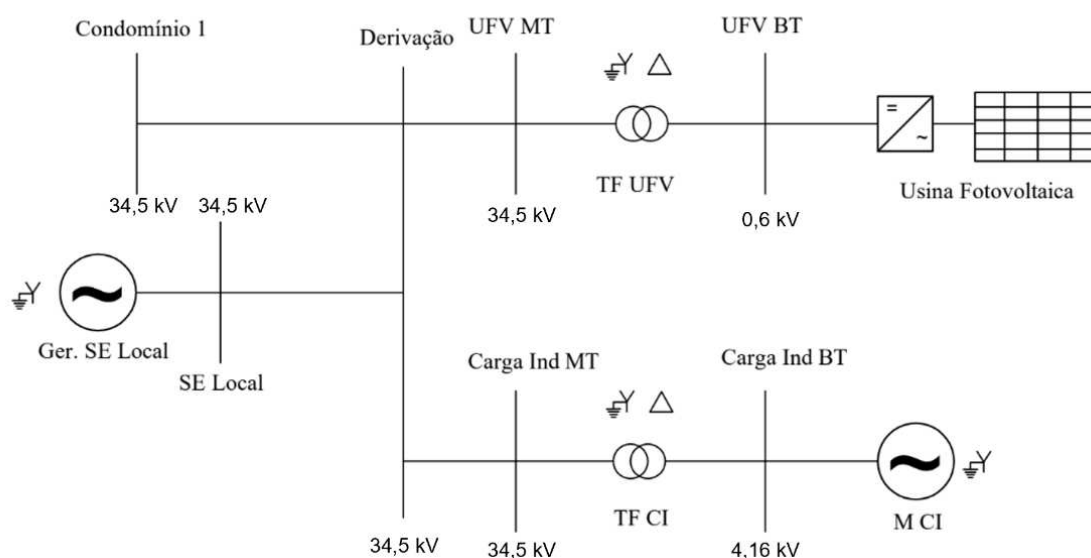
1. Usina fotovoltaica com potência de 5 MW composta por um transformador Ynd1 de 5 MVA. Composta por 40 inversores de 125 kV e painéis solares, com quantidade correspondente à de inversores (40 painéis de 3.125 kW), representados conjuntamente por uma fonte de corrente. A barra de entrada e conexão da usina é denominada "UFV MT".
2. Planta industrial com potência de 2 MVA composta por um transformador Ynd1 de 2,25 MVA e um conjunto de motores, simplificados durante o curto-circuito como um único gerador de 2 MVA. A barra de entrada e conexão da planta é denominada "carg ind MT".

3. Trecho de distribuição de 6 km de cargas residenciais, composta por cabos de 50 mm². Por simplificação as contribuições das cargas serão desconsideradas durante o curto-circuito e apenas a impedância da linha de distribuição entrará nos cálculos. Esse trecho é o existente entre as barras “derivação” e “condomínio 1”.

Essa microrrede, por sua vez, está conectada a um alimentador maior, alimentado por uma subestação que apresenta valores de impedância equivalentes típicos de uma região rural. Em geral, nessas regiões, a topologia do sistema é caracterizada por extensos trechos de distribuição que alimentam cargas, ao longo de distâncias consideráveis, desde a saída da subestação. Vale destacar que é nas áreas rurais que se concentram a maioria das plantas de geração distribuída, com potências variando de 1 MW a 5 MW. Essa preferência ocorre devido à disponibilidade de terrenos com tamanho e características adequadas para empreendimento desse tipo. Os valores para a impedância da rede rural adotado pelos autores tem como base a consulta de valores de impedância de diversos alimentadores rurais do Paraná, disponíveis na base de dados do SIN para Anafas disponibilizada pela EPE e ONS.

A representação equivalente do alimentador abrange o trecho entre "ger. SE local" e a barra "derivação". A Figura 8 oferece uma representação visual do sistema por meio de um diagrama unifilar.

Figura 8 - Diagrama unifilar da microrrede proposta



Fonte: Autoria própria (2023).

3.2 Pontos fundamentais para análise de curto-circuito

Para analisar os níveis de curto-circuito em um ponto específico de um alimentador, é essencial obter as informações de impedância equivalente fornecidas pela concessionária de energia no ponto de conexão do alimentador local com a subestação fonte, assim como no ponto de conexão do usuário com a rede. Neste trabalho, foram utilizados valores típicos de impedância equivalente para redes rurais, geralmente fornecidos em pu (unidades percentuais) e na base de potência de 100 MVA (mega volt-ampere), conforme as solicitações padrão para acessantes de geração.

Quanto aos valores de impedância relacionados às máquinas elétricas, foram empregados valores típicos para transformadores e motores, conforme descrito na seção 3.3. No entanto, uma vez que esses valores são normalmente apresentados em percentagem dos valores nominais das máquinas, é necessário realizar a transformação para valores em p.u. na base do sistema. Portanto, foi efetuada a conversão da base da impedância, inicialmente representada em percentagem, para valores por unidade (p.u.).

Assumindo que se pretende passar uma determinada impedância dada por Z_{pu}^0 que está em uma base p.u. dada por S_b^0 e V_b^0 para uma nova base p.u. dada por Z_{pu}^1 e S_b^1 , a nova impedância Z_{pu}^1 é obtida pela equação (1).

$$Z_{pu}^1 = Z_{pu}^0 \cdot \frac{S_b^1}{S_b^0} \cdot \left(\frac{V_b^0}{V_b^1} \right)^2 \quad (1)$$

Além da inclusão de dados referentes às máquinas elétricas convencionais, como transformadores, geradores e motores, é crucial modelar os inversores para simular uma usina fotovoltaica. Para essa simulação, será adotada uma estratégia consolidada na literatura técnica que consiste em representar o inversor em curto-circuito como uma fonte de corrente, com um valor entre uma e duas vezes sua corrente nominal. Neste trabalho, será utilizado o valor de 1,25x, comumente empregado em projetos de usinas fotovoltaicas (UFVs) (KELLER & KROPOSKI, 2010).

Por fim, algumas considerações são feitas em relação aos trechos com cargas residenciais. Supõe-se que essas cargas estão distribuídas ao longo de um trecho de 6 km, utilizando cabos de cobre de 50 mm² com uma impedância típica (FERGÜTZ, 2016). Para simplificar os cálculos e as simulações, as contribuições de curto-circuito de transformadores de distribuição em trechos residenciais (corrente de retorno de

sequência zero em faltas à terra) e de cargas como pequenos motores (potência inferior a 1 kW) são desconsideradas, devido ao seu baixo impacto em comparação com as contribuições do restante do sistema. Em resumo, na simulação de curto-circuito, as cargas residenciais não serão representadas, apenas os trechos de distribuição que fornecem energia até essas cargas estarão presentes.

3.3 Cálculos pré-simulação de curto-circuito

Antes de realizar a simulação de curto-circuito, foi crucial converter todos os dados de impedância do sistema para valores em por unidade (p.u.) em uma base única, que, neste caso, foi definida como $S_b = 100$ MVA. Além disso, foi necessário simplificar a representação da usina fotovoltaica, transformando-a em uma fonte de corrente durante um curto-circuito. Os cálculos específicos realizados para essas conversões e simplificações são detalhados nas subseções seguintes.

3.3.1 Impedância equivalentes da rede

Para simulação da rede elétrica principal foram utilizados valores característicos de redes rurais, os quais são detalhados na Tabela 1.

Tabela 1 - Impedâncias equivalentes da rede				
	Impedância de sequência positiva (Ω/km)		Impedância de sequência zero (Ω/km)	
	R1	X1	R0	X0
Barra de saída do alimentador/SE Local (Z_{alm})	0.0187	0.5403	0.0139	0.1106
Ponto de conexão da Microrrede/Derivação (Z_{der})	0.4691	1.1597	0.7240	2.8486

Fonte: Autoria própria (2023).

Com base nesses dados, foi realizada a parametrização de um gerador com uma potência de 100 MVA e impedâncias equivalentes às da barra de saída do alimentador, com o intuito de simular as contribuições de curto-circuito da rede da concessionária. No diagrama unifilar da Figura 8 esse gerador é representado por “Ger. SE Local”.

A conexão desse gerador com o ponto de interligação da microrrede se dá por meio de uma linha com impedância dada por $Z_{alm} - Z_{der}$. No diagrama unifilar da Figura 8 essa linha é a que conecta as barras “SE Local” e “Derivação”.

A Figura 9 apresenta a parametrização do gerador no Anafas, enquanto a Figura 10 ilustra a parametrização da linha com impedância $Z_{alm} - Z_{der}$, conectando a SE Local à barra de derivação.

Figura 9 - Dados do gerador SE local no Anafas

Dados de Gerador

Identificação

Barra: 1 Nome: SE Local Área:

Grupo: 1 Nome: Ligado

Potência Nominal (MVA): 0

Sequência Positiva

Resistência (R1 %): 1.87 Reatância Subtransitória ($X'd$ %): 54.03

Sequência Zero

Resistência (R0 %): 1.39 Reatância ($X0$ %): 11.06

Tipo de Conexão

☐ Delta ☐ Estrela não aterrado ☒ Estrela aterrado

Resistência de Aterramento (R_n %): 0 Reatância de Aterramento (X_n %): 0

Despacho

Geração Ativa (MW): 0 Geração Reativa (MVar): 0

Número de Unidades: 1 Número de Unidades em Operação: 1

Capacidade de Interrupção do Disjuntor (kA):

Inserir Alterar Remover Fechar

Fonte: Dados do Anafas a partir da simulação realizada pelos autores (2023).

Figura 10 - Dados da linha SE local-derivação

Dados de Linha de Transmissão

Identificação

Barra De: 1 Nome: SE Local

Barra Para: 2 Nome: Derivacao

Número do Circuito: 1 Área: ☒ Ligado

Nome:

Potência Nominal (MVA): 0 Comprimento (km): 0

Sequência Positiva

Resistência (R1 %): 45.04 Reatância (X1 %): 61.94

Susceptância (S1 Mvar): 0

Sequência Zero

Resistência (R0 %): 71.01 Reatância (X0 %): 273.8

Susceptância (S0 Mvar): 0

Capacidade de Interrupção (kA)

Terminal De: Terminal Para:

☒ Inserir ☐ Alterar ☐ Remover ☐ Fechar

Fonte: Dados do Anafas a partir da simulação realizada pelos autores (2023).

3.3.2 Impedâncias equivalentes das máquinas elétricas.

Para calcular as impedâncias equivalentes das máquinas elétricas simuladas no sistema - o transformador da usina fotovoltaica, o transformador da carga industrial e a carga industrial (motor elétrico) -, foi necessário seguir o procedimento descrito na seção 3.2. Isso implica converter os dados de placa para a potência base do sistema, que, neste caso, é $S_b = 100$ MVA.

3.3.2.1 Transformador da usina fotovoltaica

O transformador da UFV tem a função de conectar a planta fotovoltaica e seus 40 inversores de 125 kVA, com uma tensão de 0,6 kV, à rede elétrica da microrrede, que opera com uma tensão de linha de 34,5 kV. Para essa finalidade, foi empregado um transformador com as características apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Características do transformador da usina fotovoltaica (Tf_ufv)

Elemento	Especificação
Potência (MVA)	5
Tipo de Conexão	Estrela aterrado (primário) / Delta (secundário)
Tensão (kV)	34,5 (primário) / 0,6 (secundário)
Impedância Equivalente (%)	5
Núcleo	Envolvente

Fonte: Dados de Placa Transformador Romagnole (2023)

Para converter a impedância do transformador Z_{TFUFV} de $Z\%$ (impedância equivalente em %) para a base $S_b = 100$ MVA, realiza-se a operação dada pela equação (2):

$$Z_{TFUFV} = Z\% \times \frac{S_{b100MVA}}{S_{b5MVA}} \times \left(\frac{V_{b5MVA}}{V_{b100MVA}} \right)^2 \quad (2)$$

$$Z_{TFUFV} = 5 \times \left(\frac{100}{5} \right) \times \left(\frac{34,5}{34,5} \right)^2$$

$$Z_{TFUFV} = 100\% = 1 \text{ pu}$$

Com o objetivo de simplificar os cálculos, as perdas por efeito Joule são desconsideradas. Portanto, a resistência de sequência positiva $R1_{TFUFV}$ e a resistência de sequência negativa $R0_{TFUFV}$ podem ser negligenciadas:

$$R1_{TFUFV} = 0 \text{ pu}$$

$$R0_{TFUFV} = 0 \text{ pu}$$

Como o transformador é de núcleo envolvente, observamos que a reatância de sequência positiva $X1_{TFUFV}$ e a reatância de sequência zero $X0_{TFUFV}$ são iguais (KINDERMANN, 2007):

$$X1_{TFUFV} = X0_{TFUFV} = Z_{TFUFV} = 1 \text{ pu}$$

Os resultados obtidos por meio dos cálculos são inseridos no Anafas conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11 - Parametrização do transformador da UFV no Anafas

Fonte: Dados do Anafas a partir da simulação realizada pelos autores (2023).

3.3.2.2 Transformador da carga industrial

O transformador da carga industrial é responsável por conectar a planta industrial, representada por um motor de 2 MVA que opera na tensão de 4,16 kV à rede elétrica da microrrede que possui tensão de linha de 34,5 kV. Portanto, foi utilizado, um transformador com as características apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Características do transformador da carga industrial (Tf_ci)

Elemento	Especificação
Potência (MVA)	2,25
Tipo de Conexão	Estrela aterrado (primário)/Delta (secundário)
Tensão (kV)	34,5 (primário) / 4,16 (secundário)
Impedância Equivalente (%)	6
Núcleo	Envolvido

Fonte: Dados de Placa Transformador Romagnole (2023).

A fim de converter a impedância do transformador $Z_{TF\,CI}$ de $Z_{\%}$ (impedância equivalente em %) para a base $S_b = 100$ MVA, realiza-se a operação expressa pela equação (3):

$$\begin{aligned} Z_{TF\,CI} &= Z_{\%} \times \left(\frac{S_{b\,100\,MVA}}{S_{b\,2,25\,MVA}} \right) \times \left(\frac{V_{b\,2,25\,MVA}}{V_{b\,100\,MVA}} \right)^2 \\ Z_{TF\,CI} &= 6 \times \left(\frac{100}{2,25} \right) \times \left(\frac{34,5}{34,5} \right)^2 \\ Z_{TF\,CI} &= 266,67\% = 2,6667 \, pu \end{aligned} \quad (3)$$

Com o objetivo de simplificar os cálculos, as perdas por efeito Joule são negligenciadas, o que implica que a resistência de sequência positiva $R1_{TF\,CI}$ e a resistência de sequência negativa $R0_{TF\,CI}$ podem ser desconsideradas:

$$R1_{TF\,CI} = 0 \, pu$$

$$R0_{TF\,CI} = 0 \, pu$$

Como o transformador possui núcleo envolvente, a reatância de sequência zero $X0_{TF\,CI}$ é equivalente a 0,85 vezes a reatância de sequência positiva $X1_{TF\,CI}$ (KINDERMANN, 2007).

$$\begin{aligned} X1_{TF\,CI} &= Z_{TF\,CI} = 2,6667 \, pu \\ X0_{TF\,CI} &= 0,85 \times X1_{TF\,CI} = 2,2667 \, pu \end{aligned}$$

Os resultados obtidos por meio dos cálculos são inseridos no Anafas conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 - Parametrização do transformador da carga industrial no Anafas

Fonte: Dados do Anafas a partir da simulação realizada pelos autores (2023).

3.3.2.3 Motor da carga industrial

O motor da carga industrial foi empregado para simbolizar uma planta industrial no sistema da microrrede. Como os motores elétricos comportam-se momentaneamente como geradores durante um curto-circuito, devido a inércia de seu movimento, o motor de carga industrial foi simulado como um gerador trifásico durante o CC. O motor possui os dados de placa apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Características do motor da carga industrial (M_ci)**(continua)**

Elemento	Especificação
Potência (MVA)	2
Tensão (kV)	4,16
Ligação	Estrela solidamente aterrado
Reatância Subtransitória (X''_d)	15%
Reatância Transitória (X'_d)	21%
Reatância Síncrona (X_d)	108%

Tabela 4 - Características do motor da carga industrial (M_ci)

(conclusão)

Elemento	Especificação
Reatância de Sequência Negativa (X2)	17%
Reatância de Sequência Zero (X0)	1,5%

Fonte: Dados de Placa Motor WEG (2023).

Como os dados de placa estão com os valores na potência base de 2 MVA é necessário convertê-los para potência base de 100 MVA.

Reatância subtransitória ($X''d_{MCI}$):

$$X''d_{MCI} = X''d_{\%} \times \left(\frac{Sb_{100MVA}}{Sb_{2MVA}} \right) \times \left(\frac{Vb_{2MVA}}{Vb_{100MVA}} \right)^2 \quad (4)$$

$$X''d_{MCI} = 15 \times \left(\frac{100}{2} \right) \times \left(\frac{4,16}{4,16} \right)^2$$

$$X''d_{MCI} = 750\% = 7,5 \text{ pu}$$

Reatância transitória ($X'd_{MCI}$):

$$X'd_{MCI} = X'd_{\%} \times \left(\frac{Sb_{100MVA}}{Sb_{2MVA}} \right) \times \left(\frac{Vb_{2MVA}}{Vb_{100MVA}} \right)^2 \quad (5)$$

$$X'd_{MCI} = 21 \times \left(\frac{100}{2} \right) \times \left(\frac{4,16}{4,16} \right)^2$$

$$X'd_{MCI} = 1050\% = 10,5 \text{ pu}$$

Reatância síncrona (Xd_{MCI}):

$$Xd_{MCI} = Xd_{\%} \times \left(\frac{Sb_{100MVA}}{Sb_{2MVA}} \right) \times \left(\frac{Vb_{2MVA}}{Vb_{100MVA}} \right)^2 \quad (6)$$

$$Xd_{MCI} = 108 \times \left(\frac{100}{2} \right) \times \left(\frac{4,16}{4,16} \right)^2$$

$$Xd_{MCI} = 5400\% = 54,0 \text{ pu}$$

Reatância de sequência negativa ($X2_{MCI}$):

$$X2_{MCI} = X2_{\%} \times \left(\frac{Sb_{100MVA}}{Sb_{2MVA}} \right) \times \left(\frac{Vb_{2MVA}}{Vb_{100MVA}} \right)^2 \quad (7)$$

$$X2_{MCI} = 17 \times \left(\frac{100}{2} \right) \times \left(\frac{4,16}{4,16} \right)^2$$

$$X2_{MCI} = 850\% = 8,5 \text{ pu}$$

Reatância de sequência zero ($X0_{MCI}$):

$$X0_{MCI} = X0_{\%} \times \left(\frac{Sb_{100MVA}}{Sb_{2MVA}} \right) \times \left(\frac{Vb_{2MVA}}{Vb_{100MVA}} \right)^2 \quad (8)$$

$$X0_{MCI} = 1,5 \times \left(\frac{100}{2} \right) \times \left(\frac{4,16}{4,16} \right)^2$$

$$X0_{MCI} = 75\% = 0,75 \text{ pu}$$

A parametrização do motor no Anafas é feita conforme ilustrado na Figura 13.

Figura 13 - Parametrização do motor da carga industrial no Anafas

Fonte: Autoria própria (2023)

Observa-se que, ao realizar a simulação de curto-circuito, o Anafas leva em consideração apenas as reatâncias subtransitória e de sequência zero. Além disso, as resistências de sequência positiva e zero são desconsideradas, visando simplificar o processo

3.3.3 Impedâncias equivalentes dos trechos com cargas residenciais

Conforme mencionado na seção 3.1, a microrrede contém um segmento de 6km de cabos de 50 mm², empregado para representar trechos de distribuição com carga residencial. Os detalhes do cabo estão listados na Tabela 5.

Tabela 5 - Impedâncias equivalentes dos trechos com cargas residenciais				
Seção do Cabo	Impedância de sequência positiva (Ω/km)		Impedância de sequência zero (Ω/km)	
	R1	X1	R0	X0
50mm ²	0,4450	0,1127	2,2450	2,5991

Fonte: FERGÜTZ (2016).

Considerando que os valores na tabela estão expressos em [Ω/km], é preciso, primeiramente, convertê-los para [pu/km] e, posteriormente, multiplicá-los por 6 para obter as impedâncias do trecho de 6 km.

A conversão para pu inicia-se com o cálculo da impedância base (Z_b) do sistema:

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (9)$$

$$Z_b = \frac{34,5k^2}{100M}$$

$$Z_b = 11,9025$$

Agora, convertem-se os valores de resistência de sequência positiva ($R1$), reatância de sequência positiva ($X1$), resistência de sequência zero ($R0$) e reatância de sequência zero ($X0$) para [pu/km].

$$R1 = \frac{0,4450}{11,9025} = 0,0374 \frac{pu}{km}$$

$$X1 = \frac{0,1127}{11,9025} = 0,0095 \frac{pu}{km}$$

$$R0 = \frac{2,2450}{11,9025} = 0,1886 \frac{pu}{km}$$

$$X0 = \frac{2,5991}{11,9025} = 0,2184 \frac{pu}{km}$$

Logo, a impedância de sequência positiva $Z1_{trecho1}$ e a impedância de sequência zero $Z0_{trecho1}$ da linha do trecho de cargas residenciais será:

$$Z1_{trecho1} = 6 \text{ km} \times (R1 + jX1)$$

$$Z0_{trecho1} = 6 \text{ km} \times (R0 + jX0)$$

Substituindo os valores de resistência ($R0$ e $R1$) e reatância ($X0$ e $X1$) obtidos anteriormente:

$$Z1_{trecho1} = 0,2244 + j0,0570 \text{ pu}$$

$$Z0_{trecho1} = 1,1316 + j1,3104 \text{ pu}$$

Os resultados derivados dos cálculos são inseridos no *software* Anafas, conforme demonstrado na Figura 14.

Figura 14 - Parametrização da linha de distribuição das cargas residenciais no Anafas

Dados de Linha de Transmissão

Identificação

Barra De: 7 Nome: Condomínio 1

Barra Para: 2 Nome: Derivação

Número do Circuito: 1 Área: 1 Ligado ☒

Nome:

Potência Nominal (MVA): 0 Comprimento (km): 0

Sequência Positiva

Resistência (R1 %): 22.44 Reatância (X1 %): 5.7

Susceptância (S1 Mvar): 0

Sequência Zero

Resistência (R0 %): 113.16 Reatância (X0 %): 131.04

Susceptância (S0 Mvar): 0

Capacidade de Interrupção (kA)

Terminal De: Terminal Para:

Inserir Alterar Remover Fechar

Fonte: Autoria própria (2023)

3.3.4 Usina fotovoltaica como fonte de corrente

Como visto em 3.2, uma maneira comum de simular o comportamento de uma planta fotovoltaica dentro de um estudo de curto-circuito é a representação desta como uma fonte de corrente. Dessa maneira, a UFV, quando em curto-circuito, será uma fonte de corrente com valor de 1,25x a sua corrente nominal. O valor da corrente nominal, dado por I_N é obtido através do cálculo dado pela equação (10).

Corrente nominal:

$$I_N = \frac{S_{\text{inversor}}}{\sqrt{3} \times V_{\text{inversor}}} \times N^{\circ}_{\text{inversores}} \quad (10)$$

$$I_N = \frac{125k}{\sqrt{3} \times 600} \times 40$$

$$I_N = 4811 \text{ A}$$

Já a corrente de curto-circuito (I_{CC}) é dada pela equação (11).

$$I_{CC} = 1,25 \times I_N \quad (11)$$

$$I_{CC} = 1,25 \times 4811$$

$$I_{CC} = 6014 \text{ A}$$

Portanto, durante o curto-circuito, a planta fotovoltaica (inversores e painéis solares) apresenta um comportamento equivalente a uma fonte de corrente de 6014 A.

A configuração da fonte de corrente no Anafas foi realizada conforme ilustrado na Figura 15.

Figura 15 - Parametrização da fonte de corrente no Anafas

Fonte: Autoria própria (2023)

Nota-se que foi adotado um fator de potência de operação e de curto-circuito com o valor de $FP = 1$ (comumente encontrado em manuais de inversores). Além disso, a corrente total de curto-circuito da usina ($I_{CC} = 6014 \text{ A}$) foi distribuída entre os

40 inversores, resultando em uma corrente individual de 150,35 A para cada inversor. Este último valor foi inserido como a corrente máxima de sequência positiva, e o número de unidades de fonte de corrente foi configurado como 40 para simular a presença de 40 inversores na usina.

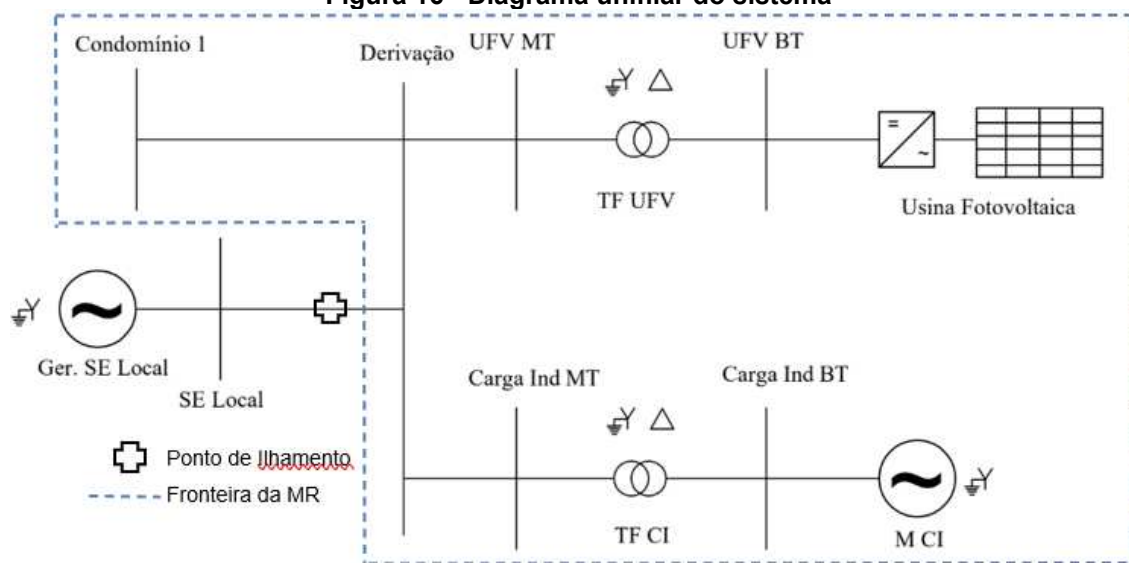
3.3.5 Diagramas do sistema estudado

Nesta seção, são fornecidos diagramas cruciais para a compreensão e análise do sistema em estudo. O diagrama unifilar oferece uma visão geral do sistema, enquanto os diagramas de sequência positiva, negativa e zero são fundamentais para o cálculo de curto-circuito.

3.3.5.1 Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar é a representação mais resumida e explicativa do sistema, é utilizado para demonstrar o sistema de maneira simplificada e intuitiva, além de ser usado como interface gráfica com o simulador. O diagrama unifilar do sistema, conforme Figura 16, demonstra a conexão dos componentes da microrrede, como a usina solar, formada pelos painéis solares e inversores que se conecta à rede através do transformador TF UFV, presente entre as barras UFV MT e UFV BT, a carga industrial, representada pelo gerador M CI que se conecta à rede através do transformador TF CI, presente entre as barras carg ind MT e carg ind BT, e por fim, o condomínio de cargas residenciais, representada por uma única barra. Todas as barras dos componentes da microrrede se conectam, através de linhas de média tensão à barra derivação, que por sua vez conectada a microrrede inteira à rede da concessionária, representada pelo gerador ger. SE local.

Figura 16 - Diagrama unifilar do sistema

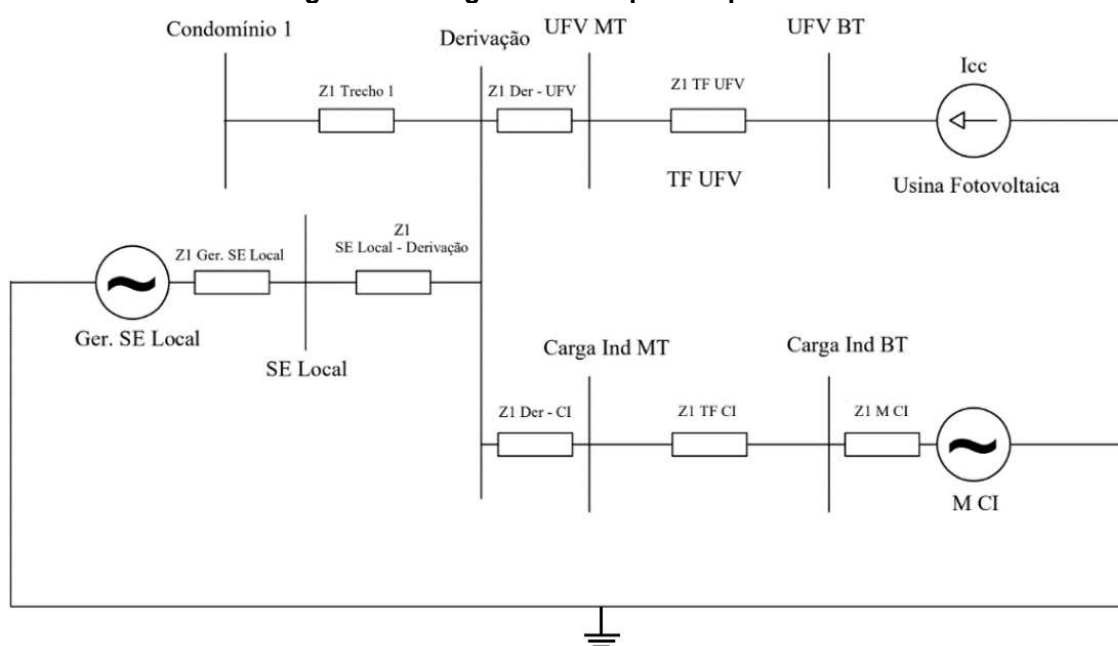


Fonte: Autoria própria (2023).

3.3.5.2 Diagrama de sequência positiva

O diagrama de sequência positiva, como indicado na Figura 17, representa as componentes de sequência positiva do sistema. Essas componentes estão presentes em todos os tipos de falhas, sejam equilibradas (trifásicas) ou desequilibradas (bifásicas e fase-terra). Consequentemente, são fundamentais para os cálculos de todas as falhas.

Figura 17 - Diagrama de sequência positiva

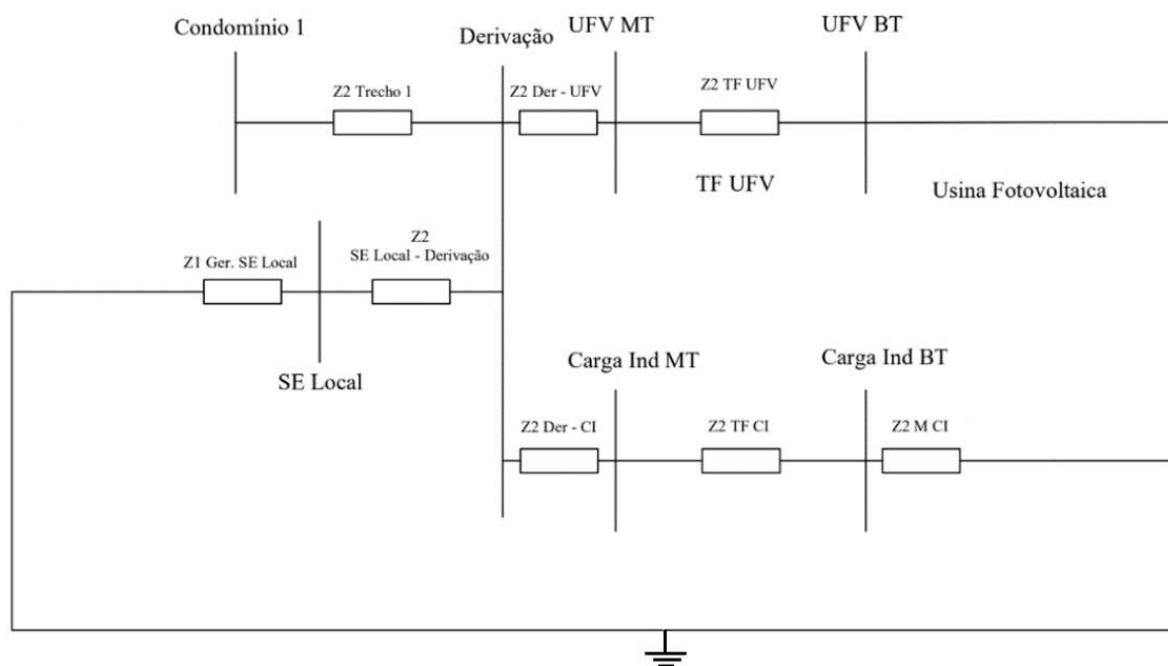


Fonte: Autoria própria (2023).

3.3.5.3 Diagrama de sequência negativa

O diagrama de sequência negativa, conforme mostrado na Figura 18, ilustra as componentes de sequência negativa do sistema. Essas componentes estão presentes em faltas que envolvem desequilíbrio de corrente entre as fases, ou seja, em faltas bifásicas e fase-terra. Portanto, é crucial para a determinação de seus valores.

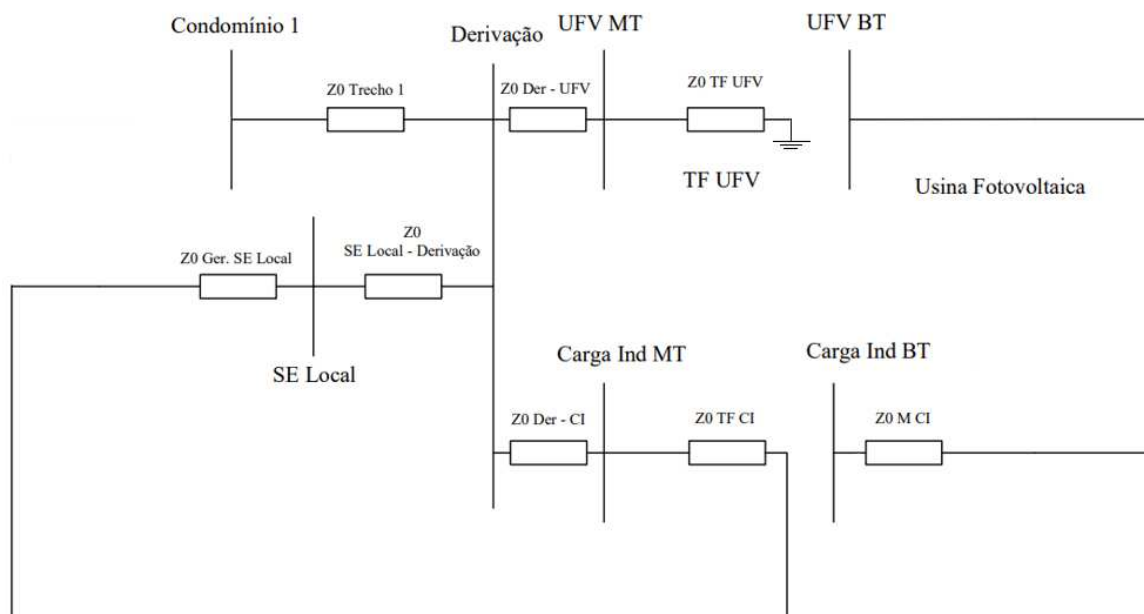
Figura 18 - Diagrama de sequência negativa



Fonte: Autoria própria (2023).

3.3.5.4 Diagrama de sequência zero

O diagrama de sequência zero, conforme representado na Figura 19, destaca os componentes de sequência zero do sistema. No escopo das faltas analisadas neste trabalho, os componentes de sequência zero estão presentes nas faltas fase-terra e fase-terra-mínimo, desempenhando um papel fundamental em seu cálculo. Além disso, também são importantes para parametrização de funções de proteção de faltas à terra como, por exemplo, as funções 50N, 51N, 67N e 59N.

Figura 19 - Diagrama de sequência zero

Fonte: Autoria própria (2023).

3.4 O software Anafas

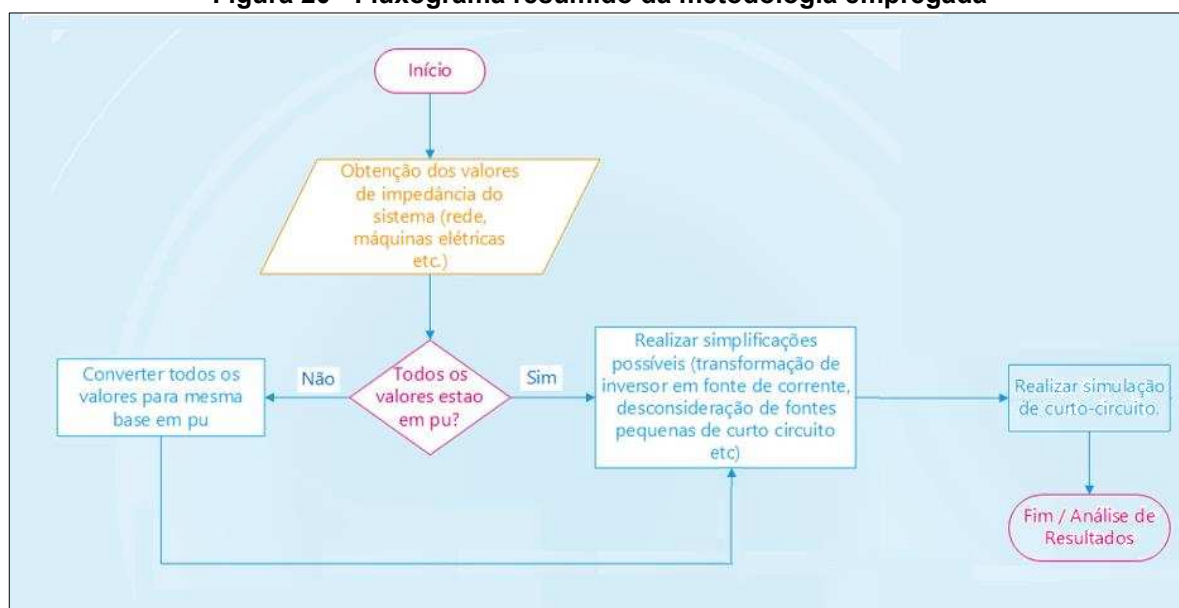
Com todos os cálculos e considerações necessários realizados, é possível avançar para a simulação de curto-circuito, que foi conduzida por meio do software Anafas 7.3.0, conforme detalhado no capítulo 4. O Anafas é uma ferramenta amplamente empregada por empresas e órgãos setoriais específicos ligados ao setor energético do país. Este programa computacional tem como objetivo analisar falhas existentes em um SEP (Sistema Elétrico de Potência) e visa aprimorar o tempo de simulação e a análise de resultados em comparação com simulações que envolvem condições de defeito em uma rede elétrica (DECOURT, 2007).

Por meio desse *software*, é possível verificar os níveis de curto-circuito de maneira individual para vários pontos de um sistema proposto, assim como as contribuições provenientes do restante do sistema. O Anafas possibilita o cálculo de diversos tipos de faltas elétricas, como faltas trifásicas, fase-fase e fase-terra, e ainda faltas através de impedâncias, funcionalidade aqui empregada para o cálculo do curto-circuito fase-terra-mínimo. Além disso, permite a verificação de todos os níveis de tensão e correntes circulantes do sistema.

3.5 Resumo da metodologia

Todos os cálculos e considerações abordados anteriormente neste capítulo constituem uma parte essencial e intrínseca da análise de curto-circuito, a qual é detalhada no Capítulo 4. Portanto, o entendimento dos sistemas por unidade e dos diversos componentes dos sistemas elétricos de potência é crucial para realizar uma simulação e obter resultados alinhados com a teoria de SEP. O resumo da metodologia adotada neste trabalho é apresentado por meio do fluxograma na Figura 20.

Figura 20 - Fluxograma resumido da metodologia empregada



Fonte: Autoria própria (2023).

No Capítulo 4, são apresentados os resultados da simulação realizada com base nos dados obtidos por meio das conversões e simplificações realizadas no Capítulo 3, seguindo a metodologia apresentada pelo fluxograma acima.

4 SIMULAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO DO SISTEMA PROPOSTO

Para a simulação de curto-circuito, foram consideradas as faltas trifásicas, fase-fase, fase-terra e fase-terra-mínimo, com impedância de falta de $40/3 \Omega$, conforme a NTC 905200. Todas essas faltas foram calculadas para as barras derivação, UFV MT, UFV BT, carga ind MT, carga ind BT e condomínio 1 (trecho com cargas residenciais). Para as faltas à terra foram ainda calculados os valores de I_0 (corrente circulante pelo neutro), uma vez que diversas funções de proteção utilizam esse valor para sua parametrização.

Nas faltas fase-terra-mínimo nas barras conectadas ao lado delta de um transformador, foram calculados os valores de tensão durante a falta, com atenção especial para o valor de $3V_0$, obtido no Anafas pela visualização dos fasores de tensão na barra de interesse. Isso ocorre porque em situações em que o delta do transformador impede a circulação da corrente de neutro, pode-se detectar o curto-circuito por meio da medição da tensão $3V_0$.

4.1 Resultados da Simulação

Os resultados das simulações para todas as faltas estão apresentados nas seções de 4.1.1 a 4.1.12, nas Tabelas 6 a 29. Uma discussão detalhada sobre esses resultados é conduzida na seção 4.3, enquanto os impactos no sistema de proteção são abordados em 4.4

4.1.1 Faltas na barra derivação com a microrrede em modo acoplado

A Tabela 6 exibe os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra “derivação” quando a microrrede está em modo acoplado. Por outro lado, a Tabela 7 apresenta os valores absolutos das correntes elétricas circulantes para essas mesmas faltas. A linha “total” representa os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas destacam as contribuições provenientes do restante do sistema.

Tabela 6 - Ângulo com falta na derivação no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-67	-36	-70	-70	-29	-29
SE Local	-68	-38	-71	-59	-30	-18
UFV MT	0	-167	-56	-72	-21	-32
UFV BT	-150	-139	-138	0	-152	0
Carga Ind MT	-90	-60	-83	-73	-41	-32
Carga Ind BT	-67	-36	-70	-70	-29	-29
Condomínio 1	-68	-38	-71	-59	-30	-18

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 7 - Corrente com falta na derivação no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	1530	1308	1818	1818	1045	1045
SE Local	1338	1112	1192	351	609	202
UFV MT	105	105	366	1022	291	588
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	164	137	278	453	151	260
Carga Ind BT	1363	1133	1099	0	507	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

4.1.2 Faltas na barra derivação com a microrrede em modo ilhado

A Tabela 8 apresenta os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "derivação" quando a microrrede está em modo ilhado. Por sua vez, a Tabela 9 exibe o valor absoluto da corrente elétrica circulante para essas mesmas faltas. Na linha "total," estão representados os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições provenientes do restante do sistema.

Tabela 8 - Ângulo com falta na derivação no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-58	-58	-51	-51	-41	-41
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	0	0	-151	-52	-160	-41
UFV BT	-150	-150	-101	0	-110	0
Carga Ind MT	-90	-90	-87	-52	-82	-42
Carga Ind BT	-60	-60	-78	0	-76	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 9 - Corrente com falta na derivação no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	195	94	158	158	180	180
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	105	105	105	110	118	125
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	164	116	174	49	161	55
Carga Ind BT	195	94	158	158	180	180
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

4.1.3 Falta na barra UFV MT com a microrrede em modo acoplado

A Tabela 10 apresenta os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "UFV MT" quando a microrrede está em modo acoplado. Simultaneamente, a Tabela 11 exhibe os valores absolutos das correntes elétricas circulantes para essas mesmas faltas específicas. Na linha "total," são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições provenientes do restante do sistema.

Tabela 10 - Ângulo com falta na barra UFV MT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-66	-36	-69	-69	-29	-29
SE Local	-68	-37	-71	-58	-30	-18
UFV MT	0	-169	-56	-72	-22	-32
UFV BT	-150	-139	-138	0	-152	0
Carga Ind MT	-90	-59	-82	-72	-41	-32
Carga Ind BT	-60	-59	-94	0	-58	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 11 - Corrente com falta na barra UFV MT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	1514	1294	1804	1804	1040	1040
SE Local	1323	1099	1181	-345	605	199
UFV MT	105	105	366	-1023	292	590
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	163	135	274	445	149	257
Carga Ind BT	1348	1121	991	0	504	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

4.1.4 Faltas na barra UFV MT com a microrrede em modo ilhado

A Tabela 12 exibe os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "UFV MT" quando a microrrede está em modo ilhado. Simultaneamente, a Tabela 13 apresenta os valores absolutos das correntes elétricas circulantes para essas mesmas faltas específicas. Na linha "total", são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições provenientes do restante do sistema.

Tabela 12 - Ângulo com falta na barra UFV MT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-57	-21	-51	-51	-41	-41
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	0	-130	-151	-51	-161	-41
UFV BT	-150	-170	-101	0	-110	0
Carga Ind MT	-90	-80	-87	-141	-81	-40
Carga Ind BT	-60	-60	-78	0	-76	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 13 - Corrente com falta na barra UFV MT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	195	94	158	158	181	181
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	105	105	104	110	-119	126
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	164	115	174	48	159	55
Carga Ind BT	1362	943	1476	0	1423	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

4.1.5 Faltas na barra carg ind MT com a microrrede em modo acoplado

A Tabela 14 apresenta os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "carga ind MT" quando a microrrede está em modo acoplado. Simultaneamente, a Tabela 15 mostra os valores absolutos das correntes elétricas circulantes para essas mesmas faltas específicas. Na linha "total," são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições provenientes do restante do sistema.

Tabela 14 - Ângulo com falta na carga ind MT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-66	-36	-69	-69	-29	-29
SE Local	-68	-67	-71	-58	-30	-18
UFV MT	0	169	-56	-72	-22	-32
UFV BT	150	139	138	0	152	0
Carga Ind MT	-90	-59	-82	-72	-41	-32
Carga Ind BT	-60	-59	-95	0	-58	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 15 - Corrente com falta na carg ind MT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	1514	1294	1804	1804	1040	1040
SE Local	1323	1099	1181	-345	605	199
UFV MT	105	105	366	-1023	292	590
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	163	135	274	445	149	257
Carga Ind BT	1348	1121	991	0	504	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

4.1.6 Faltas na barra carg ind MT com a microrrede em modo ilhado

A Tabela 16 exibe os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "carga ind MT" quando a microrrede está em modo ilhado. Simultaneamente, a Tabela 17 mostra os valores absolutos das correntes elétricas circulantes para essas mesmas faltas específicas. Na linha "total," são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições provenientes do restante do sistema.

Tabela 16 - Ângulo com falta na carg ind MT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-57	-21	-51	-51	-41	-41
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	0	-130	-151	-51	-161	-41
UFV BT	-150	-170	-101	0	-110	0
Carga Ind MT	-90	-80	-87	-141	-81	-40
Carga Ind BT	-60	-60	-78	0	-76	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 17 - Corrente com falta na carg ind MT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	195	94	158	158	181	181
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	105	105	104	110	-119	126
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	164	115	174	48	159	55
Carga Ind BT	1362	943	1476	0	1423	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

4.1.7 Faltas na barra UFV BT com a microrrede em modo acoplado

A Tabela 18 apresenta os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "UFV BT" quando a microrrede está em modo acoplado. Simultaneamente, a Tabela 19 mostra o valor absoluto da corrente elétrica circulante para essas mesmas faltas específicas. Na linha "total," são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições advindas do restante do sistema. Após as duas tabelas, é também apresentado o valor da tensão 3V0 medido nessa barra

Tabela 18 - Ângulo com falta na barra UFV BT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-72	-42	0	0	0	0
SE Local	-33	-46	0	0	0	0
UFV MT	-109	-48	0	0	0	0
UFV BT	0	-173	0	0	0	0
Carga Ind MT	-129	-68	0	0	0	0
Carga Ind BT	-99	-69	0	0	0	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 19 - Corrente com alta na barra UFV BT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	47243	40260	0	0	0	0
SE Local	714	610	0	0	0	0
UFV MT	796	680	0	0	0	0
UFV BT	6014	6014	0	0	0	0
Carga Ind MT	88	75	0	0	0	0
Carga Ind BT	728	622	0	0	0	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Nesse caso tem-se para a barra “UFV BT”, o seguinte valor conforme indicado pelo Anafas:

$$3V0 = 3.04 \mid -173^\circ \text{ pu.}$$

4.1.8 Faltas na barra UFV BT com a microrrede em modo ilhado

A Tabela 20 exibe os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "UFV BT" quando a microrrede está em modo ilhado. Simultaneamente, a Tabela 21 apresenta o valor absoluto da corrente elétrica circulante para essas mesmas faltas específicas. Na linha "total", são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições advindas do restante do sistema. Após as duas tabelas, é também apresentado o valor da tensão 3V0 medido nessa barra.

Tabela 20 - Ângulo com falta na barra UFV BT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-55	-16	0	0	0	0
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	-30	-141	0	0	0	0
UFV BT	0	-136	0	0	0	0
Carga Ind MT	-120	-141	0	0	0	0
Carga Ind BT	-90	-82	0	0	0	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 21 - Corrente com alta na barra UFV BT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	10502	8976	0	0	0	0
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	150	128	0	0	0	0
UFV BT	6014	6014	0	0	0	0
Carga Ind MT	150	128	0	0	0	0
Carga Ind BT	1240	1059	0	0	0	0
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Nesse caso tem-se para barra “UFV BT”, o seguinte valor conforme indicado pelo Anafas:

$$3V0 = 2.14 \mid -136^\circ \text{ pu}$$

4.1.9 Faltas na barra Carg Ind BT com a microrrede em modo acoplado

Tabela 22 apresenta os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "carg ind BT" quando a microrrede está em modo acoplado. Simultaneamente, a Tabela 23 exibe o valor absoluto da corrente elétrica circulante para essas mesmas faltas específicas. Na linha "total", são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições advindas do restante do sistema. Após as duas tabelas, é também mostrado o valor da tensão 3V0 medido nessa barra.

Tabela 22 - Ângulo com falta na carga ind BT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-82	-52	-83	-83	-1	-1
SE Local	-122	-70	-97	0	-179	0
UFV MT	-14	-19	-19	0	0	0
UFV BT	-164	-169	-169	0	0	0
Carga Ind MT	-109	-49	-79	0	0	0
Carga Ind BT	-90	-60	-86	-83	-3	-1
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023)

Tabela 23 - Corrente com falta na carga ind BT no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	5450	4742	7169	7169	180	180
SE Local	458	149	300	0	8	0
UFV MT	105	105	105	0	0	0
UFV BT	6014	6014	6014	0	0	0
Carga Ind MT	437	230	339	0	8	0
Carga Ind BT	1851	1555	3994	7169	101	180
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Nesse caso tem-se para barra “carg ind BT”, o seguinte valor conforme indicado pelo Anafas:

$$3V0 = 0.38 \mid -67^\circ \text{ pu}$$

4.1.10 Faltas na barra carg ind BT com a microrrede em modo ilhado

A Tabela 24 exibe os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra “carg ind BT” quando a microrrede está em modo ilhado. Simultaneamente, a Tabela 25 apresenta o valor absoluto da corrente elétrica circulante para essas mesmas faltas específicas. Na linha “total”, são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas

indicam as contribuições advindas do restante do sistema. Após as duas tabelas, é também mostrado o valor da tensão 3V0 medido nessa barra.

Tabela 24 - Ângulo com falta na carga ind BT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-65	-43	-71	-71	-157	-157
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	-30	-142	-145	0	-168	0
UFV BT	-180	-112	-115	0	-138	0
Carga Ind MT	-30	-142	-145	0	-168	0
Carga Ind BT	-90	-76	-86	-71	-134	-157
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 25 - Corrente com falta na carga ind BT no modo ilhado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	2044	1747	1603	1603	138	138
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	105	105	105	0	105	0
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	105	105	105	0	105	0
Carga Ind BT	1851	1568	2311	-1603	739	138
Condomínio 1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Nesse caso tem-se para a barra “carg ind BT”, o seguinte valor conforme indicado pelo Anafas:

$$3V0 = 0,09 \mid 161^\circ \text{ pu}$$

4.1.11 Falta na barra condomínio 1 com a microrrede em modo acoplado

A Tabela 26 exibe os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra “condomínio 1” quando a microrrede está em modo acoplado. Simultaneamente, a Tabela 27 apresenta o valor absoluto da corrente elétrica circulante para essas mesmas faltas específicas. Na linha “total”, são fornecidos os valores relativos à barra onde a falta ocorreu, enquanto as demais linhas indicam as contribuições advindas do restante do sistema.

Tabela 26 - Ângulo com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-59	-28	-56	-56	-32	-32
SE Local	-59	-28	-60	-45	-36	-21
UFV MT	-44	-177	-38	-59	-19	-34
UFV BT	-176	-147	-145	0	-148	0
Carga Ind MT	-81	-50	-70	-59	-45	-35
Carga Ind BT	-51	-52	-85	0	-66	0
Condomínio 1	-59	-28	-56	-56	-32	-32

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 27 - Corrente com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	1389	1170	1081	1081	730	730
SE Local	1169	970	674	209	407	141
UFV MT	105	105	266	608	230	410
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	144	119	161	269	103	182
Carga Ind BT	1191	1192	581	0	353	0
Condomínio 1	1389	1170	1081	1081	730	730

Fonte: Autoria própria (2023).

4.1.12 Falta na barra condomínio 1 com a microrrede em modo ilhado

A Tabela 28 apresenta os ângulos das correntes circulantes em todo o sistema durante cada tipo de falta ocorrida na barra "condomínio 1" quando a microrrede está

em modo ilhado. Simultaneamente, a Tabela 29 destaca o valor absoluto da corrente elétrica circulante para essas mesmas faltas específicas. A linha "total", oferece os valores relativos à barra de ocorrência da falta, enquanto as demais linhas indicam as contribuições provenientes do restante do sistema.

Tabela 28 - Ângulo com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	-56	-20	-47	-47	-38	-38
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	-40	-132	-154	-47	-161	-37
UFV BT	-150	-102	-105	0	-113	0
Carga Ind MT	-89	-80	-87	-47	-81	-38
Carga Ind BT	-59	-60	-78	0	-76	0
Condomínio 1	-56	-20	-47	-47	-38	-38

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 29 - Corrente com falta na barra condomínio 1 no modo acoplado

	Falta Trifásica (°)	Falta Fase-Fase (°)	Falta Fase-Terra (°)		Falta Fase Terra-Mínimo (°)	
			Fase	3I0	Fase	3I0
Total	194	95	158	158	173	173
SE Local	0	0	0	0	0	0
UFV MT	105	105	110	110	121	120
UFV BT	6014	6014	6014	0	6014	0
Carga Ind MT	161	112	163	48	146	53
Carga Ind BT	1336	1347	1420	0	1344	0
Condomínio 1	194	95	158	158	173	173

Fonte: Autoria própria (2023).

4.2 Comparação dos valores das correntes de falta nos dois modos de operação

Este capítulo tem como objetivo consolidar os resultados apresentados nas tabelas do Capítulo 4 e realizar uma comparação dos valores absolutos de corrente para cada falta em cada barra do sistema. O propósito é compreender o impacto da transição entre os dois modos operativos da microrrede nos valores de corrente elétrica de curto-circuito.

4.2.1 Comparação dos valores de corrente para barra derivação

A Tabela 30 relata a redução de cada valor absoluto de corrente para cada tipo de falta na barra “derivação” durante a transição da microrrede de modo acoplado para ilhado.

Tabela 30 - Comparativo dos valores de corrente para barra derivação	
Tipo de Falta	Queda do valor absoluto de corrente no modo ilhado em comparação ao acoplado
Trifásico	87,25%
Fase-Fase	92,81%
Fase-Terra	91,31%
FT 3I0	91,31%
Fase-Terra-Mínimo	82,78%
FTmin 3I0	82,78%

Fonte: Autoria própria (2023).

4.2.2 Comparação dos valores de corrente para barra UFV MT

A Tabela 31 relata a redução de cada valor absoluto de corrente para cada tipo de falta na barra “UFV MT” durante a transição da microrrede de modo acoplado para ilhado.

Tabela 31 - Comparativo dos valores de corrente para barra UFV MT	
Tipo de Falta	Queda do valor absoluto de corrente no modo ilhado em comparação ao acoplado
Trifásico	87,12%
Fase-Fase	92,74%
Fase-Terra	91,24%
FT 3I0	91,24%
Fase-Terra-Mínimo	82,60%
FTmin 3I0	82,60%

Fonte: Autoria própria (2023).

4.2.3 Comparação dos valores de corrente para barra carg ind MT

A Tabela 32 relata a redução de cada valor absoluto de corrente para cada tipo de falta na barra “carga ind MT” durante a transição da microrrede de modo acoplado para ilhado.

Tabela 32 - Comparativo dos valores de corrente para barra carg ind MT	
Tipo de Falta	Queda do valor absoluto de corrente no modo ilhado em comparação ao acoplado
Trifásico	87,12%
Fase-Fase	92,74%
Fase-Terra	91,24%
FT 3I0	91,24%
Fase-Terra-Mínimo	82,60%
FTmin 3I0	82,60%

Fonte: Autoria própria (2023).

4.2.4 Comparação dos valores de corrente para barra UFV BT

A Tabela 33 relata a redução de cada valor absoluto de corrente para cada tipo de falta na barra “UFV BT” durante a transição da microrrede de modo acoplado para ilhado.

Tabela 33 - Comparativo dos valores de corrente para barra UFV BT	
Tipo de Falta	Queda do valor absoluto de corrente no modo ilhado em comparação ao acoplado
Trifásico	77,77%
Fase-Fase	77,70%
Fase-Terra	0,00%
FT 3I0	0,00%
Fase-Terra-Mínimo	0,00%
FTmin 3I0	0,00%

Fonte: Autoria própria (2023).

4.2.5 Comparação dos valores de corrente para barra carg ind BT

A Tabela 34 relata a redução de cada valor absoluto de corrente para cada tipo de falta na barra “carga ind BT” durante a transição da microrrede de modo acoplado para ilhado.

Tabela 34 - Comparativo dos valores de corrente para barra carg ind BT	
Tipo de Falta	Queda do valor absoluto de corrente no modo ilhado em comparação ao acoplado
Trifásico	62,50%
Fase-Fase	63,16%
Fase-Terra	77,64%
FT 3I0	77,64%
Fase-Terra-Mínimo	23,33%
FTmin 3I0	23,33%

Fonte: Autoria própria (2023).

4.2.6 Comparação dos valores de corrente para barra condomínio 1

A Tabela 35 relata a redução de cada valor absoluto de corrente para cada tipo de falta na barra “condomínio 1” durante a transição da microrrede de modo acoplado para ilhado.

Tabela 35 - Comparativo dos valores de corrente para barra condomínio 1	
Tipo de Falta	Queda do valor absoluto de corrente no modo ilhado em comparação ao acoplado
Trifásico	86,03%
Fase-Fase	91,88%
Fase-Terra	85,38%
FT 3I0	85,38%
Fase-Terra-Mínimo	76,30%
FTmin 3I0	76,30%

Fonte: Autoria própria (2023).

4.3 Análise de resultados

O primeiro ponto a ser observado sobre os níveis de curto-circuito ao alternar do modo acoplado para o ilhado é a significativa da diferença nos valores absolutos

das faltas. Tomando como exemplo um curto-circuito trifásico na barra derivação, o valor da falta cai de 1530 A para 195 A, representando uma redução de 87%. Essa redução é consistente para outros tipos de faltas e curtos-circuitos em outras barras analisadas.

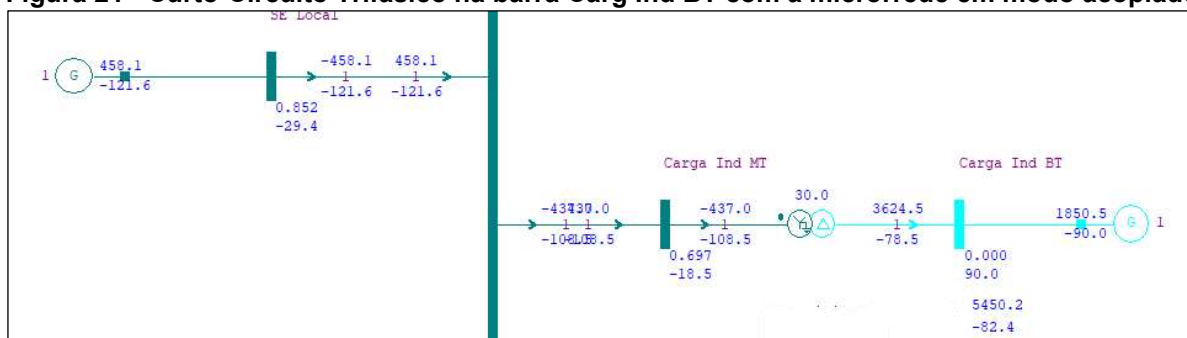
Essa variação ocorre porque, ao mudar do modo de operação acoplado para o ilhado, as faltas não contam mais com a contribuição da rede principal, assim são influenciadas apenas pelas fontes internas da microrrede, ou seja, a usina fotovoltaica e a carga industrial. Esse fenômeno evidencia o primeiro grande desafio para os sistemas de proteção: a detecção e sensibilização de uma corrente de falta que varia abruptamente de valor dependendo do estado operativo da microrrede.

Um exemplo prático é um relé posicionado imediatamente após a barra derivação, destinado a proteger o trecho que conecta essa barra até a barra condomínio 1. Esse relé deve detectar, quando a microrrede está em modo acoplado, a menor corrente faltosa circulante pela fase, que será de 730 A (curto-circuito fase-terra-mínimo). No entanto, quando a microrrede está operando em modo ilhado a maior corrente faltosa possível será de 194 A, proveniente de um curto-circuito trifásico. Assim, se a proteção de sobrecorrente for configurada com base na menor corrente faltosa no modo acoplado, esse ajuste não sensibilizará para a maior corrente faltosa do modo ilhado. E caso a proteção de sobrecorrente seja configurada com base nas correntes do modo ilhado, durante a operação acoplada poderão ocorrer diversas aberturas indevidas, devido ao fato de o relé considerar correntes de valores muito abaixo das de curto-circuito como faltosas.

Em microrrede, é improvável que uma única configuração de proteção seja suficiente para cobrir ambos os modos de operação, especialmente para faltas em que o fluxo de potência ocorre em direção às extremidades do sistema ou em direção a uma planta geradora com o fluxo contrário ao fornecido por essa planta.

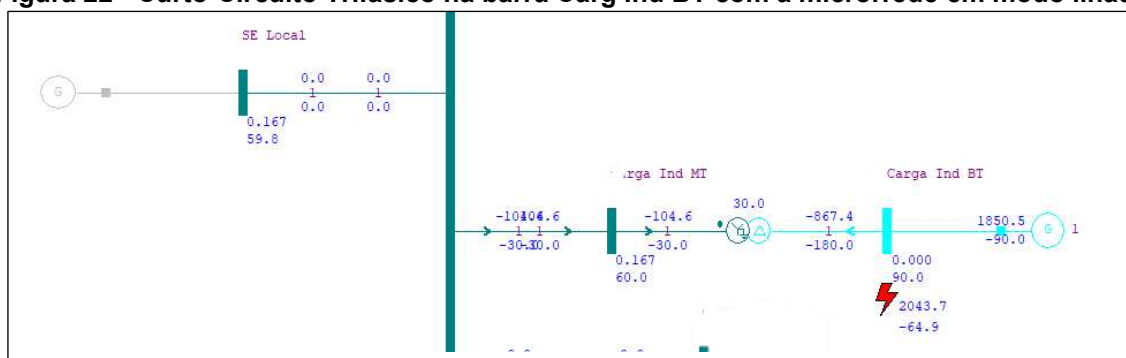
Ao se comparar as Figuras 21 e 22, que mostram, respectivamente, as correntes circulantes pela fase durante um curto trifásico na barra "carg ind BT" nos modos acoplado e ilhado da microrrede, observamos uma grande discrepância na amplitude da corrente que atravessa a barra "carg ind MT" em direção à falta. Isso destaca a dificuldade que isso impõe a um dispositivo de proteção localizado nessa barra para detectar o curto-circuito em ambos os cenários.

Figura 21 - Curto-Circuito Trifásico na barra Carg Ind BT com a microrrede em modo acoplado



Fonte: Simulação do Anafas realizada pelos autores (2023).

Figura 22 - Curto-Circuito Trifásico na barra Carg Ind BT com a microrrede em modo ilhado



Fonte: Simulação do Anafas realizada pelos autores (2023).

Outro ponto crítico envolve as faltas que ocorrem do lado delta de um transformador. Ao considerar uma falta na barra “UFV BT” com a microrrede operando em modo acoplado, a tensão 3V0 durante uma falta à terra é de 3,04 pu. No entanto, quando a microrrede está ilhada, essa mesma tensão durante uma falta diminui para 2,15 pu, representando uma queda de cerca de 30%. Embora o valor de 3V0 durante o modo ilhado permaneça relativamente alto, fica claro que essa tensão diminui quando a microrrede altera seu modo de operação, o que também pode afetar o sistema de proteção.

Em situações em que uma falta à terra ocorre do lado delta de um transformador, torna-se impossível detectá-la por meio da corrente, pois a conexão em delta impede a circulação da corrente de sequência zero. Nesse contexto, uma estratégia comum na proteção é utilizar a função 59N, que monitora a tensão 3V0, presumindo que uma elevação nesse valor indica a ocorrência de uma falta à terra. Entretanto, se esse valor diminuir significativamente com a mudança de modo de operação da Microrrede, a detecção de faltas à terra em conexões em delta pode se tornar problemática, acarretando riscos significativos para a segurança da operação da microrrede em modo ilhado.

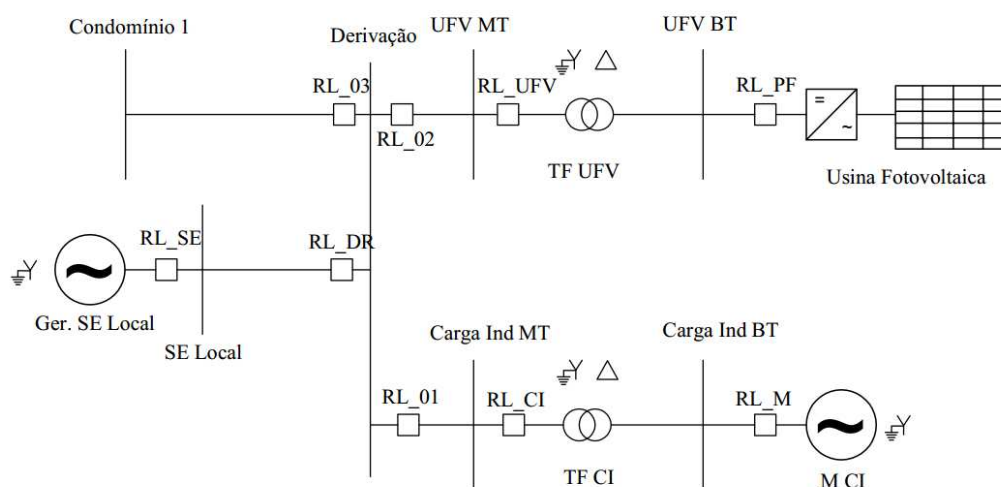
De maneira geral, ao alterar o estado operativo, observa-se uma considerável variação na amplitude dos valores das correntes de curto-circuito e até mesmo de certas tensões, impactando diretamente o sistema de proteção como um todo. Agora, é necessário ajustar a proteção para cada modo operativo da microrrede e encontrar uma estratégia eficaz para alternar entre essas configurações de maneira rápida e segura. Isso destaca a necessidade de abordar as diferenças nos níveis de corrente e tensão nos dois estados operativos da microrrede.

4.4 Consideração com sistema de proteção

Nessa seção é apresentado um diagrama unifilar, na Figura 23, destacando dispositivos de proteção em locais estratégicos e essenciais. O Quadro 1 completa essa representação, listando as funções de proteção que poderiam ser impactadas nos dispositivos mencionados ou que deveriam considerar os dois cenários distintos de operação da microrrede para seu estudo de parametrização. O quadro também aponta justificativas, considerando o estudo de curto-circuito e as variações nas faltas quando a microrrede opera em modo ilhado e acoplado.

É crucial ressaltar que o impacto real da mudança no modo operativo da microrrede sobre as funções de proteção só pode ser determinado por meio de um estudo abrangente de coordenação e tempo de atuação dessas funções. Dessa forma, o Quadro 1 tem como único propósito listar quais funções exigiriam consideração do novo cenário para a condução de seu estudo de parametrização.

Figura 23 - Diagrama unifilar com dispositivos de proteção na microrrede proposta



Fonte: Autoria própria (2023).

QUADRO 1 - Funções de proteção afetadas na microrrede proposta

Dispositivo	Descrição	Funções de Proteção Afetadas	Justificativa
RL_SE	Equipamento localizado na subestação da concessionária, responsável por desconectar o alimentador da SE caso a corrente injetada por esta supere um determinado valor.	51,50,51N, 50N, 67, 67N	Com a desconexão da microrrede, os níveis de curto-circuito do alimentador podem diminuir, o que poderá afetar a efetividade dos ajustes desse dispositivo.
RL_DR	Equipamento localizado na fronteira da microrrede, responsável por desconectá-la da rede principal.	NA	Esse dispositivo deverá atuar apenas quando a microrrede estiver em modo acoplado, uma vez que quando ela se desconecta ele fica aberto.
RL_01	Equipamento responsável por proteger o trecho de conexão da carga industrial com a microrrede.	51,50,51N, 50N,67, 67N	Níveis de curto-circuito mudarão bruscamente quando a microrrede alternar de modo operativo, afetando diretamente a efetividade dos ajustes desse dispositivo.
RL_02	Equipamento responsável por proteger o trecho de conexão da UFV com a microrrede.	51,50,51N,50N, 51V, 67, 67N	Níveis de curto-circuito mudarão bruscamente quando a microrrede alternar de modo operativo, afetando diretamente a efetividade dos ajustes desse dispositivo.
RL_03	Equipamento responsável por proteger o trecho de conexão das cargas residenciais com a microrrede.	51,50,51N, 50N,67, 67N	Níveis de curto-circuito mudarão bruscamente quando a microrrede alternar de modo operativo, afetando diretamente a efetividade dos ajustes desse dispositivo.
RL_CI	Equipamento responsável por proteger a entrada da planta da carga industrial.	51,50,51N, 50N,67, 67N, 59N	Níveis de curto-circuito mudarão bruscamente quando a microrrede alternar de modo operativo, afetando diretamente a efetividade dos ajustes desse dispositivo. Além disso, o monitoramento do lado de baixa tensão com relé auxiliar 59N também será afetado pela queda na tensão 3V0.
RL_M	Equipamento responsável pela proteção do motor.	NA*	O valor de corrente injetado pelo motor quando em curto-circuito continuará basicamente o mesmo, não afetando muito as funções de sobrecorrente. Porém há de se realizar um estudo mais aprofundado sobre os impactos nas funções de tensão, frequência e rotação do motor.
RL_UFV	Equipamento responsável por proteger a entrada da planta da UFV.	51,50,51N, 50N,67, 67N, 59N	Níveis de curto-circuito mudarão bruscamente quando a microrrede alternar de modo operativo, afetando diretamente a efetividade dos ajustes desse dispositivo. Além disso, o monitoramento do lado de baixa tensão com relé auxiliar 59N também será afetado pela queda na tensão 3V0.
RL_PF	Equipamento responsável por proteger a geração da UFV.	NA	O valor de corrente injetado pelo motor quando em curto-circuito continuará basicamente o mesmo, não afetando muito as funções de sobrecorrente.

Fonte: Autoria própria (2023).

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho tinha como objetivo a proposição de uma configuração de uma microrrede rural e a realização de um estudo de curto-circuito nela. Além disso, também era desejado analisar os possíveis impactos sobre um sistema de proteção convencional utilizado em gerações distribuídas que a operação de uma microrrede poderia ter. Para isso foi primeiramente apresentada uma fundamentação teórica sobre microrredes e explorada de maneira resumida a sua importância no contexto global do mercado de geração e distribuição de energia. O objetivo era demonstrar ao leitor a importância da microrrede e familiarizá-lo com conceitos importantes acerca dela, como, por exemplo, os dois estados distintos de operação, o modo acoplado e o modo ilhado.

Foram também apresentados os requisitos de conexão e proteção existentes para as GDs convencionais, para que a partir destes se pudesse construir um cenário onde é realizado o estudo de curto-circuito na microrrede rural proposta e levantado os possíveis impactos da alternância entre os seus dois estados operativos no sistema de proteção. Para o estudo de curto-circuito foi proposta uma microrrede simples, com três elementos principais: uma planta fotovoltaica, uma planta industrial e um trecho de cargas residenciais. Essa microrrede, foi, por sua vez, conectada à uma rede com valores de impedâncias típicas de um sistema rural. Nesse sistema, que acabou de ser descrito, foi realizado um estudo de curto-circuito, no qual foram calculados os valores para quatro tipos de faltas elétricas diferentes (trifásica, bifásica, fase-terra e fase-terra-mínimo) para diferentes barras do sistema.

Com os valores do estudo de curto-circuito, foi possível enxergar a grande variação na amplitude das correntes de curto-circuito durante as diversas faltas elétricas, e como visto, essa amplitude poderia impactar na eficiência dos diversos dispositivos de proteção distribuídos ao longo do sistema, uma vez que várias funções de proteção utilizadas hoje em gerações distribuídas fazem o monitoramento da corrente elétrica.

Com isso, foram listadas as funções de proteção que poderiam ser impactadas por essa variação na amplitude das correntes de curto-circuito com a alternância de modo operativo da microrrede e que, portanto, ao serem parametrizadas, deveriam levar em conta os dois cenários distintos de operação. No entanto, a real aferição do impacto ou não da mudança de estado operativo na efetividade de uma função de

proteção só pode ser obtido com um estudo de coordenação. E caso seja efetivamente constatado que uma determinada função de proteção perde a efetividade quando a microrrede alterna de estado operativo pode ser necessária a busca por soluções que possivelmente envolvam a capacidade dos dispositivos de proteção de alternar entre mais de um ajuste quando detectada a mudança no estado operativo da microrrede.

Em resumo, o trabalho apresentou uma proposta de configuração de microrrede rural e o estudo de curto-circuito para ela, além de a partir do levantamento de requisitos de proteção de geração distribuída ter listado pontos de atenção e possíveis impactos na parametrização de funções de proteção hoje utilizadas. Ainda sim é notório que o campo de estudo das microrredes é vasto e ainda há muito mais a ser estudado para a construção de uma bibliografia sólida que possibilite que esse tipo de empreendimento possa ser operado de maneira segura e eficiente, e contribua para a disponibilidade de energia do SEP, com isso, esse trabalho é concluído apresentando possíveis trabalhos futuros a serem realizados sobre o tema:

- Estudo de fluxo de potência em uma microrrede;
- Estudo para parametrização/coordenação de um dispositivo de proteção de uma microrrede;
- Análise do sistema de proteção de uma microrrede existente;
- Análise das mudanças normativas necessárias para viabilidade da instalação de microrredes;
- Proposta de lógica/sistema de controle para a alternância do sistema de proteção de uma microrrede entre o modo ilhado e acoplado.

REFERÊNCIAS

ABB – Asea Brown Boveri. **When Grids Get Smart**. 2008. Disponível em: [http://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/23bd705661c12f6ec12575bb002a5be9/\\$file/ABB+paper+smart+grids+June+version.pdf](http://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/23bd705661c12f6ec12575bb002a5be9/$file/ABB+paper+smart+grids+June+version.pdf). Acesso em: 27 set. 2022.

AGÊNCIA DE NOTÍCIAS. Copel Investe R\$ 67 milhões na modernização do fornecimento de energia a pequenos municípios. **Agência de Notícias do Estado do Paraná**, 2021. Disponível em: <https://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=112602>. Acesso em: 24 jul. 2021.

ALMUTAIRY, I. A review of coordination strategies and techniques for overcoming challenges to microgrid protection. **Saudi Arabia Smart Grid (SASG)**, p. 1-4, 2016. DOI: 10.1109/SASG.2016.7849681.

ANASTASIADIS, A.G.; TSIKALAKIS, A.G; HATZIARGYRIOU, N.D. Operational and environmental benefits due to significant penetration of microgrids and topology sensitivity. **Em Power and Energy Society General Meeting**, jul. 2010.

BIALEK, T. **Microgrids**: UCSD smart grid course. 2013. 24 p. (Exposição de professor).

BOUAFIA, A.; LABED, D. New concept for anti - islanding protection in distributed network with large penetration of decentralized renewable energy. **International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)**, p. 1-4, 2017. DOI: 10.1109/IRSEC.2017.8477364.

BP - BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy 2020**. 69th edition. London: British Petroleum, 2020.

CANAL ENERGIA. **Light reduz tempo de interrupção de energia em 15% com solução de self-healing**. 22 fev. 2018. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53052547/light-reduz-tempo-de-interruptao-de-energia-em-15-com-solucao-de-self-healing>. Acesso em: 24 jul. 2021.

CASTRO, M.A.L.; VIEIRA, D. **Micro e minigeração distribuída**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016. (Cadernos Temáticos ANEEL). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Mini-gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161?version=1.3>. Acesso em: 5 maio 2021.

CHEN, L.; MEI, S. An integrated control and protection system for photovoltaic microgrids. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. I, n. I, mar. 2015.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P.; CROSSLEY, P. Distributed generation and Microgrid concept. In: _____. **Microgrids and active distribution networks**. Londres: The Institution of Engineering and Technology, 2009. Cap. 1, p. 1-12. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/brasil-ultrapassa-os-185-gw-de-potencia-instalada> Acesso em: 13 mai. 2021.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **NTC 905200 - Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL**, 2014.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **NTC 905100 - Acesso de geração distribuída ao sistema da COPEL**, 2017.

COP21 PARIS – **21ª Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas em Paris**. 2015. Disponível em: <http://www.cop21paris.org>. Acesso em: 26 out. 2022.

DECOURT, P. C. K. **Facilidade do Programa Anafas para Estudo de Curto-Circuito e Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, p. 106. 2007. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001383.pdf> Acesso em: 28 nov. 2023.

FERGÜTZ, M. **Corrente de Curto-Circuito – Método Simplificado**. Disponível em: https://www.udesc.br/arquivos/udesc/id_cpmenu/9731/corrente_de_curto_me-todo_simplificado_v2_16_1564150908892_9731.pdf. Acesso em: 30 nov. 2023.

FUSHENG, L.; RUIHENG, L.; FENGQUAN, Z. **Microgrid technology and engineering application**. London: Elsevier, 2016.

HATZIARGYROU, N. **Microgrids: architectures and control**. [s.l: s.n.].

HATZIARGYROU, N.; ASANO, H.; IRAVANI R, M. C. Microgrids. An overview of ongoing research, development, and demonstration projects. **IEEE Power Energy**, p. 78-94, ago. 2007.

HOOSHYAR, A.; IRAVANI, R. Microgrid protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1332-1353, jul. 2017. DOI: 10.1109/JPROC.2017.2669342.

IEA – International Energy Agency. **Outlook for eletricity**. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/tripling-renewable-power-capacity-by-2030-is-vital-to-keep-the-150c-goal-within-reach>. Acesso em: 02 out. 2023.

KAUR, A.; KAUSHA, J.; BASAK, P. Areview on microgrid central controller. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015.

KELLER, J.; KROPOSKI, B. **Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources**, 2010.

KENDRICK, T. **Palestra na TEDxAbbotsford**. 25 mar. 2020 (Youtube). Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=E-yPK_7DZSw&t=515s&ab_channel=TEDxTalksTEDxTalksVerificado. Acesso em: 13 mai. 2021.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 2. ed. Florianópolis: LabPlan, 2007.

KROPOSKI, B.; LASSETER, R.; ISE, T.; MOROZUMI, S.; PAPATILANASSIOU, S.; HATZIARGYRIOU, R. Making microgrids work. **Power and Energy Magazine**, IEEE, maio de 2008.

LASSETER, B. Microgrids [distributed power generation]. **Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE**, v. 1, p. 146-149, 2001.

LASSETER, R.H. Microgrids. **Power Engineering Society Winter Meeting**, p. 305-308, 2002.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D.R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2. ed. 2020.

MARGOSSIAN, H.; SACHAU, J.; DECONINCK, J. Short circuit calculation in networks with a high share of inverter based distributed generation. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS FOR DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS (PEDG), Galway, 2014, p. 1-5. DOI: 10.1109/PEDG.2014.6878629.

MOREIRA, C.L. **Identification and development of microgrids emergency control procedures**. Dissertação (Doutorado) – Universidade de Porto, Porto, 2008.

NASCIMENTO, L.L. **Sistema multiagente para proteção adaptativa de microrredes**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2014.

OLIVEIRA, T.R. **Distribuição local de energia em corrente contínua**: estudo, desenvolvimento e implementação de um protótipo de nanorrede cc dedicado aos setores residencial e comercial. 2016.

OPEP. **World Oil Outlook 2040**. 2017. Disponível em: http://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm. Acesso em: 19 out. 2022.

UDALOV, A.; DEGNER, T.; VAN OVERBEEK, F.; YARZA, J. M. Microgrid protection. In: HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids: architectures and control**. 1. ed. Wiley-IEEE Press, 2014.

RAFFO, G.V. **Análise da corrente de Inrush em transformadores de potência**. Porto Alegre, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

RESE, L. **Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica**. 254 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

RIBEIRO, L.M. **Estratégia de reposição de serviço utilizando micro-redes**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

SOSHINSKAYA, M.; CRIJNS-GRAUS, W.H.J.; GUERRERO, J.M.; VASQUEZ, J.C. Microgrids: experiences, barriers and success factors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 659-672, ago. 2014.

VIEIRA, G. **Desequilíbrios de tensão em micro-redes durante o funcionamento em modo isolado**. 142 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto Desequilíbrios, Porto, 2012.