



**AVALIAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE
DISTÂNCIA COM APLICAÇÃO EM MICRORREDES
ELÉTRICAS ATIVAS**

**GUSTAVO HOSSOE DANTAS PINTO
JULIA DE LIMA SOUSA**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**AVALIAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE
DISTÂNCIA COM APLICAÇÃO EM MICRORREDES
ELÉTRICAS ATIVAS**

**GUSTAVO HOSSOE DANTAS PINTO
JULIA DE LIMA SOUSA**

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADO POR:

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Kleber Melo e Silva, D.Sc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Fernando Cardoso Melo, D.Sc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 26 de julho de 2023.

FICHA CATALOGRÁFICA

PINTO, GUSTAVO HOSOE DANTAS

SOUSA, JULIA DE LIMA

Avaliação da Função de Proteção de Distância com Aplicação em Microrredes Elétricas Ativas. [Distrito Federal] 2023.

xiii, 90p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2023).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|---------------------------------|--------------------------|
| 1. Conversores de Potência | 2. Modos de Operação |
| 3. Microrredes Elétricas Ativas | 4. Proteção de Distância |
| 5. Curto-Circuito | 6. <i>EMTP</i> |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

PINTO, G.H.D.; SOUSA, J.L. (2023). Avaliação da Função de Proteção de Distância com Aplicação em Microrredes Elétricas Ativas, Trabalho de Graduação, Publicação 2023, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 90 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTORES: Gustavo Hosoe Dantas Pinto e Julia de Lima Sousa

TÍTULO: Avaliação da Função de Proteção de Distância com Aplicação em Microrredes Elétricas Ativas.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2023

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

Gustavo Hossoe Dantas Pinto

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Julia de Lima Sousa

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

DEDICATÓRIA

Aos pais e irmãos
que nunca deixaram de acreditar
e nos apoiar nessa jornada

e aos amigos,
que sempre nos apoiarem quando necessário e
tornaram possível chegar até aqui.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradecemos às nossas famílias por todo o suporte, atenção e afeto durante toda a jornada, em especial: mães Patrícia e Maria Jucilene, pais Hilvair e Ildemar e irmãos Rafael, Isadora e Davi.

Aos colegas de curso e da ENETEC, que ajudaram a crescer pessoal e profissionalmente, proporcionando um ambiente acolhedor e único, nunca negando ajuda e apoio nesse árduo percurso acadêmico.

Em nome de Gustavo, fica o agradecimento muito especial aos meus amigos do CIMAN: Dayany Yamamoto, Leonardo Inacio, Victor Dirceu, Samuel Carlos, Carlos Eduardo Mancini, Lucas Couto, Thiago Villa e Pedro de Lima pelo apoio e momentos inesquecíveis desde o Ensino Fundamental, sem os quais não chegaria até onde estou.

Em nome de Julia, fica meu agradecimento especial aos amigos Kleber Lucas, Luísa Bueno e Sandry Alves, pela ajuda, amparo e momentos felizes. Também fica o agradecimento aos supervisores de estágio Pedro Salazar e Lorena Karolinny pelos ensinamentos e dedicação que contribuíram para a jornada profissional. Aos amigos de longa data Ana Clara Cançado, Lucas Alves, Fernanda Ellen, Hellen Cristina e Laiane Cristina. Aos amigos que encontrei na Atlético, CA e nas competições. À Rayane Amorim que foi fundamental para minha aprovação na UnB.

Em conjunto, lembramos com carinho dos amigos da faculdade Breno Adryan, Helena Coutinho, Rebeca França, Maria Luísa Souto, Luiz Fernando Naretto, Railson Ramos, Lucas Trigueiro, Daniela Franco, Vinícius Fernandes, Thiago Caldas, Anne Matos, Li Wing, Thiago Henrique, Rafael Bergamo, Leandro Bottecchia e os colegas de profissão Maria Eduarda Reis e Guilherme Franco.

Por fim, agradecemos ao Professor Francis por trilhar o caminho ao longo de todo este trabalho, não medindo esforços para que fosse obtido o melhor resultado possível.

RESUMO

Neste trabalho, o desempenho da função de proteção de distância foi avaliado quando esta foi aplicada em microrredes elétricas com penetração de fontes conectadas com conversores de potência e diante de diversas condições de operação. Para tal, um sistema elétrico de média tensão, com a presença de fontes renováveis e cargas distribuídas, foi modelado no *software EMTP*. Avaliou-se, a partir deste sistema, o comportamento da função ANSI 21 em variadas condições de falta, geração e carga. Ainda, a influência dos modos de operação na resposta do elemento de proteção e na estabilidade do sistema foi preliminarmente analisada em detalhe. Os resultados demonstram, inicialmente, que o desempenho da proteção é especialmente afetado quando a microrrede opera no modo *off-grid*. Além disso, foi observado que o reconhecimento de falta dentro das zonas de operação na topologia radial pode não acontecer na configuração em anel. Em complemento, a proteção apresentou uma sensibilidade na sua resposta diante da adição de curtos-circuitos simultâneos e uma piora perante o aumento da resistência de falta. Diante dos resultados encontrados nesse trabalho, entende-se que existe a necessidade de estratégias complementares para garantir a confiabilidade do elemento de distância, que inerentemente não tem a capacidade de integrar informações das diferentes condições de operação de uma microrrede.

Palavras-chave: Conversores de Potência; Modos de Operação; Microrredes Elétricas Ativas; Proteção de Distância; Curto-Circuito; *EMTP*.

ABSTRACT

In this work, the performance of the distance protection function was evaluated when applied in electrical microgrids with penetration of sources connected with power converters and facing different operating conditions. To this end, a medium voltage electrical system, with the presence of renewable sources and distributed loads, was modeled in the EMTP software. From this system, the behavior of the ANSI 21 function was evaluated under various fault, generation and load conditions. In addition, the influence of the operating modes on the response of the protection element and on the stability of the system was preliminarily analyzed in detail. The results initially demonstrate that the protection performance is especially affected when the microgrid operates in off-grid mode. It was also observed that fault recognition within the operating zones in the radial topology may not happen in the ring configuration. Furthermore, the protection showed a sensitivity in its response to the addition of simultaneous short circuits and a worsening of the fault resistance. Given the results found in this work, it is understood that there is a need for complementary strategies to ensure the reliability of the distance element that inherently does not have the ability to integrate information from the different operating conditions of a microgrid.

Keywords: Power converters, operation modes, active electrical microgrids, distance protection, short circuit, EMTP.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	viii
Lista de Símbolos	ix
Glossário	xii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	1
1.2 Objetivos do Trabalho	4
1.3 Organização do Trabalho	4
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	6
2.1 Microrredes	6
2.1.1 Qualidade da Energia	7
2.1.2 Estabilidade	8
2.1.3 Variações de Topologia	8
2.1.4 Modos de Operação	9
2.1.4.1 Modo PQ	9
2.1.4.1.1 Diagrama de Controle do Modo PQ em um Inversor	10
2.1.4.2 Modo V/f	11
2.1.4.2.1 Saída de Tensão Constante	11
2.1.4.2.2 Saída de Corrente Constante	12
2.1.4.2.3 Diagrama de Controle do Modo V/f em um Inversor	12
2.1.5 <i>Droop Control</i>	13
2.1.5.1 Diagrama de <i>Droop Control</i> em um Inversor	14

2.2	Proteção de Distância - Função ANSI 21	16
2.2.1	Cálculo da Impedância de Falta	17
2.2.2	Diagrama R-X e as Características de Operação	18
2.2.3	Zonas de Proteção de Distância	19
2.2.4	Característica MHO Autopolarizada	21
2.2.4.1	Comparador de Fase	21
2.2.5	Correntes de Efeito <i>Infeed</i>	22
Capítulo 3 – Análise Preliminar		24
3.1	Curto-Circuito com Presença de Corrente <i>Infeed</i> Pequena	25
3.1.1	Curto-Circuito em 20% da Linha	27
3.1.1.1	Caso I - Curto-Circuito em <i>On-Grid</i>	27
3.1.1.2	Caso II - Curto-Circuito em <i>Off-Grid</i>	29
3.1.2	Curto-Circuito em 70% da Linha	30
3.1.2.1	Caso III - Curto-circuito em <i>On-Grid</i>	30
3.1.2.2	Caso IV - Curto-Circuito em <i>Off-Grid</i>	32
3.2	Curto-Circuito com Presença de Corrente <i>Infeed</i> Grande	34
3.2.1	Caso V - Curto-Circuito em 20% da Linha	36
3.2.2	Caso VI - Curto-Circuito em 70% da Linha	37
3.3	Caso Crítico dos Modos de Controle dos Conversores de Potência sem Presença de Curto-Circuito	39
Capítulo 4 – Modelagem da Microrrede		42
4.1	Descrição Geral do Sistema	42
4.2	Topologia da Microrrede	43
4.3	Parâmetros das Linhas de Distribuição	44
4.4	Modelo do Gerador Distribuído	45
4.4.1	Frequência de Referência	46
4.4.2	Modo de Controle do VSC	46
4.4.3	Potência Reativa de Referência	46
4.4.4	Estado Lógico da Tensão de Referência	47
4.4.5	Potência Ativa de Referência	47
4.4.6	Tipo de Modelo Utilizado para o VSC	47
4.4.7	<i>Droop Control</i>	47
Capítulo 5 – Resultados		49
5.1	Locais de Curto	50

5.2	Um Curto-Circuito no Sistema	51
5.2.1	Caso 01 - Radial - Cenário (A)	51
5.2.2	Caso 02 - Anel - Cenário (A)	53
5.3	Dois Curtos-Circuitos Simultâneos no Sistema	55
5.3.1	Caso 03 - Radial - Cenário (B)	55
5.3.2	Caso 04 - Anel - Cenário (B)	58
5.3.3	Caso 05 - Anel - Cenário (C)	60
5.4	Caso 06 - Anel - Resistência de Falta em 1, 10 e 30 Ω - Cenário (D) . .	63
Capítulo 6 – Conclusões		66
Referências Bibliográficas		68

LISTA DE FIGURAS

2.1	Visão geral de microrredes e seus principais componentes (SAEED <i>et al.</i> , 2021).	7
2.2	Esquemático de diagrama de blocos do controlador PQ.	10
2.3	Esquemático de diagrama de blocos do controlador V/f.	12
2.4	Características <i>droop</i> para: (a) <i>droop</i> P-f e (b) <i>droop</i> Q-V (FAN, 2017).	14
2.5	Diagrama de blocos para <i>droop</i> control no modo PQ.	15
2.6	Diagrama de blocos para <i>droop</i> control no modo V/f.	15
2.7	Diagrama R-X.	19
2.8	Zonas de proteção da linha de transmissão.	20
2.9	Características do Relé de Distância de Zonas (MHO).	20
2.10	Representação da característica MHO no plano R-X (SILVA <i>et al.</i> , 2009).	22
2.11	Linha de transmissão com efeito <i>infeed</i>	23
3.1	Esquemático simplificado do sistema com uma carga e curto-circuito AB em: (A) 20% da linha e (B) 70% da linha.	25
3.2	Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 20% da linha à distância, em <i>on-grid</i>	27
3.3	Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 20% da linha, em <i>on-grid</i>	28
3.4	Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 20% da linha, em <i>on-grid</i>	28

3.5	Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 20% da linha, em <i>off-grid</i>	29
3.6	Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 20% da linha, em <i>off-grid</i>	30
3.7	Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 20% da linha à distância, em <i>off-grid</i>	30
3.8	Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 70% da linha, em <i>on-grid</i>	31
3.9	Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 70% da linha à distância, em <i>on-grid</i>	31
3.10	Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 70% da linha, em <i>on-grid</i>	32
3.11	Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 70% da linha, em <i>off-grid</i>	33
3.12	Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 70% da linha à distância, em <i>off-grid</i>	33
3.13	Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 70% da linha, em <i>off-grid</i>	34
3.14	Esquemático simplificado de sistema com duas cargas e curto-circuito AB em: (A) 20% da linha e (B) 70% da linha.	35
3.15	Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 20% da linha, com <i>infeed</i> maior e duas cargas.	36
3.16	Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 20% da linha à distância, com <i>infeed</i> maior e duas cargas.	37
3.17	Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 20% da linha, com <i>infeed</i> maior e duas cargas.	37
3.18	Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 70% da linha, com <i>infeed</i> maior e duas cargas.	38

3.19	Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 70% da linha à distância, com <i>infeed</i> maior e duas cargas.	38
3.20	Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 70% da linha, com <i>infeed</i> maior e duas cargas.	39
3.21	Potência ativa e reativa em cada GD de um sistema com duas fontes em modo PQ e uma em V/f.	40
3.22	Plano R-X com zonas MHO de um sistema com duas fontes em modo PQ e uma em V/f.	41
3.23	Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um sistema com duas fontes em modo PQ e uma em V/f.	41
4.1	Esquemático de sistema com microrrede conectada à rede convencional, com quatro geradores distribuídos e cinco cargas, modelado no <i>EMTP</i>	43
4.2	Esquemático simplificado de sistema com microrrede conectada à rede convencional, com quatro geradores distribuídos.	44
4.3	Esquemático de controle com parâmetros de um dos geradores distribuídos utilizados do sistema das Figuras 4.1 e 4.2, simulado no <i>EMTP</i>	45
5.1	Esquemático simplificado do sistema em 4.2 com cenários de curtos-circuitos de (A) a (D)	50
5.2	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (A) na topologia radial.	52
5.3	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT1</i> , para o cenário (A) na topologia radial.	52
5.4	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT2</i> , para o cenário (A) na topologia radial.	53
5.5	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (A) na topologia anel.	54
5.6	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT1</i> , para o cenário (A) na topologia anel.	54

5.7	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT2</i> , para o cenário (A) na topologia anel.	55
5.8	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (B) na topologia radial.	56
5.9	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT1</i> , para o cenário (B) na topologia radial.	56
5.10	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT2</i> , para o cenário (B) na topologia radial.	57
5.11	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (B) na topologia anel.	58
5.12	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT1</i> , para o cenário (B) na topologia anel.	59
5.13	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT2</i> , para o cenário (B) na topologia anel.	59
5.14	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (C) na topologia anel.	61
5.15	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT1</i> , para o cenário (C) na topologia anel.	61
5.16	Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do <i>CT2</i> , para o cenário (C) na topologia anel.	62
5.17	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (D) na topologia anel, com resistência de falta de 1 Ω	64
5.18	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (D) na topologia anel, com resistência de falta de 10 Ω	64
5.19	Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (D) na topologia anel, com resistência de falta de 30 Ω	64

LISTA DE TABELAS

2.1	Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase da função de proteção distância (PENA, 2022).	17
3.1	Parâmetros da linha de distribuição.	24
3.2	Parâmetros para análise da presença de corrente <i>infeed</i> pequena.	26
3.3	Parâmetros para análise da presença de corrente <i>infeed</i> grande.	35
3.4	Parâmetros para análise da microrrede no caso crítico dos modos de controle dos conversores de potência.	40
5.1	Parâmetros das cargas da microrrede.	49
5.2	Parâmetros dos DGs da microrrede.	49
5.3	Parâmetros dos casos analisados.	50

LISTA DE SÍMBOLOS

f	frequência nominal de operação do sistema.
f^*	Valor de referência da frequência normal.
S	Potência aparente teórica em PQ.
$P_{saída}$	Potência ativa de saída teórica.
$Q_{saída}$	Potência reativa de saída teórica.
P_{ref}	Potência ativa de referência.
Q_{ref}	Potência reativa de referência.
I_{ref}	Corrente de referência teórica.
$I_{saída}$	Corrente de saída teórica.
X	reatância teórica em PQ.
R	resistência teórica em PQ.
I_{tabc}	Correntes de saída de sequência ABC.
V_{sabc}	Tensões do ponto de conexão de sequência ABC.
V_{sd}	Componente d da tensão de saída.
V_{sq}	Componente q da tensão de saída.
I_{refd}	Componente d da corrente de referência.
I_{refq}	Componente q da corrente de referência.
I_{td}	Componente d da corrente de saída.
I_{tq}	Componente q da corrente de saída.

I_{lim}	Corrente limite de saída do gerador distribuído teórica em V/f.
Z	Impedância teórica em V/f.
V_{ref}	Tensão de saída de referência em V/f.
ω^*	Valor nominal da frequência angular.
V^*	Valor nominal da amplitude de tensão de saída.
m	Inclinação de queda ativa.
n	Inclinação de queda reativa.
P^*	Valor de referência da potência real.
Q^*	Valor de referência da potência reativa.
P	Valor de saída da potência real.
Q	Valor de saída da potência reativa.
θ_R	ângulo do fasor de Z_R .
\overline{V}_R	Tensão medida pelo relé de proteção.
\overline{I}_R	Corrente medida pelo relé de proteção.
R_{LT}	Resistência total da linha de distribuição.
X_{LT}	Reatância total da linha de distribuição.
\overline{V}_A	Fasor de tensão na fase A.
\overline{V}_B	Fasor de tensão na fase B.
\overline{V}_C	Fasor de tensão na fase C.
\overline{I}_A	Fasor de corrente na fase A.
\overline{I}_B	Fasor de corrente na fase B.
\overline{I}_C	Fasor de corrente na fase C.
\overline{I}_0	Fasor de corrente de sequência zero.
\overline{Z}_{L0}	Componente da impedância de sequência positiva para o cálculo de k_0 .

\overline{Z}_{L1}	Componente da impedância de sequência zero para o cálculo de k_0 .
t	Ângulo da característica MHO no comparador de fase.
\overline{k}_0	Fator de compensação de sequência zero.
\overline{V}_{op}	Fasor da tensão de operação dos comparadores de fase.
\overline{V}_{pol}	Fasor da tensão de polarização dos comparadores de fase.
ϕ	Ângulo referente a diferença entre os fasores dos fasores \overline{V}_{op} e \overline{V}_{pol} .
L_{LT}	Comprimento total da linha de distribuição.
R'	Resistência por unidade de comprimento na linha de distribuição.
L'	Reatância por unidade de comprimento na linha de distribuição.
Z_{AT}	Impedância do relé para faltas que envolvem a fase A.
Z_{BT}	Impedância do relé para faltas que envolvem a fase B.
Z_{CT}	Impedância do relé para faltas que envolvem a fase C.
Z_{AB}	Impedância do relé para faltas que envolvem as fases AB.
Z_{BC}	Impedância do relé para faltas que envolvem as fases BC.
Z_{CA}	Impedância do relé para faltas que envolvem as fases CA.
Z_R	Impedância medida pelo relé de proteção.
r_R	componente no eixo R de Z_R .
x_R	componente no eixo X de Z_R .

GLOSSÁRIO

GD	Gerador Distribuído
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
MHO	Unidade de Admitância equivalente a <i>Siemens</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i> - Conversores de Fontes de Tensão
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> - Modulação de Largura de Pulso
PQ	Modo de controle de geradores distribuídos que define uma potência ativa e reativa de referência
V/f	Modo de controle de geradores distribuídos que define uma tensão e frequência de referência
dq	Domínio da Transformada de Park
P-f	Característica droop entre a potência ativa e a frequência
Q-V	Característica droop entre a potência reativa e a tensão
<i>EMTP</i>	<i>Electromagnetic Transient Program</i>
<i>off-grid</i>	Modo de operação de microrredes desconectado à rede convencional
<i>on-grid</i>	Modo de operação de microrredes conectado à rede convencional
<i>infeed</i>	Efeito observado em sistemas elétricos que gera erros na operação de relés de proteção

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

As atuais redes elétricas de grande porte, que estão em operação há muitos anos, baseiam-se na geração de grandes quantidades de energia de usinas convencionais e na distribuição de energia por longas distâncias para atender grandes comunidades. No entanto, o surgimento de fatores como o esgotamento dos recursos energéticos tradicionais, da ascensão de questões ambientais a eles relacionadas e a crescente acessibilidade das fontes de energia renováveis é observado. Nesse contexto, nos últimos anos, surgiu a ideia da utilização de unidades de geração distribuída mais próximas do ponto de demanda, bem como a operação coordenada dessas. Essa mudança de paradigma levou ao conceito de microrredes, que são redes localizadas as quais podem se desconectar da rede elétrica e operar de forma independente, como por exemplo durante falhas na rede elétrica convencional. As microrredes são vantajosas porque são mais confiáveis, seguras e fáceis de manter, fazendo uso da geração local e/ou energia armazenada para fornecer energia às unidades consumidoras (BEHESHTAEIN *et al.*, 2019).

Historicamente, a expansão da rede convencional tem sido a principal abordagem para fornecer energia a áreas afastadas dos grandes polos de geração. No entanto, com a diminuição do custo dos sistemas de energia renovável, as microrredes *off-grid* baseadas nessas tecnologias estão se tornando uma opção cada vez mais acessível. Para aproveitar ao máximo as microrredes, é preciso enfrentar os desafios de demanda limitada de eletricidade e capacidade financeira dos usuários rurais, bem como a falta de políticas e regulamentações que as apoiem. Além disso, as microrredes enfrentam desafios únicos de controle, estabilidade, qualidade da energia e segurança devido ao seu menor tamanho e inércia, demanda variável e envolvimento de fontes intermitentes

de geração distribuída. É crucial quantificar e analisar esses desafios e implementar sistemas de controle adequados para gerenciá-los, visando garantir a confiabilidade, estabilidade e segurança das microrredes, tornando-as uma solução eficaz para fornecer energia em áreas remotas e integrar estas fontes de energia renováveis à rede elétrica convencional (SHAHGHOLIAN, 2021).

As redes de distribuição tradicionais têm enfrentado desafios em relação aos métodos de proteção tradicionalmente utilizados, devido à inclusão de geradores distribuídos (GDs). As microrredes têm a capacidade de operar em diferentes modos, o que torna complexo o projeto de um plano de proteção adequado. Torna-se fundamental, então, considerar os diferentes modos de operação, incluindo o modo conectado à rede e o modo ilhado, a fim de garantir uma proteção eficaz em ambas as situações. Além disso, é necessário avaliar as características e os equipamentos específicos que compõem o sistema de proteção de microrredes (HOSSEINI; WAHID, 2014).

Por outro lado, a preocupação de implementar um sistema de proteção em uma microrrede que possa responder efetivamente a faltas está correlacionada com a necessidade de evitar-se o desligamento de todas as fontes de geração distribuída. A solução tradicional baseada em curvas de corrente inversa não é vista como a mais adequada, em especial devido a empecilhos como limitações das correntes de falta, além de problemas como fluxo de potência bidirecional, intermitências na geração de fontes renováveis e variação nos níveis de corrente de falta a depender dos modos de operação (HARON *et al.*, 2012).

Nesse contexto, outros métodos de proteção, incluindo elementos diferenciais e de distância, podem representar uma forma mais adequada para essa aplicação, seja individualmente ou em conjunto. Como características a serem avaliadas, incluem-se tanto as suas vantagens, quanto desvantagens. Como exemplo, as vantagens de usar a proteção diferencial incluem seletividade, velocidade e sensibilidade destacadas. Entretanto, ressalta-se também que esse método pressupõe a presença de disjuntores e transformadores de corrente em cada extremidade da linha de distribuição e diversos *links* de comunicação para troca de informações entre os relés, tornando sua aplicação em sistemas mais diversificados e de maior porte mais complexa e onerosa (ALTAF *et*

al., 2022).

Em microrredes, é necessário que a geração interna seja suficientemente capaz de responder às variações na demanda. Além disso, as proteções e seus respectivos sistemas de controle devem ser capazes de se adaptar às diversas mudanças e agir de maneira confiável, segura e seletiva em caso de falhas. Entre os desafios encontrados, destacam-se alguns pontos. A variação nos níveis de curto-circuito é um desafio, pois uma microrrede possui dois principais modos de operação. Quando está conectada à rede, a corrente de falta ou curto-circuito é a soma das contribuições de corrente provenientes da rede convencional e dos geradores distribuídos presentes na microrrede. No modo ilhado, a corrente de curto-circuito corresponde somente à soma das contribuições da geração distribuída. No entanto, a soma das contribuições para a falha costuma ser muito menor do que a contribuição da rede convencional, o que pode resultar em uma atuação com atraso dos dispositivos de proteção e, conseqüentemente, um desligamento inadequado do curto-circuito (SHAHZAD *et al.*, 2017).

Os falsos disparos também representam um desafio. Isto porque zonas de proteção envolvendo fontes de geração podem ser sensibilizadas diante de curtos-circuitos mesmo em locais afastados, uma vez que elas também representam uma contribuição de corrente de falta. Este fator pode causar a extrapolação dos limiares mínimos para a operação do relé local correspondente. Esta condição acelera a resposta dos dispositivos de proteção, levando à operação do relé em zonas não afetadas antes que o desligamento ocorra na zona da falha, comprometendo a seletividade do esquema de proteção. Em adição, com a presença de diferentes fontes distribuídas pela microrrede, ocorrem fluxos reversos de potência quando a geração em uma determinada zona supera o consumo. Esses fluxos inversos podem afetar o correto funcionamento das proteções convencionais, causando variações na tensão do sistema e alterando a impedância aparente registrada pelas proteções, além de alterar a direção da corrente a ser monitorada (FERNÁNDEZ *et al.*, 2019).

Diante do exposto, fica evidente que a implementação de microrredes enfrenta desafios significativos para a formulação de esquemas e algoritmos de proteção. Por isso, é fundamental investigar as grandezas envolvidas na proteção, considerando a natureza

distribuída dessas redes e a necessidade de coordenar e controlar os dispositivos. Isso inclui a análise de grandezas como tensão, corrente, frequência e potência em diferentes pontos da microrrede, a fim de identificar curtos-circuitos e garantir a confiabilidade e estabilidade do sistema como um todo. Para auxiliar na investigação destes problemas, toma-se como base a função de proteção de distância, utilizada em redes convencionais, visando identificar condições de operação inadequadas e encontrar possíveis pontos de melhoria na aplicação desta proteção em microrredes.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O principal objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho da função proteção de distância ao aplicá-la em microrredes elétricas diante de diversas condições de operação. Os objetivos específicos são listados abaixo:

- Apresentar os principais conceitos de microrredes elétricas e geradores distribuídos.
- Detalhar o princípio de funcionamento da função de proteção de distância em sistemas elétricos, bem como os fatores limitantes de atuação.
- Avaliar os impactos dos modos de operação dos conversores de potência no sistema elétrico.
- Modelagem de uma microrrede elétrica que permita simular curtos-circuitos em diferentes condições de operação visando avaliar a resposta do elemento de proteção.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2, serão apresentados os conceitos básicos e as características de microrredes, assim como os princípios da proteção de distância.

- No capítulo 3, será feita a avaliação preliminar da função de proteção de distância em uma microrrede elétrica de menor complexidade, para diferentes locais de falta, modos de operação, e de controle.
- No capítulo 4, será apresentado o desenvolvimento da modelagem de um sistema de maior complexidade para simular situações de operação distintas com curtos-circuitos.
- No capítulo 5, será analisado o comportamento do sistema modelado em diferentes condições de operação, com foco em curtos-circuitos simultâneos e diferentes impedâncias de falta.
- No capítulo 6, serão apresentadas as conclusões após as discussões feitas, assim como a proposta para trabalhos futuros.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, serão abordados os principais conceitos que fundamentam os objetivos definidos ao longo da realização do trabalho. Será apresentada uma visão geral de microrredes, seus desafios, características técnicas e modos de operação. Ademais, serão expostos os conceitos envolvendo a proteção de distância, incluindo sua formulação e conceitos básicos, a definição das zonas de proteção MHO e a introdução do fenômeno das correntes *infeed*.

2.1 MICRORREDES

As microrredes, em relação aos sistemas de grande porte, são uma forma de geração distribuída que podem ser projetadas para eventualmente operar isoladamente, contendo uma ou mais unidades geradoras de diferentes tipos de fontes, visando aumentar a confiabilidade e a continuidade do suprimento de energia (RESE *et al.*, 2012). Além disso, as microrredes são sistemas elétricos independentes, onde todos os seus elementos estão sob domínio próprio através de estratégias de controle (SOARES; OLIVEIRA, 2022).

Como ilustrado na Figura 2.1, uma microrrede pode estar composta por consumidores, que podem ser cargas residenciais, comerciais e industriais, por escalonadores de energia, que são operados para definir a dinâmica de geração por parte das fontes, fazer o controle da conexão com a rede convencional e proteger os componentes do sistema. Em complemento, pode estar incluso o controle de elementos que armazenam energia, como geradores de emergência e armazenamento utilizando banco de baterias. Isso busca atender requisitos mínimos de operação e superar alguns desafios.

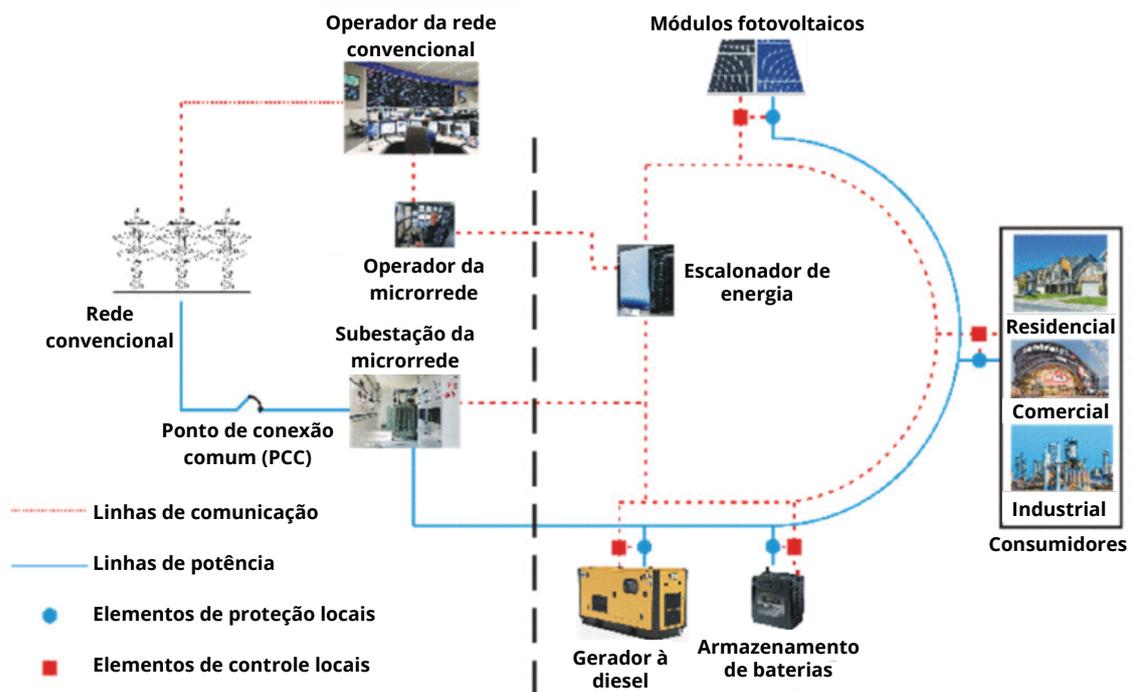


Figura 2.1. Visão geral de microrredes e seus principais componentes (SAEED *et al.*, 2021).

2.1.1 Qualidade da Energia

A qualidade da energia desempenha um papel fundamental na manutenção de uma forma de onda muito próxima à senoidal na amplitude da tensão e na frequência, características essenciais em uma microrrede conectada à rede convencional. Ela abrange a medição, a análise e o aprimoramento da tensão do barramento. No entanto, surgem problemas de qualidade de energia em sistemas de energia distribuídos devido ao uso crescente de chaveamentos baseados em eletrônica de potência e cargas não lineares. Além disso, a natureza intermitente das fontes de geração distribuída, como a solar e a eólica, também afeta a qualidade da energia em microrredes (SAEED *et al.*, 2021).

Usualmente, para melhorar a qualidade da energia, duas estratégias principais são empregadas. Em primeiro lugar, pode-se buscar a descentralização da geração para distribuir as fontes de geração de energia pela microrrede, reduzindo, assim, a concentração de problemas de qualidade de energia em áreas específicas. Em segundo lugar, é essencial manter uma relação adequada entre demanda e fornecimento elétrico, garantindo que a capacidade de geração de energia atenda à demanda de energia dentro

da microrrede. Ao implementar essas medidas, a qualidade da energia pode ser melhorada, levando a um fornecimento de eletricidade mais estável e confiável dentro da microrrede.

2.1.2 Estabilidade

Um empecilho frequentemente observado está ligado a problemas na estabilidade do sistema elétrico causados pelas diferenças nas características operacionais das microrredes e da geração distribuída com relação à rede convencional (SHUAI *et al.*, 2016). Podem ser citados como exemplos:

- **Diminuição da Inércia do Sistema:** dado que a inércia dos geradores convencionais reduz a sensibilidade do sistema elétrico diante de diferentes tipos de distúrbio. Por sua vez, as fontes conectadas por conversores tornam as microrredes zonas de inércia reduzida, já que essas não possuem uma massa mecânica para se contrapor a eventos transitórios.
- **Menor Estabilidade de Tensão:** geralmente resultado de um balanço de potência inadequado. A manutenção de níveis estáveis de tensão é fundamental para garantir um fornecimento de energia adequado.
- **Compartilhamento de Energia Desproporcional:** uma vez que a proporção de compartilhamento de energia pode mudar devido à presença de geração distribuída e a depender de sua natureza, também levando a oscilações na frequência do sistema. Reitera-se que a estabilidade da frequência é vital para manter a rede elétrica sincronizada e confiável.

2.1.3 Variações de Topologia

As microrredes podem ser projetadas em diferentes configurações com base nos requisitos específicos dos usuários, na robustez da rede e na disponibilidade de recursos de energia distribuída. Um dos principais fatores que influenciam as mudanças topológicas

nas redes elétricas é a constante conexão e desconexão de componentes presentes dentro da microrrede, sejam estas cargas, geradores ou linhas de distribuição. Essas mudanças frequentes na estrutura da rede representam desafios para a operação e o controle do sistema elétrico como um todo (CABANA-JIMÉNEZ *et al.*, 2022). Adicionalmente, mudanças na configuração da topologia de forma dinâmica afetam diretamente a direção das contribuições durante curtos-circuitos, assim como a magnitude das correntes envolvidas. Esse comportamento pode alterar os limiares mínimos de operação dos elementos de proteção.

2.1.4 Modos de Operação

As microrredes podem operar em modo ilhado (*off-grid*) ou conectado à rede (*on-grid*) para melhorar a confiabilidade e a qualidade da energia. Isso impacta diretamente na forma de operação das fontes, i.e., no modo de operação dos conversores utilizados para a interconexão de parques eólicos, sistemas fotovoltaicos, etc.

No modo *on-grid*, a tensão e a frequência das microrredes são controladas pela rede principal. Já no *off-grid*, é necessária uma estratégia para definir os GDs que devem participar da manutenção da tensão e da frequência, e os que devem injetar potência máxima, sendo tudo isso realizado de forma coordenada. Para isso, os sistemas de controle permitem regular a potência de saída para garantir que a potência total de geração seja igual à potência total de consumo e perdas (HAJILU *et al.*, 2015).

Em complemento, destaca-se que as RED trabalham com mudanças em seus modos de operação no instante em que o sistema passa do modo *off-grid* para *on-grid* e vice-versa, já que, no modo *on-grid*, todos os geradores estarão configurados para injetar potência máxima nas cargas, com seu excedente direcionado para a rede externa.

2.1.4.1 Modo PQ

O modo PQ tem como papel definir a saída do gerador distribuído, tanto em sua potência ativa, quanto em sua potência reativa, para um valor de referência definido a

partir de sua capacidade, especificações e requerimentos de carga. No modo *on-grid*, a potência ativa de referência costuma corresponder ao valor máximo disponível e a reativa tende a ser nula, uma vez que esse papel é atribuído à rede convencional. Já no *off-grid*, o modo PQ pode ser atribuído a unidades geradoras específicas, sendo as potências de referência definidas pela carga presente na microrrede (JI *et al.*, 2019). Dessa forma, seu sistema de controle fica direcionado para a saída de ambas as potências citadas.

O sistema se baseia conceitualmente nas fórmulas mostradas na equação 2.1, em que S se refere à potência aparente, $P_{saída}$ a potência ativa de saída, $Q_{saída}$ a potência reativa de saída, P_{ref} a potência ativa de referência, Q_{ref} a potência reativa de referência, I_{ref} a corrente de referência, $I_{saída}$ a corrente de saída, X a reatância e R a resistência.

$$\begin{cases} S = P_{saída} + jQ_{saída} \\ 3I_{saída}^2 R = P_{saída} \\ 3I_{saída}^2 X = Q_{saída} \\ P_{saída} = P_{ref}, Q_{saída} = Q_{ref} \\ I_{saída} = I_{ref} \end{cases} \quad (2.1)$$

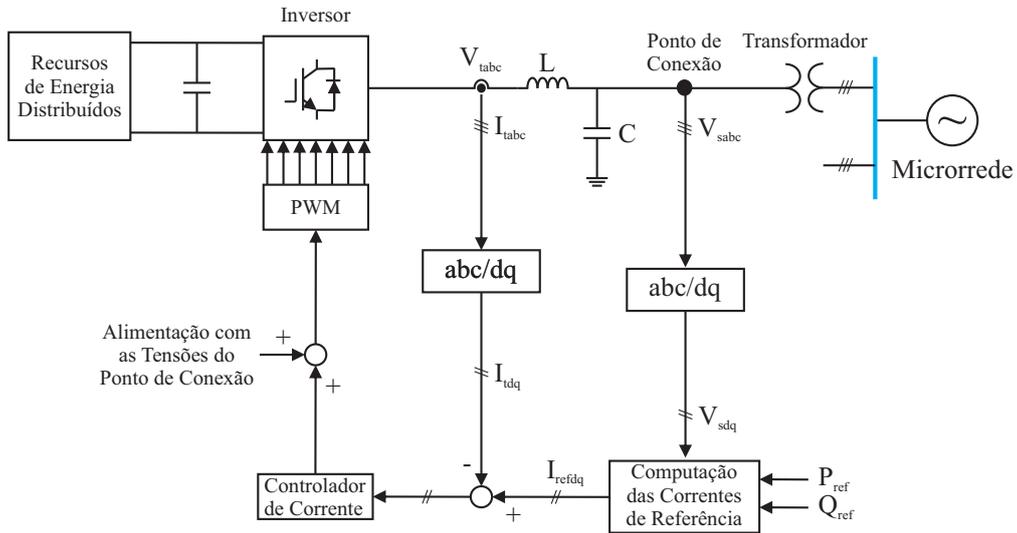


Figura 2.2. Esquemático de diagrama de blocos do controlador PQ.

2.1.4.1.1 *Diagrama de Controle do Modo PQ em um Inversor* A partir do diagrama de blocos ilustrado na Figura 2.2, é sintetizado o funcionamento típico do sistema de

controle do modo PQ presente em um VSC (Voltage Source Converter). Por via de regra, o sistema tem, como entradas, as potências ativa e reativa de referência P_{ref} e Q_{ref} , as correntes de saída I_{tabc} e as tensões do ponto de conexão V_{sabc} .

As tensões de saída V_{sabc} convertem-se do domínio abc para o domínio dq por meio da Transformada de Park. Dessa forma, obtém-se as tensões de saída V_{sd} e V_{sq} . Em seguida, essas tensões calculadas são utilizadas em conjunto com as potências P_{ref} e Q_{ref} para obter as correntes de referência I_{refd} e I_{refq} . Já partindo diretamente das correntes de saída I_{tabc} , realiza-se diretamente a conversão para o domínio dq , calculando-se, assim, as correntes de saída I_{td} e I_{tq} no domínio dq.

Em seguida, são comparadas as correntes I_{refd} e I_{refq} com I_{td} e I_{tq} . O objetivo é obter a diferença entre os valores, uma vez que busca-se que $I_{saída} = I_{ref}$, conforme a teoria descrita anteriormente. Seguidamente, o sinal resultante passa por um controlador de corrente e, após ser alimentado pela tensão do ponto de conexão, gera um sinal de modulação por largura de pulsos, também conhecido como PWM (*Pulse-Width Modulation*). Esse sinal é enviado para o inversor e ajusta um controlador que mantém estável a potência gerada, reajustando a corrente de saída quando necessário.

2.1.4.2 Modo V/f

O objetivo do modo V/f é manter a amplitude da tensão e a frequência constantes. A saída da microrrede muda com base no seu modo de operação e o modo V/f garante que a tensão e a frequência permaneçam constantes. Um GD modo V/f pode operar em duas configurações diferentes: modo de saída de tensão constante e modo de saída de corrente constante (JI *et al.*, 2019).

2.1.4.2.1 Saída de Tensão Constante Este modo é aplicado ao se observar uma corrente de saída do GD com um valor menor que a máxima. Os limites ilustrados na equação 2.2 devem ser seguidos para o modo V/f configurado em questão.

$$\begin{cases} I_{saída} < I_{lim} \\ |I_{saída} \cdot Z| = V_{ref} \end{cases} \quad (2.2)$$

Onde $I_{saída}$ representa a corrente de saída, I_{lim} a corrente limite de saída do GD, Z a impedância e V_{ref} a tensão de saída de referência no modo V/f.

2.1.4.2.2 Saída de Corrente Constante Este modo é aplicado ao se observar uma corrente de saída do GD com um valor maior que a máxima. Assim como na configuração anterior, os limites mostrados na equação 2.3 devem ser seguidos para o modo V/f configurado em questão.

$$\begin{cases} I_{saída} = I_{lim} \\ |I_{saída} \cdot Z| \leq V_{ref} \end{cases} \quad (2.3)$$

Onde, novamente, $I_{saída}$ representa a corrente de saída, I_{lim} a corrente limite de saída do GD, Z a impedância e V_{ref} a tensão de saída de referência no modo V/f.

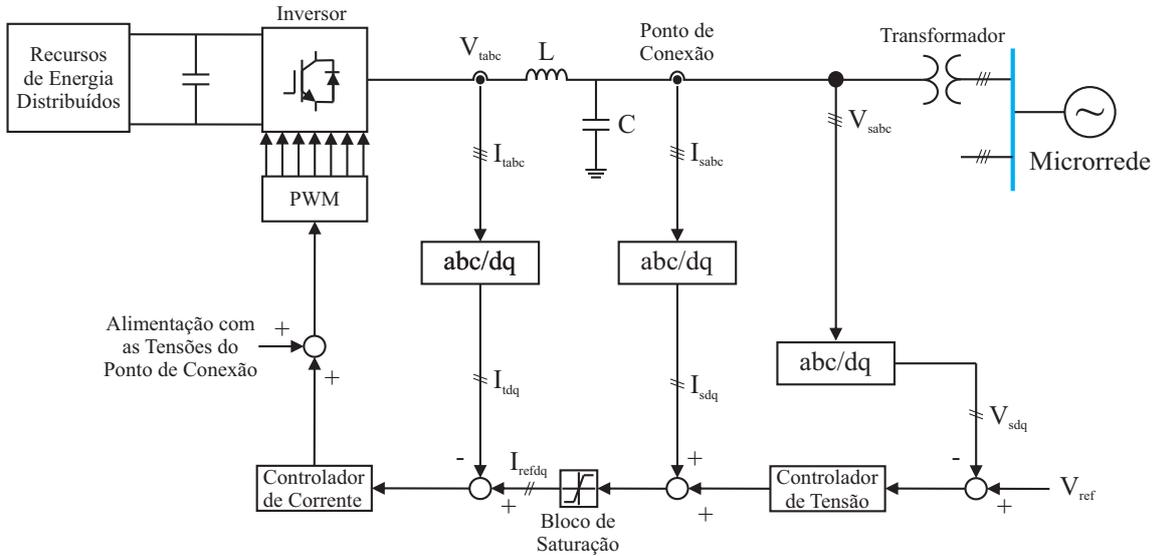


Figura 2.3. Esquemático de diagrama de blocos do controlador V/f.

2.1.4.2.3 Diagrama de Controle do Modo V/f em um Inversor De forma semelhante ao controle PQ, partindo do diagrama de blocos ilustrado na Figura 2.3, é resumido o funcionamento típico do sistema de controle do modo V/f presente em um VSC. Por via de regra, o sistema tem como entradas as correntes de saída I_{tabc} , as tensões e correntes do ponto de conexão V_{sabc} e I_{sabc} e as tensões de referência V_{ref} .

Inicialmente, todas as entradas passam pela conversão do domínio abc para o domínio dq , gerando as correntes I_{sd} , I_{sq} , I_{td} e I_{tq} , e as tensões V_{sd} e V_{sq} . Seguindo, são comparadas as tensões do ponto de conexão e a de referência. Em sequência, após passar por um controlador de tensão, soma-se o valor obtido com as correntes do ponto de conexão, I_{sd} e I_{sq} , e, após passar por um bloco de saturação, encontram-se as correntes de referência I_{refd} e I_{refq} . Na próxima etapa, comparam-se a corrente de referência encontrada anteriormente e as correntes de saída I_{td} e I_{tq} .

Próximo ao que ocorre para o controle PQ, o sinal resultante passa por um controlador de corrente e, após ser alimentado pela tensão do ponto de conexão, gera-se um sinal PWM. Esse sinal mantém a potência gerada estável, reajustando a corrente de saída a partir da tensão de saída e o valor de referência quando necessário.

2.1.5 Droop Control

O *droop control* é um princípio de controle utilizado para gerenciar energia ativa e reativa em microrredes no modo ilhado. É uma técnica que permite a operação estável de sistemas elétricos de geração de energia com múltiplos geradores em paralelo (HAJILU *et al.*, 2015).

No controle de *droop* convencional, a frequência é medida em cada gerador e, então, comparada com um valor de referência (comumente a frequência nominal da rede). A diferença entre a frequência medida e a de referência é chamada de "desvio de frequência". O desvio de frequência é convertido em uma variação de potência ativa e reativa por meio das inclinações de *droop* m_i e n_i , definidas para cada gerador.

Dessa forma, se houver uma mudança na carga, a frequência da rede elétrica e o desvio de frequência mudam. Os geradores ajustam sua potência ativa e reativa de acordo com suas inclinações de *droop*. Se houver uma queda na frequência da rede elétrica, o gerador aumentará sua potência ativa e reativa para compensar essa queda. Sendo assim, se houver um aumento na frequência da rede elétrica, o gerador reduzirá sua potência ativa e reativa (HAN *et al.*, 2014).

O controle de *droop* convencional é dado pelas equações 2.4 e 2.5, em que ω^* e V^*

são valores nominais da frequência angular e da amplitude de tensão de saída, m e n as inclinações das retas ativa e reativa, respectivamente, P^* e Q^* os valores de referência das potências real e reativa e, por fim, P e Q os valores de saída das potências real e reativa através de um filtro passa-baixa.

$$\omega = \omega^* - m \cdot (P - P^*) \quad (2.4)$$

$$V = V^* - n \cdot (Q - Q^*) \quad (2.5)$$

Como se observa na Figura 2.4, as curvas de *Droop* se apresentam como lineares na faixa de operação padrão do VSC. No gráfico (a), os valores de frequência são ajustados à medida que a potência ativa varia no gerador e pode comportar-se de maneiras distintas a depender de m , ainda que para um mesmo valor de referência da frequência f^* . No gráfico (b), também se observa um mesmo comportamento para o ajuste da tensão de referência V^* a depender do valor de potência reativa.

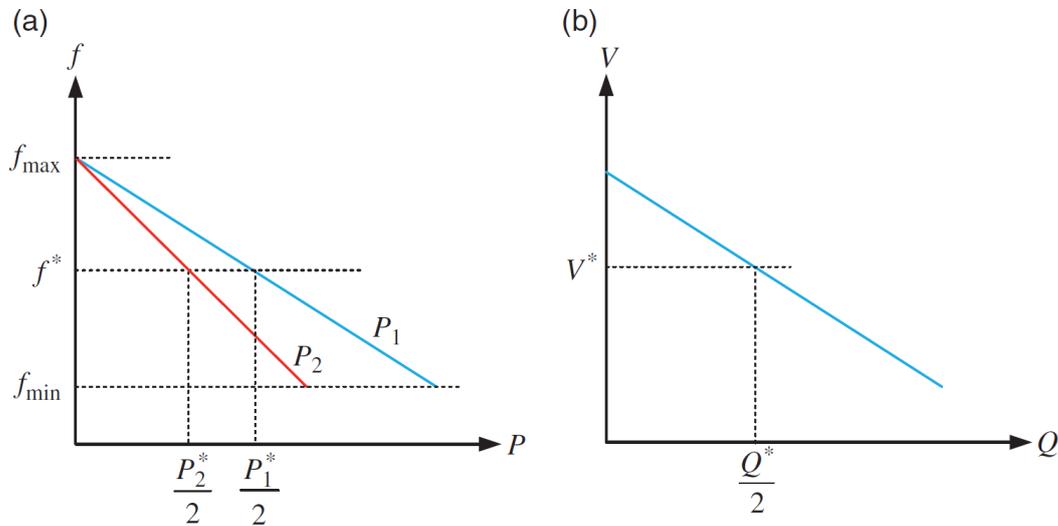


Figura 2.4. Características *droop* para: (a) *droop* P-f e (b) *droop* Q-V (FAN, 2017).

2.1.5.1 Diagrama de *Droop Control* em um Inversor

Nas Figuras 2.5 e 2.6, observa-se o diagrama de blocos com o esquemático simplificado do *droop control* em VSCs. Mesmo semelhante, o funcionamento do sistema apresenta diferenças a depender do modo de operação do GD, ou seja, entre os modos

PQ e V/f.

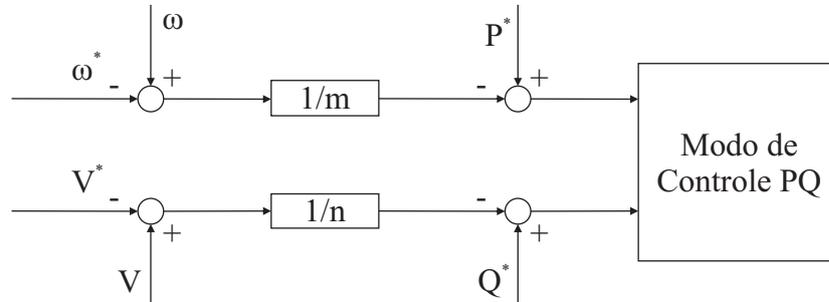


Figura 2.5. Diagrama de blocos para *droop* control no modo PQ.

Conforme ilustrado na Figura 2.5, o sistema compara os valores de ω^* e de ω , passa o sinal resultante pelo controlador (representado pelo bloco $1/m$) e subtrai com P^* , a fim de enviar ao controlador do modo PQ o valor de referência ajustado pelo *Droop* $P - f$. Para o outro ramo, o sistema atua de forma semelhante, comparando os valores de V^* e de V , passando o sinal resultante pelo controlador (representado pelo bloco $1/n$) e enviando o valor de referência ajustado pelo *Droop* $Q - V$ ao controlador do modo PQ.

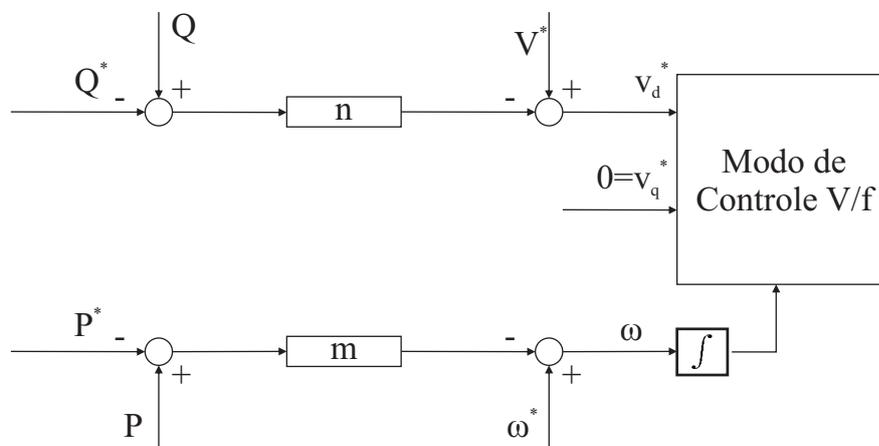


Figura 2.6. Diagrama de blocos para *droop* control no modo V/f.

Analisando a Figura 2.6, percebe-se que o sistema apresenta algumas diferenças para o caso em modo V/f em relação ao modo PQ. Para o *droop* $Q - V$, inicialmente, subtraem-se as tensões de saída e a de referência V^* e V , para, posteriormente, passando pelo bloco n , este ser comparado ao valor de Q para ser destinado ao controlador V/f. Já no *droop* $P - f$, as entradas são P^* e P e, após passar pelo controlador m e ser subtraído por ω^* , o sinal ainda passa por um bloco integrador antes de ir ao sistema de controle do modo de operação.

2.2 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA - FUNÇÃO ANSI 21

O objetivo dos sistemas elétricos é assegurar a operação contínua e a qualidade durante seu funcionamento. No entanto, tais sistemas estão sujeitos a diversas falhas que possuem o potencial de comprometer sua operação, tais como instabilidade de tensão, instabilidade de frequência, sobrecargas e curtos-circuitos. O curto-circuito, em particular, trata-se de uma perturbação resultante da presença de uma impedância extremamente baixa entre os condutores, ocasionando uma corrente elevada. Para garantir o pleno funcionamento do sistema, torna-se imprescindível a implementação de um sistema de proteção. Nesse contexto, diferentes tipos de relés são implementados com o intuito de mitigar os efeitos dos curtos-circuitos (FRAZAO, 2019).

A proteção de distância é tradicionalmente aplicada em linhas de transmissão, bem como em redes de distribuição interconectadas. A determinação da impedância de falta do curto-circuito é realizada com base nos sinais secundários dos transformadores de corrente e de potencial vinculados ao relé. Por outro lado, baseado nas características das linhas de distribuição, são definidas as zonas de proteção. Deste modo, a impedância calculada pelo relé é monitorada de forma a verificar se ela entra em alguma dessas zonas. Se isso acontecer, um comando de seccionamento deve ser enviado para os disjuntores que compõem a zona física de proteção do trecho envolvido (ZIEGLER, 2006).

A proteção de distância leva em consideração as características específicas de cada linha de transmissão, incluindo sua impedância, comprimento e configuração. Dessa

forma, é possível ajustar os parâmetros da proteção de distância para cada aplicação, buscando um equilíbrio entre a sensibilidade na detecção de falhas e a seletividade na atuação dos dispositivos de proteção.

2.2.1 Cálculo da Impedância de Falta

O relé de distância possui seis unidades de impedância, sendo três do tipo fase-fase e três do tipo fase-terra, os quais respondem de forma diferente a depender do tipo da falta. Contudo, ao menos uma destas unidades deve ser capaz de medir a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta (SILVA *et al.*, 2009).

Para isso, é necessário que o relé receba corretamente os sinais de tensão e corrente para medir a distância entre o ponto em que ele está instalado e a localidade da falta, para, então, calcular um valor adequado de impedância e, posteriormente, calcular se está dentro das zonas de proteção. Para cada tipo de falta, existem diferentes equações que regem as relações entre as tensões e correntes vistas pela função de proteção de distância.

Em suma, a Tabela 2.1 apresenta os sinais de entrada das seis unidades de impedância da função de proteção de distância, das quais três são do tipo fase-fase e três do tipo fase-terra. Sendo assim, é necessário que as unidades sejam medidas adequadamente para que a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta para cada tipo de falta (PENA, 2022).

Tabela 2.1. Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase da função de proteção distância (PENA, 2022).

Unidade	Sinais de Tensão	Sinais de Corrente
Z_{AT}	\overline{V}_a	$\overline{I}_a + k_0 \overline{I}_0$
Z_{BT}	\overline{V}_b	$\overline{I}_b + k_0 \overline{I}_0$
Z_{CT}	\overline{V}_c	$\overline{I}_c + k_0 \overline{I}_0$
Z_{AB}	\overline{V}_{ab}	$\overline{I}_a - \overline{I}_b$
Z_{BC}	\overline{V}_{bc}	$\overline{I}_b - \overline{I}_c$
Z_{CA}	\overline{V}_{ca}	$\overline{I}_c - \overline{I}_a$

Da Tabela 2.1, a unidade de impedância do relé para faltas que envolvem as fases A, B, C, AB, BC e CA correspondem, respectivamente, a Z_{AT} , Z_{BT} , Z_{CT} , Z_{AB} , Z_{BC} e Z_{CA} , enquanto as fases A,B e C são expressas por \bar{V}_a , \bar{V}_b e \bar{V}_c nas tensões e \bar{I}_a , \bar{I}_b e \bar{I}_c nas correntes. Por fim, a corrente de sequência zero e o fator de compensação de sequência zero são, respectivamente, \bar{I}_0 e k_0 (PENA, 2022).

O fator k_0 é encarregado pela compensação do acoplamento mútuo de sequência zero entre a fase com falta e as fases não envolvidas na falta (SILVA *et al.*, 2009). Para o cálculo da impedância aparente de falta, o fator foi calculado de acordo com a Equação 2.6, sendo Z_{L0} e Z_{L1} as impedâncias de sequência zero das linhas do ramo superior e inferior, respectivamente, conforme os valores apresentados na Tabela 3.1.

$$k_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3 \cdot Z_{L1}} \quad (2.6)$$

A impedância do relé de distância pode ser influenciada por diversos fatores que modificam o valor da impedância aparente calculada pelo relé, de modo que seja diferente da impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta. Tais fatores podem se dar pela resistência de falta e pelas correntes *infeed* provenientes de todos os terminais das linhas (SILVA *et al.*, 2009).

2.2.2 Diagrama R-X e as Características de Operação

O diagrama R-X é uma ferramenta que permite avaliar o comportamento da proteção de distância no plano de impedância, em que a resistência R é representada pelo eixo das abscissas e a reatância X pelo eixo das ordenadas. A origem (R=0; X=0) representa a localização do relé, indicando o ponto a partir de onde o trecho de linha será protegido. A impedância Z_R , que é a impedância medida pelo relé, é obtida através da decomposição de r_R e x_R , conforme mostrado na Figura 2.7. Dependendo da característica de operação e da impedância medida pelo relé, a proteção irá atuar ou não. Essas características de operação possuem diferentes formas geométricas representadas no diagrama R-X e a seleção depende das características do sistema a ser protegido. Portanto, se o valor medido pelo relé estiver dentro dos limites definidos

pela característica de operação, o relé deverá operar (ZIEGLER, 2006).

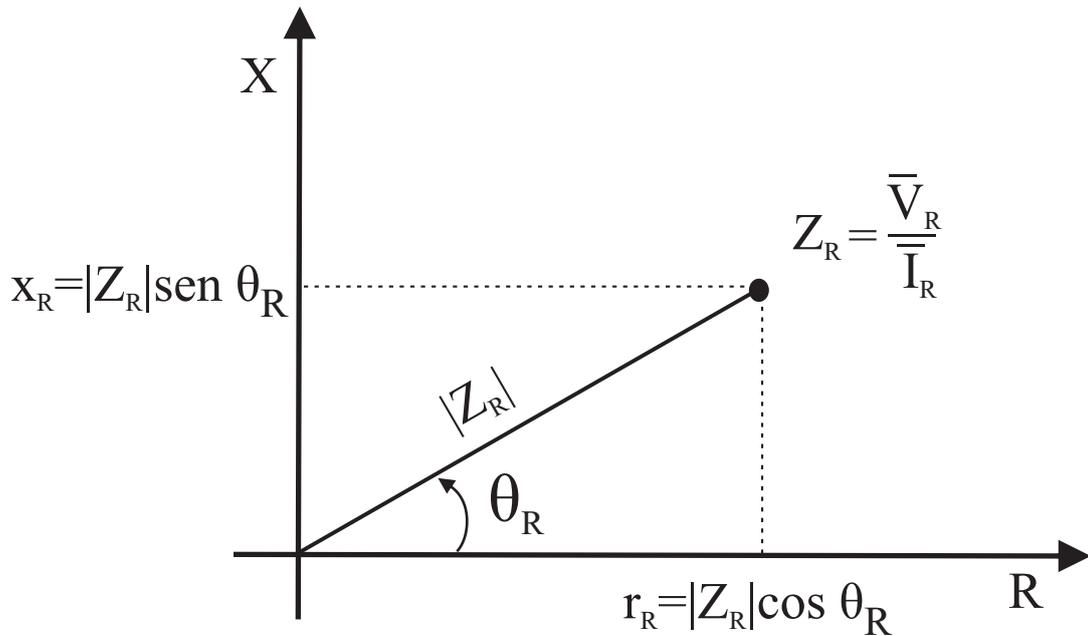


Figura 2.7. Diagrama R-X.

2.2.3 Zonas de Proteção de Distância

O relé de distância tem a capacidade de distinguir, com razoável precisão, as falhas internas das externas, fazendo a medição da impedância aparente durante o evento de falha e estabelecendo uma *zona* de proteção.

A primeira zona é ajustada para detectar falhas nos primeiros 80-90% da linha (subalcance) e opera tipicamente sem qualquer atraso intencional. Já a segunda zona é ajustada em 120-130% do comprimento da linha (superalcance) e é deliberadamente atrasada para permitir que relés remotos atuem caso a falha ocorra além do final da linha protegida (KASZTENNY; FINNEY, 2008) – como pode ser observado nas Figuras 2.8 e 2.9.

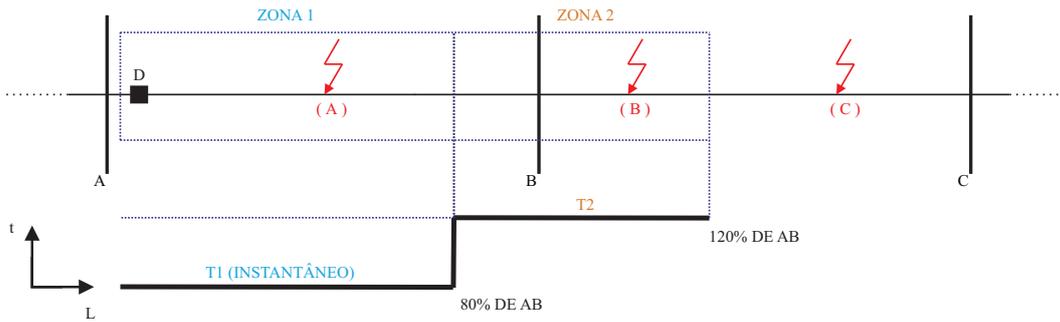


Figura 2.8. Zonas de proteção da linha de transmissão.

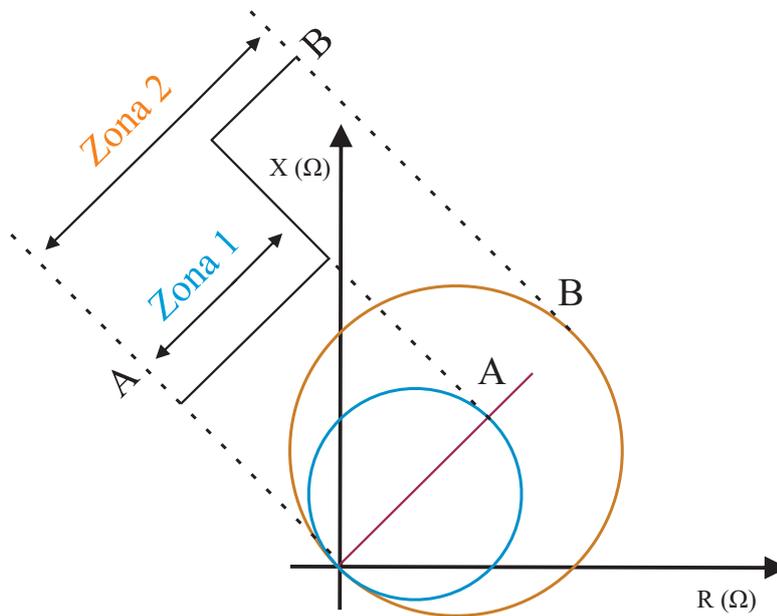


Figura 2.9. Características do Relé de Distância de Zonas (MHO).

Um relé de distância é projetado para operar exclusivamente em falhas que ocorrem entre a localização do relé e o ponto de alcance selecionado, permanecendo estável para todas as falhas fora dessa região ou zona. Os relés de distância convencionais são geralmente projetados com base em uma configuração de impedância fixa na frequência fundamental em que o relé opera, conhecida como *alcance do relé*. Essa configuração estabelece os parâmetros de medição da impedância entre a localização do relé e o ponto de falha, permitindo determinar se a falha ocorre dentro ou fora da zona de proteção.

No entanto, uma desvantagem dos relés convencionais é a necessidade de reajustar suas configurações para acomodar alterações na configuração da rede elétrica. Depen-

dendo das condições operacionais do sistema de energia e da localização da falha, o relé pode falhar em alcançar ou ultrapassar sua função de proteção de maneira adequada, o que compromete a eficácia do esquema de distância. Essa limitação destaca a importância de buscar soluções adaptativas que possam lidar de forma mais flexível com as condições de operação e as mudanças na rede elétrica (SARWADE *et al.*, 2010).

2.2.4 Característica MHO Autopolarizada

A característica MHO autopolarizada permite implementar a grandeza de polarização nos comparadores, que corresponde a uma característica de operação do relé, por meio da tensão de entrada. Dessa forma, a polarização e as grandezas de operação do comparador de fase podem ser vistas como impedâncias, demonstradas no diagrama R-X (ZIEGLER, 2006).

2.2.4.1 Comparador de Fase

Para implementação do comparador de fase, denota-se \overline{V}_{op} como tensão de operação e \overline{V}_{pol} como tensão de polarização do comparador de fase para característica MHO autopolarizada. Ademais, determina-se a tensão \overline{V}_R e a corrente \overline{I}_R medida pelo relé, e a impedância de alcance \overline{Z}_A do relé (PAITHANKAR; BHIDE, 2007).

$$\overline{V}_{op} = -\overline{V}_R + Z_A \overline{I}_R \quad (2.7)$$

$$\overline{V}_{pol} = \overline{V}_R \quad (2.8)$$

$$Z_A = \frac{h Z_{L1}}{\cos(\theta_L - t)} \quad (2.9)$$

Da equação 2.9, h é a porcentagem referente ao tamanho total da linha de transmissão e t o ângulo da característica MHO. Sendo assim, define-se ϕ como a diferença entre os fasores \overline{V}_{op} e \overline{V}_{pol} (PAITHANKAR; BHIDE, 2007). De modo que, caso ocorra

uma falta, o seguinte requisito seja atendido:

$$180 \geq \phi \geq 0 \quad (2.10)$$

Assim, para o comparador de fase interpretar como impedância as grandezas de operação e polarização, divide-se 2.7 e 2.8 pela \bar{I}_R para obter \bar{Z}_{op} e \bar{Z}_{pol} . A Figura 2.10 representa a característica MHO no diagrama R-X.

$$\bar{Z}_{op} = -\bar{Z}_R + \bar{Z}_A \quad (2.11)$$

$$\bar{Z}_{pol} = \bar{Z}_R \quad (2.12)$$

Sendo \bar{Z}_R a impedância aparente medida pelo relé (PAITHANKAR; BHIDE, 2007).

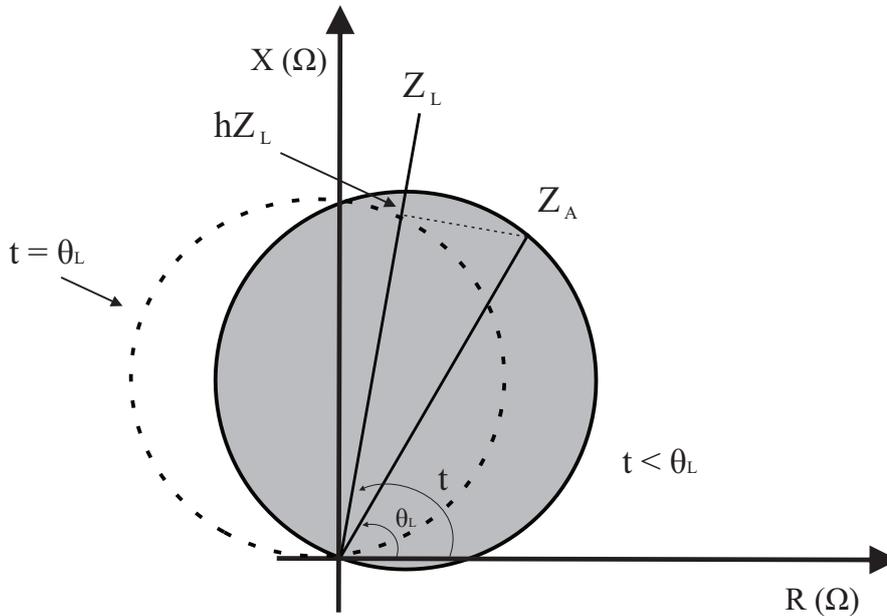


Figura 2.10. Representação da característica MHO no plano R-X (SILVA *et al.*, 2009).

2.2.5 Correntes de Efeito *Infeed*

O princípio básico de funcionamento da proteção de distância é calcular a impedância aparente, medida entre o relé e o local da falta. Devido a uma diminuição na tensão aparente, a impedância vista pelo relé é maior que a real, levando ao disparo

incorreto do relé nas zonas de proteção. Este fenômeno é conhecido como efeito *infeed* (JAGTAP; THAKRE, 2020a).

Conforme mencionado, a Figura 2.11 permite ilustrar melhor essa explicação tratando-se de um sistema de distribuição. Em um curto entre os barramentos *BUSD* e *BUSB*, o relé localizado no barramento *BUSA* detecta diretamente a contribuição do efeito *infeed* gerado pela fonte *G3*, acoplada por meio do barramento *BUSD*. Deste modo, essa fonte de alimentação localizada entre o ponto de falha e a localização do relé fornece a contribuição ao curto e, portanto, a impedância aparente vista pelo relé será maior do que a real, o que gera imprecisão no cálculo da impedância aparente calculada pelo relé mediante as zonas de proteção.

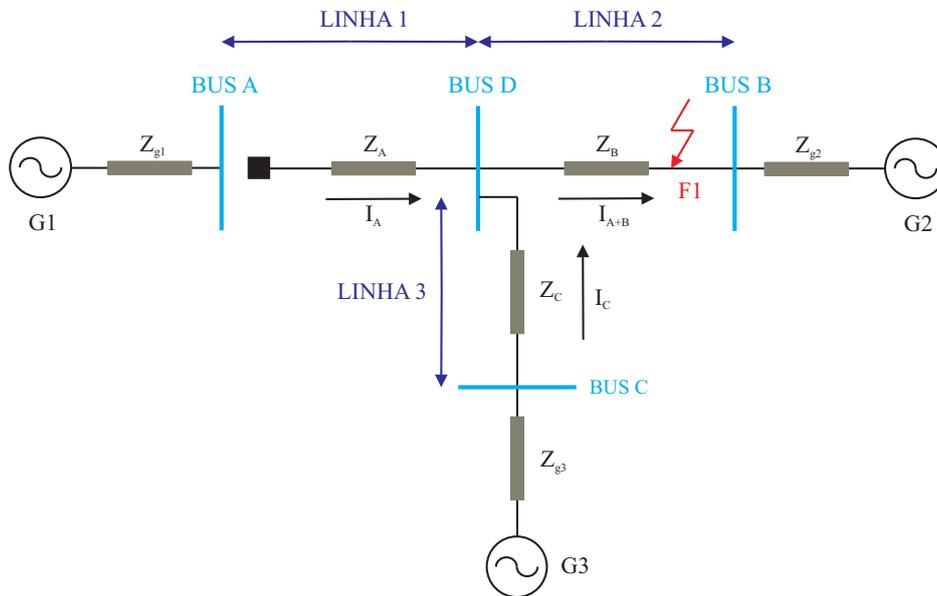


Figura 2.11. Linha de transmissão com efeito *infeed*.

ANÁLISE PRELIMINAR

Neste capítulo, o efeito *infeed* será analisado em uma microrrede simplificada. O estudo tem o intuito de ter uma melhor visão sobre como a intermitência no balanço de potência em condições normais de operação e o modo de operação da microrrede podem influenciar nos níveis de curto-circuito, em especial nas contribuições provenientes das correntes *infeed*. Para isso, os sistemas de topologia radial ilustrados nas Figuras 3.1 e 3.14 foram modelados no *software EMTP*. É avaliado o seu comportamento com diferentes locais de curto, inserção e remoção de cargas e geradores, alteração de potência gerada, modo de operação dos GDs no sistema, e comportamento do sistema em operação crítica, conforme as Tabelas 3.2, 3.3 e 3.4.

Para a realização da análise do comportamento da proteção de distância, considera-se a utilização de um relé operando na função de proteção de distância, representado pelo transformador de corrente *CT1*, que mede a corrente de entrada do ramo superior, e pelo transformador de potencial *VT1*, que mede a tensão ABC na barra *BUS1*, que conecta a microrrede à rede convencional, levando-se em consideração a descrição do sistema acima. Nesse sentido, foram considerados como valores para a primeira e segunda zona de proteção MHO 80% e 120% do total da linha de distribuição, respectivamente.

Em complemento, todos os curtos deste capítulo têm uma resistência de falta com o valor de $0,01 \Omega$. Destaca-se que a unidade de comprimento utilizada é quilômetro (km).

Tabela 3.1. Parâmetros da linha de distribuição.

Sequência	R' (Ω/km)	L' (H/km)	C' ($\mu\text{F}/\text{km}$)
Positiva	0,501	0,0019	0,12598
Zero	0,817	0,0042	0,12598

A partir da Figura 3.1, considera-se o comprimento da linha igual a 10 km (L_{LT}), e frequência da rede igual a 60 Hz (f). O cálculo referente à obtenção da impedância total das linhas de distribuição, com o auxílio da Tabela 3.1, é descrito pela equação 3.1.

$$\begin{cases} R_{LT} = L_{LT} \cdot R' \\ X_{LT} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_{LT} \cdot L' \\ Z_{LT} = R_{LT} + X_{LT} \end{cases} \quad (3.1)$$

Utilizando os valores apresentados conforme a tabela 3.1, a impedância total da linha é igual a $Z_{LT} = 5.0100 + 7.1628j \Omega$.

3.1 CURTO-CIRCUITO COM PRESENÇA DE CORRENTE *INFEED* PEQUENA

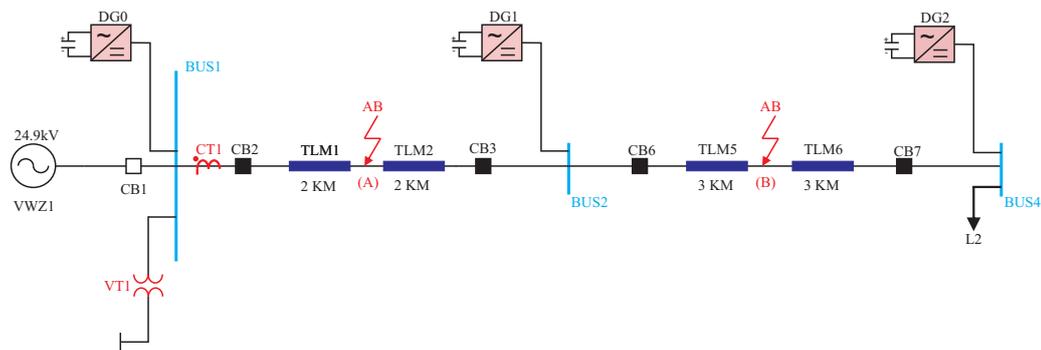


Figura 3.1. Esquemático simplificado do sistema com uma carga e curto-circuito AB em: (A) 20% da linha e (B) 70% da linha.

A Figura 3.1 representa um esquema simplificado para a modelagem utilizada para os casos I a IV. O sistema é composto por três barramentos, interligados em série, e com os componentes conectados a partir desses.

Tabela 3.2. Parâmetros para análise da presença de corrente *infeed* pequena.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV
Modo de operação	<i>On-grid</i>	<i>Off-grid</i>	<i>On-grid</i>	<i>Off-grid</i>
Modo de controle (<i>DG0</i>)	PQ	V/f	PQ	V/f
Modo de controle (<i>DG1</i>)	PQ	V/f	PQ	V/f
Modo de controle (<i>DG2</i>)	PQ	PQ	PQ	PQ
Localização do curto na LT (%)	20	20	70	70
Potência (<i>DG0</i>) (MW)	7	7	7	7
Potência (<i>DG1</i>) (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5
Potência (<i>DG2</i>) (MW)	3,5	3,5	3,5	3,5
Potência ativa (<i>L1</i>) (MW)	-	-	-	-
Potência reativa (<i>L1</i>) (MVA_r)	-	-	-	-
Potência ativa (<i>L2</i>) (MW)	2,5	2,5	2,5	2,5
Potência reativa (<i>L2</i>) (MVA_r)	1	1	1	1
m (<i>Droop</i> P-f)	0,3	0,3	0,3	0,3
n (<i>Droop</i> Q-E)	0,4	0,4	0,4	0,4

No primeiro barramento *BUS1*, está ligada a fonte *VwZ1*, que é uma fonte equivalente de Thévenin, operando na tensão de linha de 24,9 kV e representando a rede convencional. Essa fonte é interligada pelo disjuntor *CB1*, o qual controla se o sistema está ou não ilhado, e pelo gerador distribuído *DG0*. Entre os barramentos *BUS1* e *BUS2*, encontram-se, em sequência, o transformador de corrente *CT1*, o disjuntor *CB2*, dois equivalentes da linha de transmissão *TLM1* e *TLM2* – com 2 km cada – e o disjuntor *CB3*. No barramento *BUS2*, conecta-se o gerador distribuído *DG1*. Entre os barramentos *BUS2* e *BUS4*, estão o disjuntor *CB6*, dois equivalentes da linha de transmissão *TLM5* e *TLM6* – com 3 km cada – e o disjuntor *CB7*. Por fim, no barramento *BUS4*, interliga-se o gerador distribuído *DG2* e a carga *L2*.

Os locais de curtos bifásicos AB aplicados intercaladamente em 20% (A) e 70% (B) da linha de distribuição da microrrede também são apresentados na Figura 3.1. Para os casos em *on-grid*, o curto ocorre em 0,75 s e, para os casos em *off-grid*, o curto ocorre em 2,00 s, uma vez que o ilhamento da microrrede é realizado em 1,50 s.

3.1.1 Curto-Circuito em 20% da Linha

3.1.1.1 Caso I - Curto-Circuito em *On-Grid*

Observando a Figura 3.2, tem-se que a impedância AB estimada pelo relé estabiliza ao redor do valor de $1,014 + 1.441j \Omega$, equivalente à 20,1579% da linha, além do valor dos fasores AB no comparador de fases transitar completamente para ambas as zonas de operação do relé, como valida a Figura 3.3. Assim, pode-se concluir que a proteção atuou com eficiência próximo de 20% da linha. Destaca-se que o modo de controle de todas as fontes é o modo PQ, conforme ilustra a Figura 3.4.

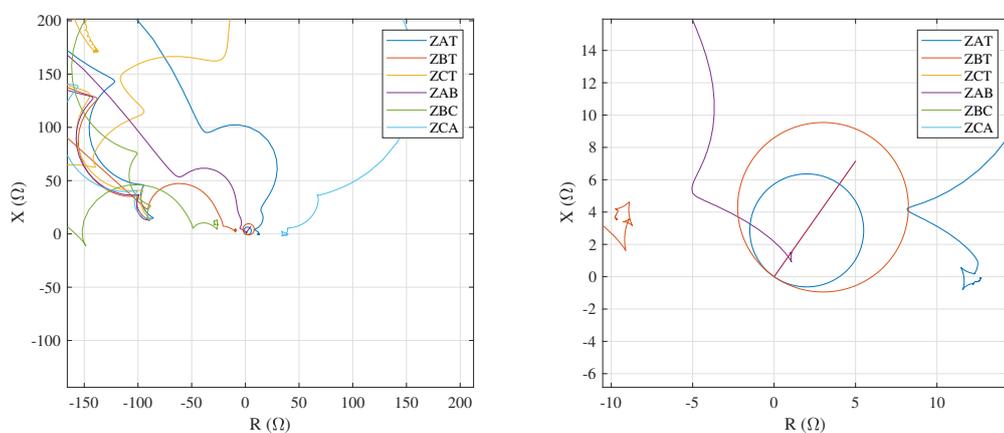


Figura 3.2. Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 20% da linha à distância, em *on-grid*.

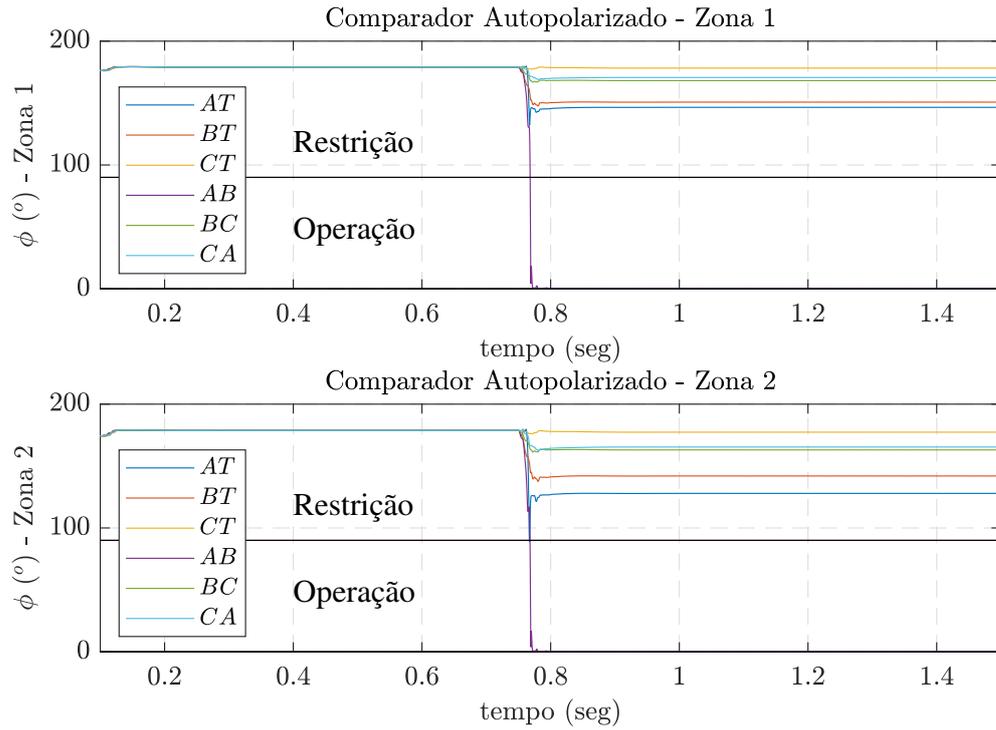


Figura 3.3. Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 20% da linha, em *on-grid*.

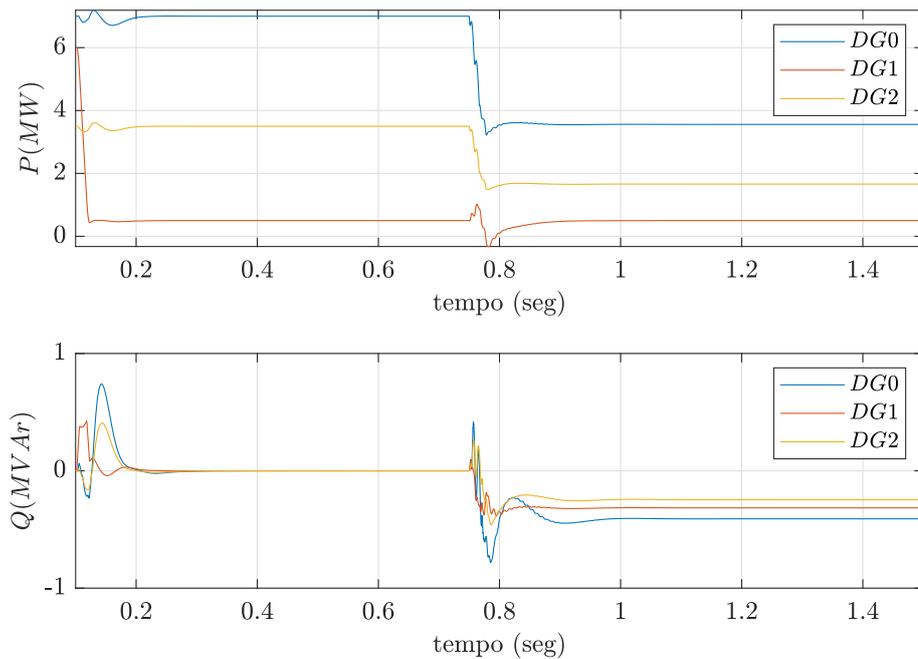


Figura 3.4. Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 20% da linha, em *on-grid*.

3.1.1.2 Caso II - Curto-Circuito em *Off-Grid*

Semelhante ao que foi observado no Caso I, a proteção atua adequadamente, e o comparador do relé de proteção opera nas duas zonas – ilustradas na Figura 3.5. A proteção atuou com eficiência em 20,0923% da linha, já que é obtida uma impedância AB medida pelo relé de aproximadamente $1,004 + 1,441j \Omega$. Destaca-se que o modo de controle dos geradores $DG0$, $DG1$ e $DG2$ é V/f, V/f e PQ, respectivamente, conforme ilustra a Figura 3.6. O curto não possui GD entre esse e a localização do relé, consequentemente não demonstra sofrer o efeito *infeed* gerado pelas fontes, assim como reitera a Figura 3.7.

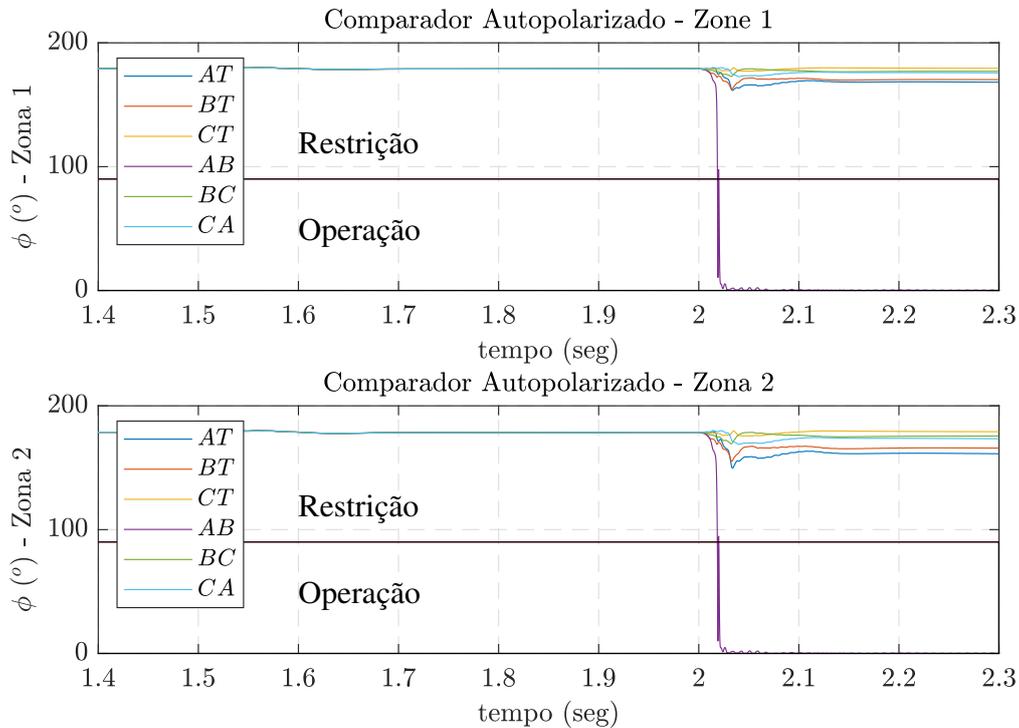


Figura 3.5. Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 20% da linha, em *off-grid*.

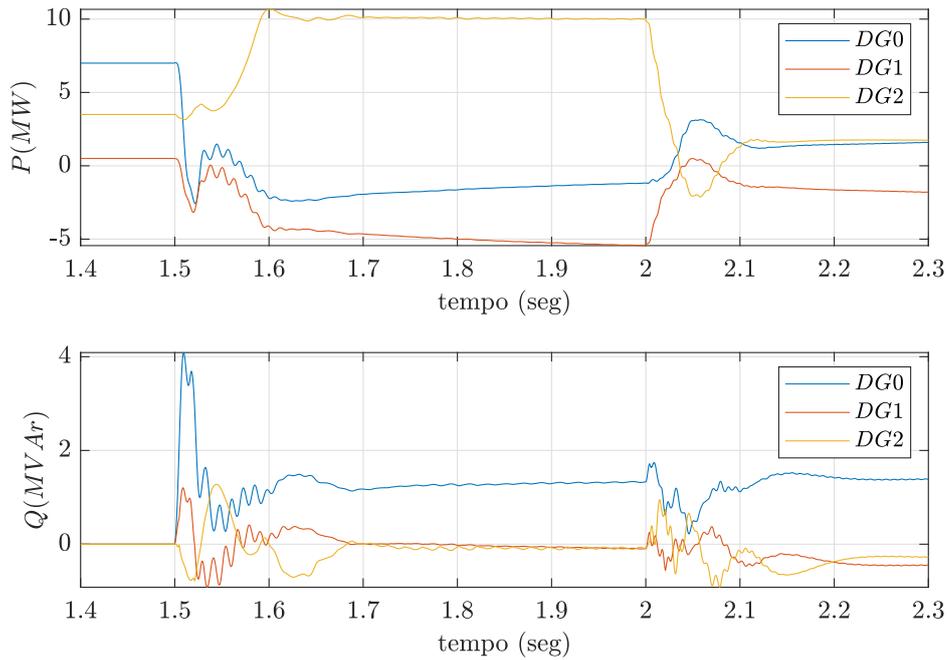


Figura 3.6. Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 20% da linha, em *off-grid*.

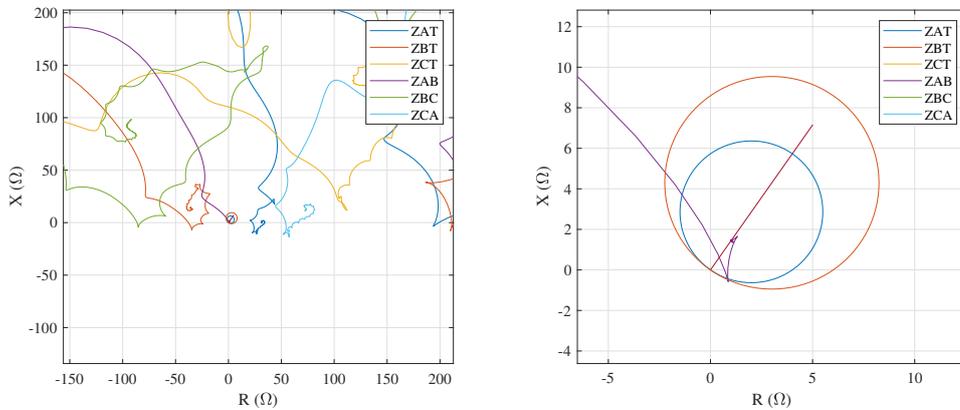


Figura 3.7. Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 20% da linha à distância, em *off-grid*.

3.1.2 Curto-Circuito em 70% da Linha

3.1.2.1 Caso III - Curto-circuito em *On-Grid*

Analisando a Figura 3.9, abstrai-se que a impedância AB calculada pelo relé aproxima-se do valor de $3,342 + 5,234j \Omega$, equivalente à 71.0438% da linha, além do valor da fase em AB passar completamente para ambas as zonas de operação do relé, abaixo de

90°, confirmado pela Figura 3.8. Assim, a proteção atuou com eficiência próximo de 70% da linha.

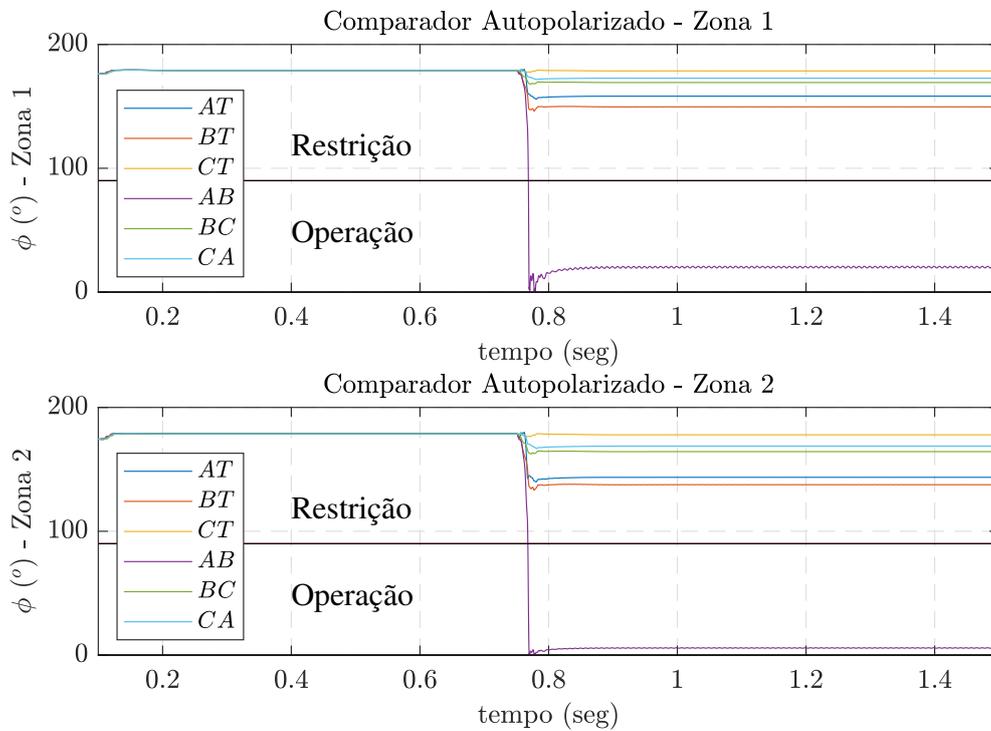


Figura 3.8. Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 70% da linha, em *on-grid*.

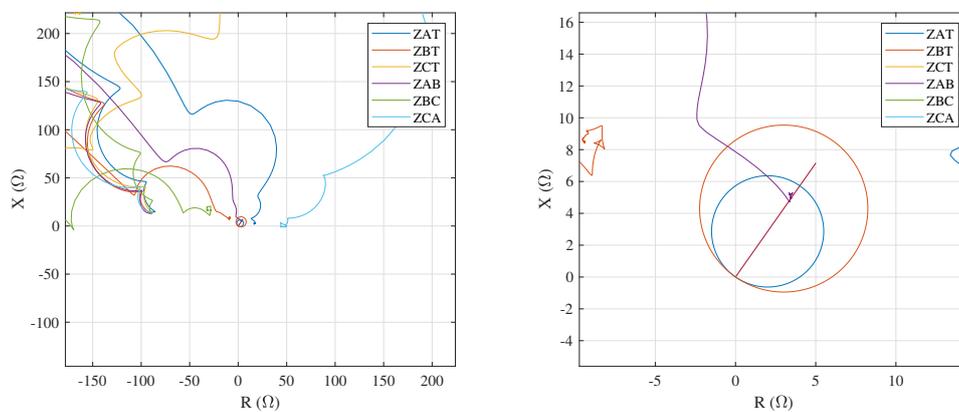


Figura 3.9. Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 70% da linha à distância, em *on-grid*.

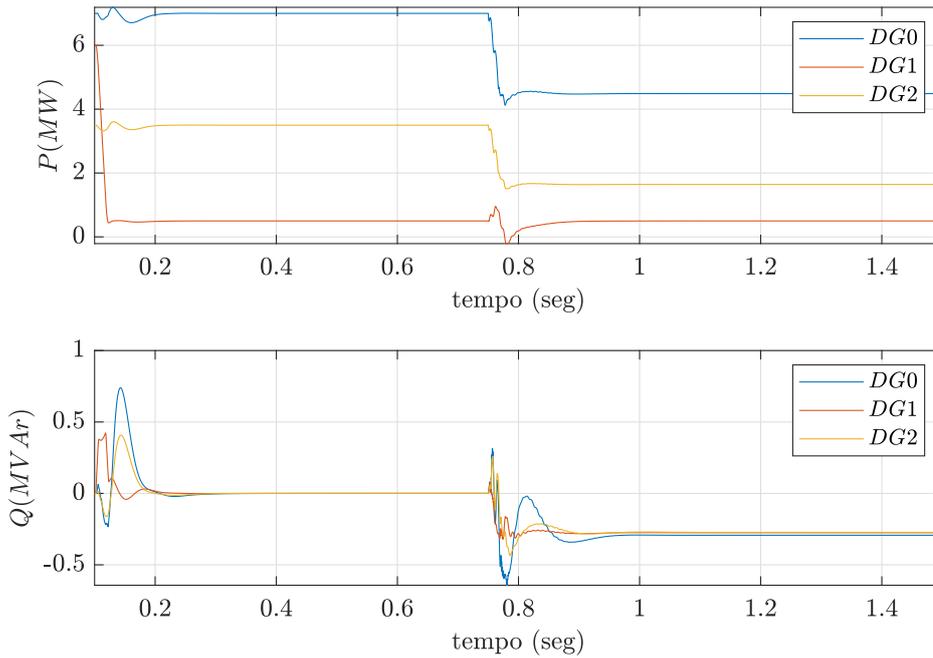


Figura 3.10. Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 70% da linha, em *on-grid*.

A partir desse valor de impedância, é possível observar uma imprecisão de 1.0438% no local do curto calculado pelo relé, por consequência de uma pequena corrente *infeed*. Essa corrente é gerada pelo *DG1*, com potência de 0,5 MW, uma vez que, com o sistema em *on-grid*, as correntes dos GDs influenciam em uma escala reduzida na proteção. Em complemento, vale ressaltar que o modo de controle de todas as fontes é, mais uma vez, o modo PQ, conforme ilustra a Figura 3.10.

3.1.2.2 Caso IV - Curto-Circuito em *Off-Grid*

Analisando o comparador de fase da Figura 3.11, verifica-se que a operação da proteção ocorre na segunda zona. Calculando a impedância AB estimada pelo relé, é encontrado o valor de $5,249 + 5,654j \Omega$, indicando que a proteção atuou para 88,2607% da linha, distante do valor esperado de 70%, como observa-se na Figura 3.12. Destaca-se que o modo de controle dos geradores são V/f (*DG0*), V/f (*DG1*) e PQ (*DG2*), conforme a Figura 3.13, e que o curto ocorre após *DG1*.

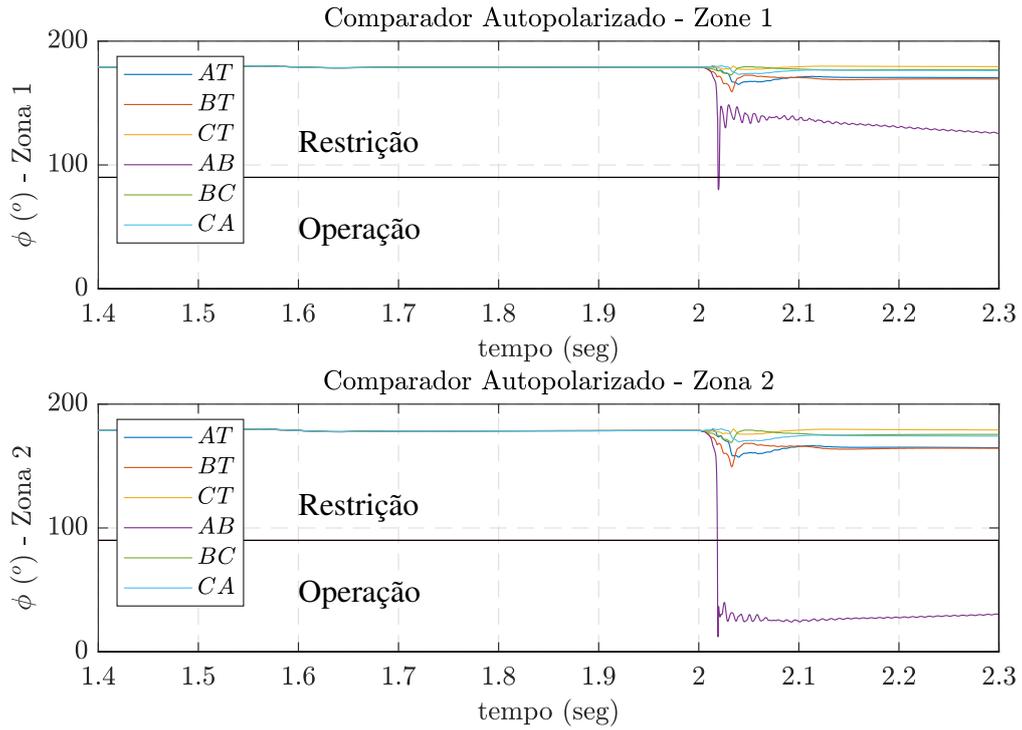


Figura 3.11. Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 70% da linha, em *off-grid*.

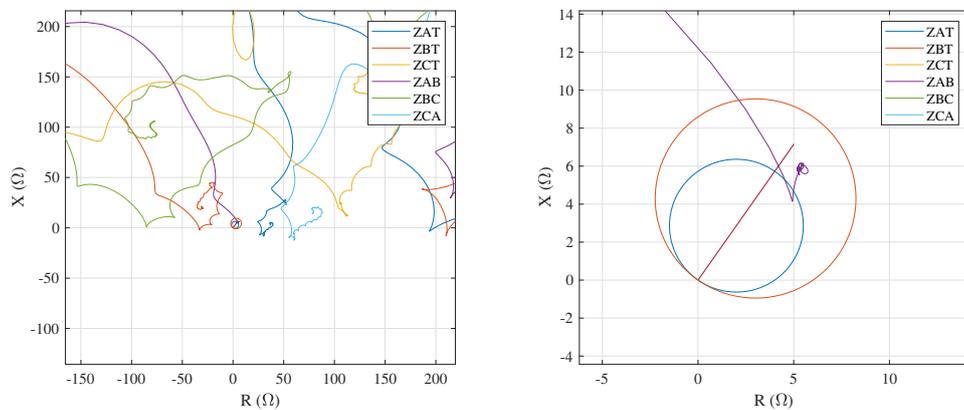


Figura 3.12. Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 70% da linha à distância, em *off-grid*.

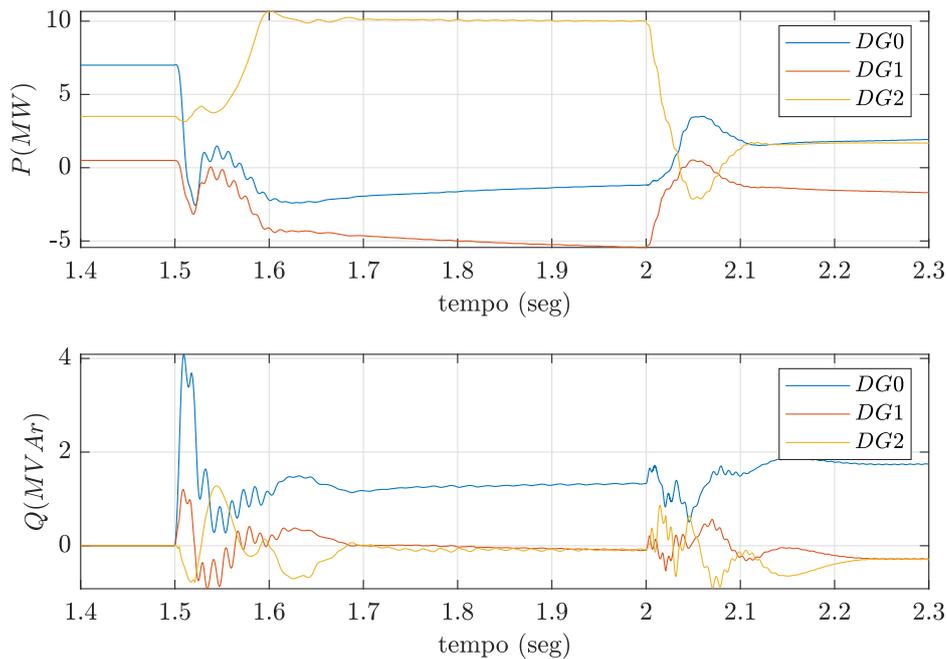


Figura 3.13. Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 70% da linha, em *off-grid*.

Averiguando o comportamento das potências, percebe-se que o efeito *infeed* acaba sendo intensificado, uma vez que o sentido do fluxo de potência, proveniente do $DG2$, ocorre no sentido contrário ao $CT1$, já que esse chega a gerar aproximadamente 10 MW para compensar o consumo da carga e a absorção de potência dos demais geradores, em especial $DG1$. Desse modo, o *infeed* impacta no funcionamento da proteção de distância, tornando a proteção sub-alcançada e, conseqüentemente, com um tempo de resposta maior que o esperado, atuando na zona 2 ao invés de na zona 1, sendo essa última a esperada para a localização do curto ocorrido.

3.2 CURTO-CIRCUITO COM PRESENÇA DE CORRENTE *INFEEED* GRANDE

Conforme os casos 01 a 04 ilustraram, a proteção de distância atua com eficiência no modo *on-grid*. Entretanto, tal padrão de operação não foi observado de forma consistente no modo *off-grid*. Dessa forma, o estudo será direcionado para o modo *off-grid* nos casos a serem analisados adiante.

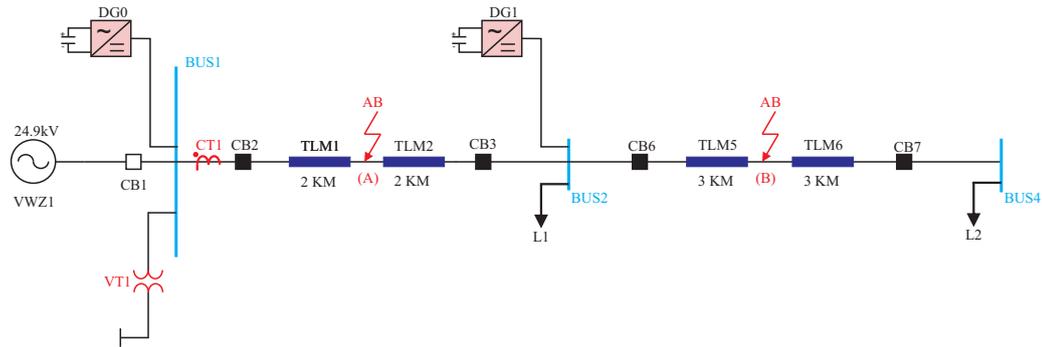


Figura 3.14. Esquemático simplificado de sistema com duas cargas e curto-circuito AB em: (A) 20% da linha e (B) 70% da linha.

Tabela 3.3. Parâmetros para análise da presença de corrente *infeed* grande.

	Caso V	Caso VI
Modo de operação	<i>Off-grid</i>	<i>Off-grid</i>
Modo de controle (<i>DG0</i>)	V/f	V/f
Modo de controle (<i>DG1</i>)	PQ	PQ
Modo de controle (<i>DG2</i>)	-	-
Localização do curto na LT (%)	20	70
Potência (<i>DG0</i>) (MW)	7	7
Potência (<i>DG1</i>) (MW)	5	5
Potência (<i>DG2</i>) (MW)	-	-
Potência ativa (<i>L1</i>) (MW)	4	4
Potência reativa (<i>L1</i>) (MVA_r)	1	1
Potência ativa (<i>L2</i>) (MW)	2,5	2,5
Potência reativa (<i>L2</i>) (MVA_r)	1	1
m (<i>Droop P-f</i>)	0,3	0,3
n (<i>Droop Q-E</i>)	0,4	0,4

A Figura 3.14 representa um esquema simplificado para a modelagem utilizada para os casos V e VI. O sistema é composto de três barramentos, interligados em série, e com os componentes conectados a partir desses. A composição do sistema é semelhante à presente na Figura 3.1, com as suas duas diferenças na topologia sendo a adição da carga *L1* no barramento *BUS2* e a remoção do *DG3* do barramento *BUS4*.

Da mesma forma que para o modelo anterior, a Figura 3.14 apresenta os locais de curtos bifásicos AB aplicados intercaladamente em 20% (A) e 70% (B) da linha de distribuição da microrrede. Similarmente aos casos anteriores, em *on-grid*, o curto

ocorre em 0,75 s e para os casos em *off-grid*, o curto ocorre em 2,00 s, uma vez que o ilhamento da microrrede é realizado em 1,50 s.

3.2.1 Caso V - Curto-Circuito em 20% da Linha

Ao adicionar a carga $L1$, aumentar a potência do $DG1$ de 0,5 MW para 5 MW e retirar o $DG2$, espera-se um aumento da corrente *Infeed* que circula pela microrrede. Entretanto, por tratar-se de um curto anterior ao $DG1$, a proteção atua dentro da primeira zona, conforme a Figura 3.15. Para validar, calcula-se o valor de impedância AB vista pelo relé, e é encontrado o valor de $1,015 + 1,448j \Omega$, equivalente a 20,2300% da linha, como é visualizado na Figura 3.16. Dessa forma, considerando também que a fase no comparador passa para abaixo de 90° , a proteção atua conforme o esperado. Para este caso, vale notar que os geradores $DG0$ e $DG1$ estão nos modos V/f e PQ, respectivamente, como demonstrado na Figura 3.17.

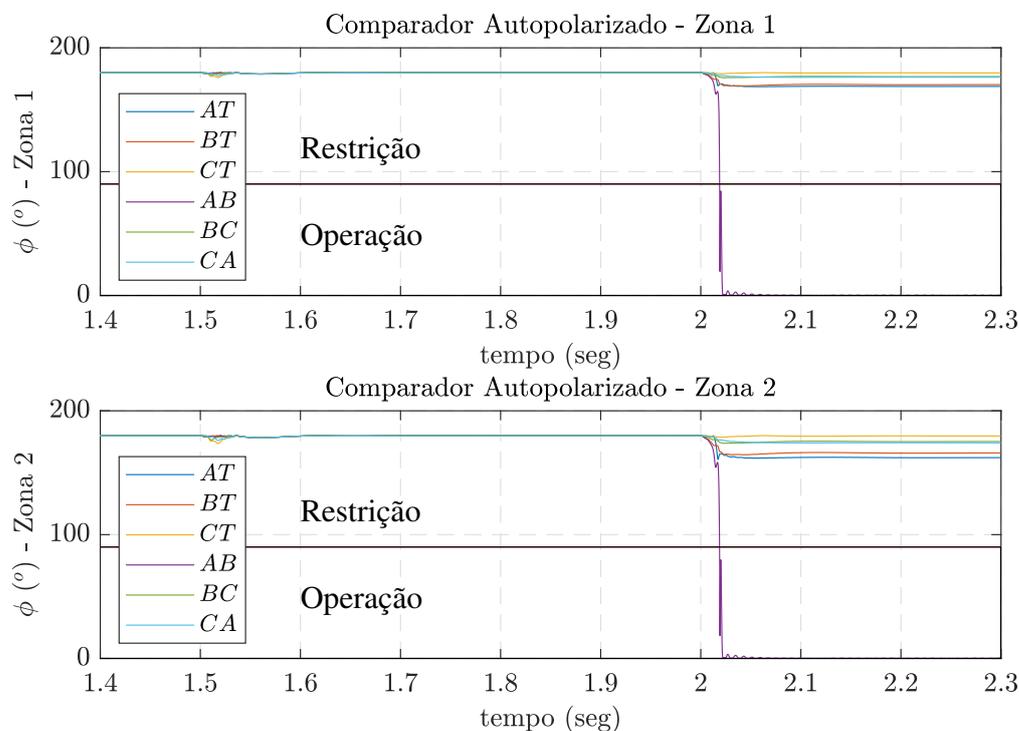


Figura 3.15. Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 20% da linha, com *infeed* maior e duas cargas.

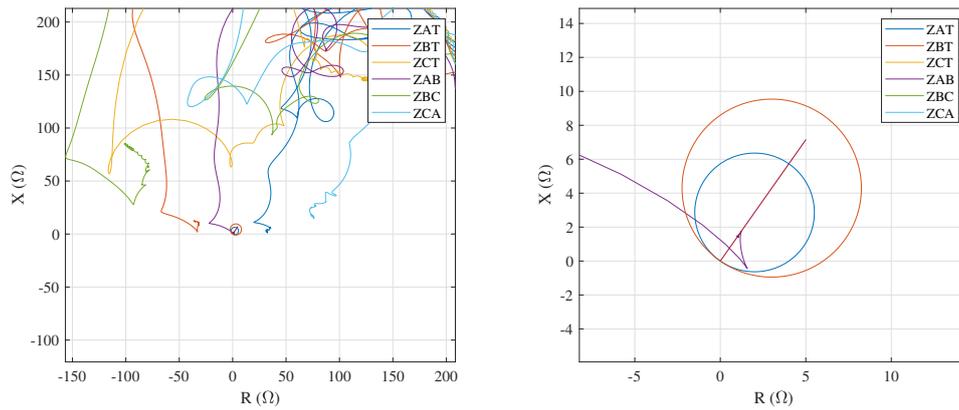


Figura 3.16. Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 20% da linha à distância, com *infeed* maior e duas cargas.

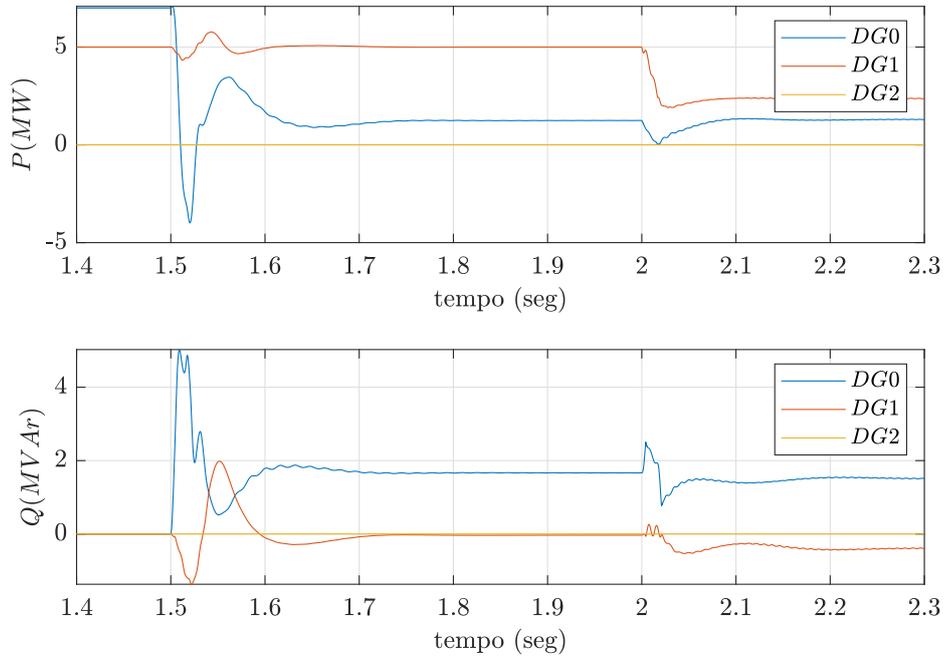


Figura 3.17. Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 20% da linha, com *infeed* maior e duas cargas.

3.2.2 Caso VI - Curto-Circuito em 70% da Linha

Analisando inicialmente a Figura 3.18, observa-se que a impedância estabiliza dentro da zona 1 e sua fase entra na zona de atuação. Entretanto, ao calcular a impedância AB medida pelo relé por meio da Figura 3.19, encontra-se o valor de $2,341 + 6,132j \Omega$, equivalente a 75,0902% da linha. Esse valor pode ser considerado razoavelmente mais

distante dos 70% esperados a partir do local do curto, mas ainda dentro da zona de proteção adequada. Além disso, é obtida uma fase que aproxima-se consideravelmente do limiar de operação do relé.

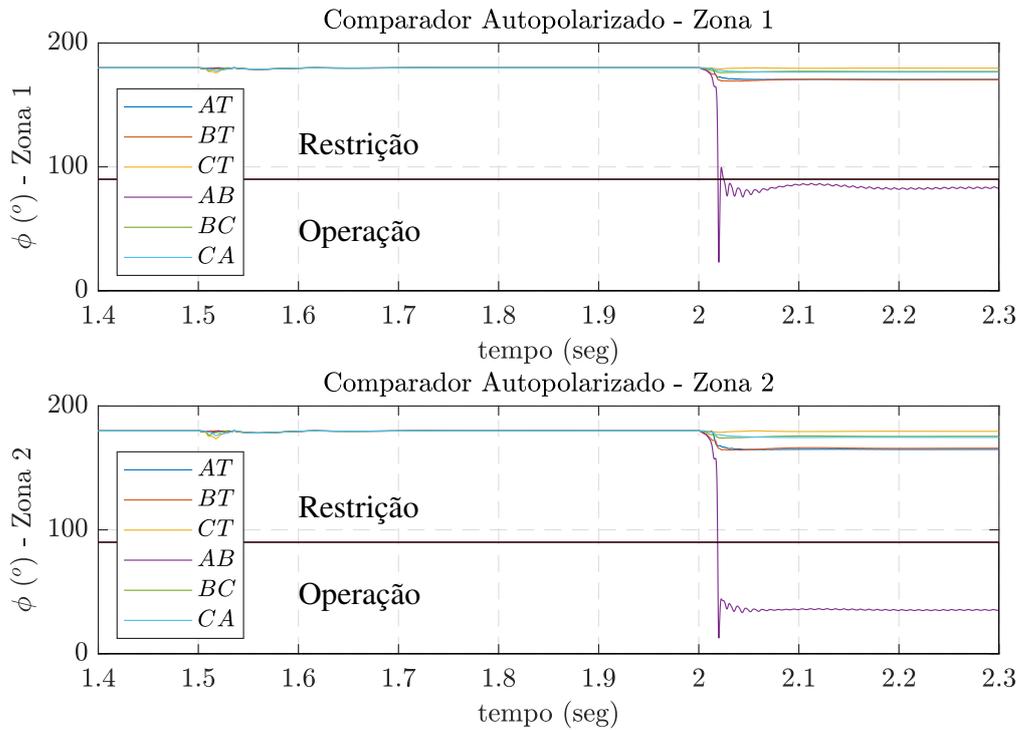


Figura 3.18. Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um curto-circuito AB em 70% da linha, com *infeed* maior e duas cargas.

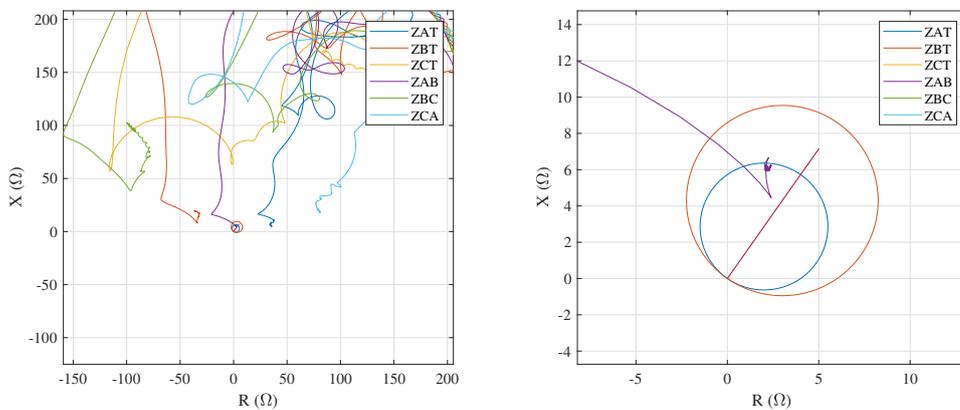


Figura 3.19. Plano R-X com zonas MHO de um curto-circuito AB em 70% da linha à distância, com *infeed* maior e duas cargas.

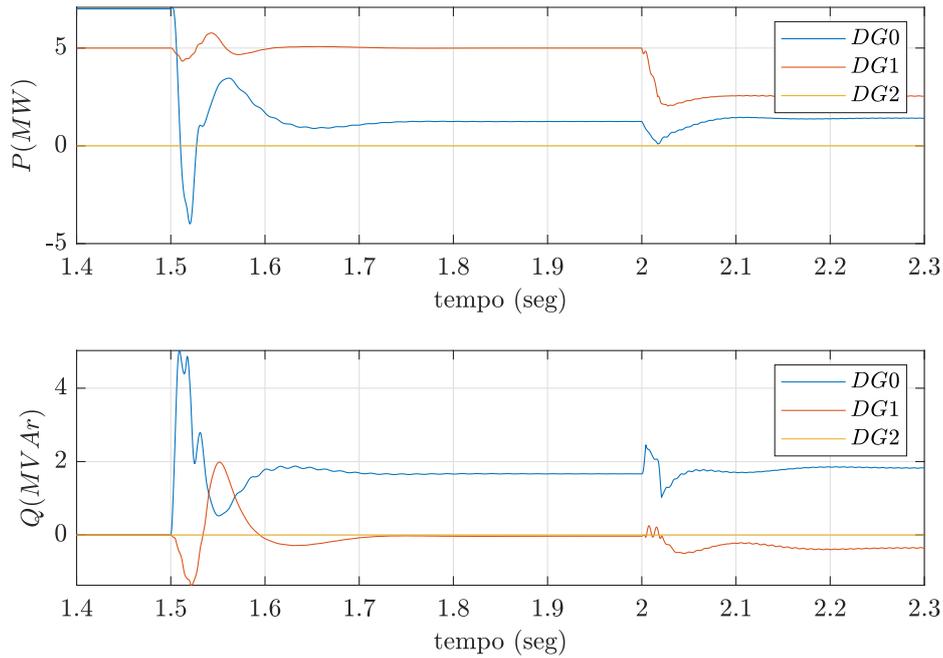


Figura 3.20. Potência ativa e reativa em cada GD de um curto-circuito AB em 70% da linha, com *infeed* maior e duas cargas.

Infere-se, portanto, com o auxílio das potências dos geradores ilustradas na Figura 3.20, que, mesmo com o aumento da potência do $DG1$ para 5 MW, a corrente *infeed* foi mitigada pela adição da carga $L1$ de 4 MW no mesmo barramento desse gerador, além da ausência propriamente dita de $DG2$ para alimentar a carga $L2$. Assim, o *infeed* afetou o funcionamento do relé, mas em uma proporção insuficiente para alterar a zona de proteção calculada.

3.3 CASO CRÍTICO DOS MODOS DE CONTROLE DOS CONVERSORES DE POTÊNCIA SEM PRESENÇA DE CURTO-CIRCUITO

O sistema referente à Figura 3.1 foi utilizado para este caso. Esse sistema apresenta instabilidade quando os geradores $DG1$ e $DG2$ estão no modo PQ e o sistema opera em *off-grid*. Nota-se, dessa forma, que a mudança no modo de controle do $DG1$ gera instabilidade, pois apenas um GD no modo V/f não demonstrou capacidade para manter a estabilidade do sistema, influenciando diretamente na proteção.

Tabela 3.4. Parâmetros para análise da microrrede no caso crítico dos modos de controle dos conversores de potência.

	Caso Crítico
Modo de operação	<i>Off-grid</i>
Modo de controle (<i>DG0</i>)	V/f
Modo de controle (<i>DG1</i>)	PQ
Modo de controle (<i>DG2</i>)	PQ
Localização do curto na LT (%)	-
Potência (<i>DG0</i>) (MW)	7
Potência (<i>DG1</i>) (MW)	0,5
Potência (<i>DG2</i>) (MW)	3,5
Potência ativa (<i>L1</i>) (MW)	-
Potência reativa (<i>L1</i>) (MVA_r)	-
Potência ativa (<i>L2</i>) (MW)	2,5
Potência reativa (<i>L2</i>) (MVA_r)	1
m (<i>Droop</i> P-f)	0,3
n (<i>Droop</i> Q-E)	0,4

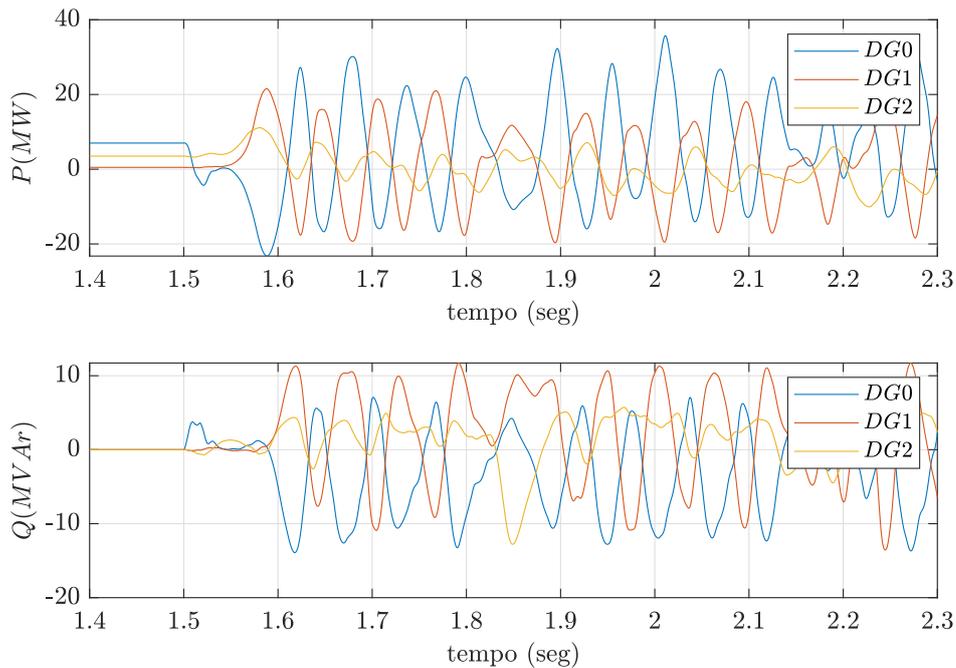


Figura 3.21. Potência ativa e reativa em cada GD de um sistema com duas fontes em modo PQ e uma em V/f.

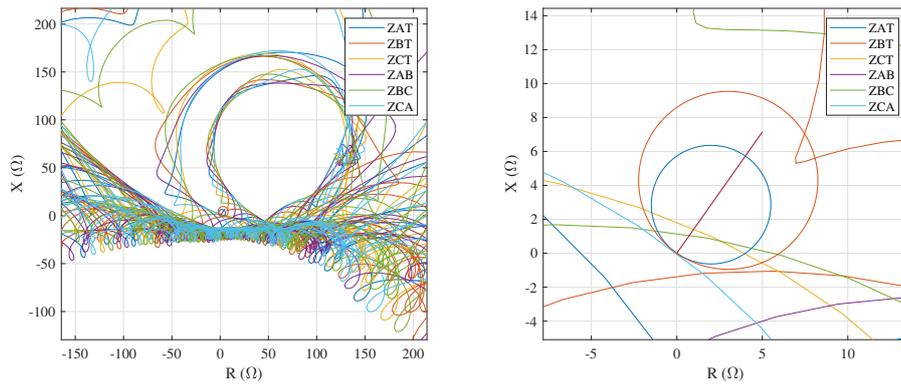


Figura 3.22. Plano R-X com zonas MHO de um sistema com duas fontes em modo PQ e uma em V/f.

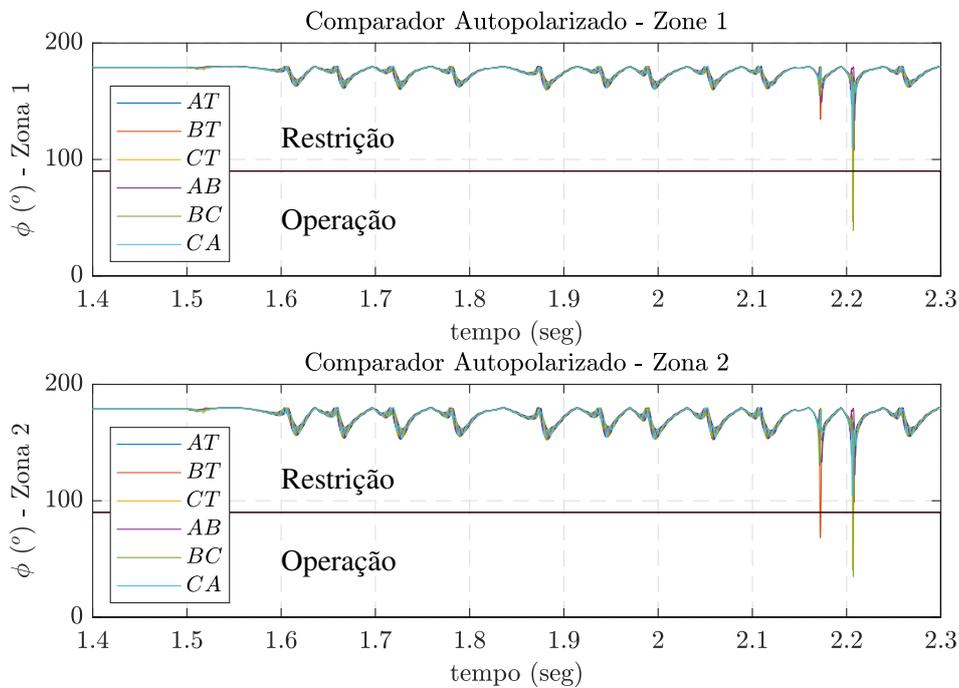


Figura 3.23. Comparador de fase para as zonas MHO 1 e 2 de um sistema com duas fontes em modo PQ e uma em V/f.

O excesso de potência gerado no sistema fica visível na Figura 3.21. Esse excesso circulando pela microrrede gera perda de sincronismo, conseqüentemente não permitindo a confiabilidade da impedância medida pelo relé, como observa-se na Figura 3.22. Em complemento, ao observar os comparadores de fase da Figura 3.23, na zona de proteção 1 a fase entra brevemente na zona de operação após 2,2 s, e na zona de proteção 2, a fase entra por volta de 2,15 s e 2,25 s por duas vezes, mesmo sem a presença de um curto-circuito.

MODELAGEM DA MICRORREDE

Neste capítulo, será apresentada a modelagem da microrrede estudada, que integra diversas fontes de geração, distribuição de energia e diferentes cargas locais.

4.1 DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA

O sistema é composto de geradores distribuídos, transformadores de correntes (TCs), transformadores de potencial (TPs), disjuntores, linhas de distribuição. Serão descritos os principais componentes e parâmetros envolvidos neste sistema a seguir.

A microrrede em estudo na Figura 4.1 está conectada a uma fonte equivalente de Thévenin ($VwZ1$) que corresponde à rede convencional, que opera com tensão nominal de 24,9 kVRMS e com frequência de 60 Hz. O disjuntor $CBrede$ conecta o barramento alimentado pela rede convencional ($BUS0$) e o barramento a montante da microrrede ($BUSGrid$). Em complemento, esse mesmo disjuntor é responsável pelo seccionamento da microrrede com a fonte $VwZ1$.

Para a realização das simulações no software *EMTP*, foi escolhido o tempo de 2,5 s, com um intervalo de amostragem de 10 μ s. Em todos os cenários, no instante 1,5 s, o sistema da microrrede é desconectado do barramento $BUS0$, por meio da abertura do disjuntor $CBREDE$. Dessa forma, a microrrede se encontra no modo *on-grid* entre 0 s e 1,5 s e no modo *off-grid* entre 1,5 s e 2,5 s.

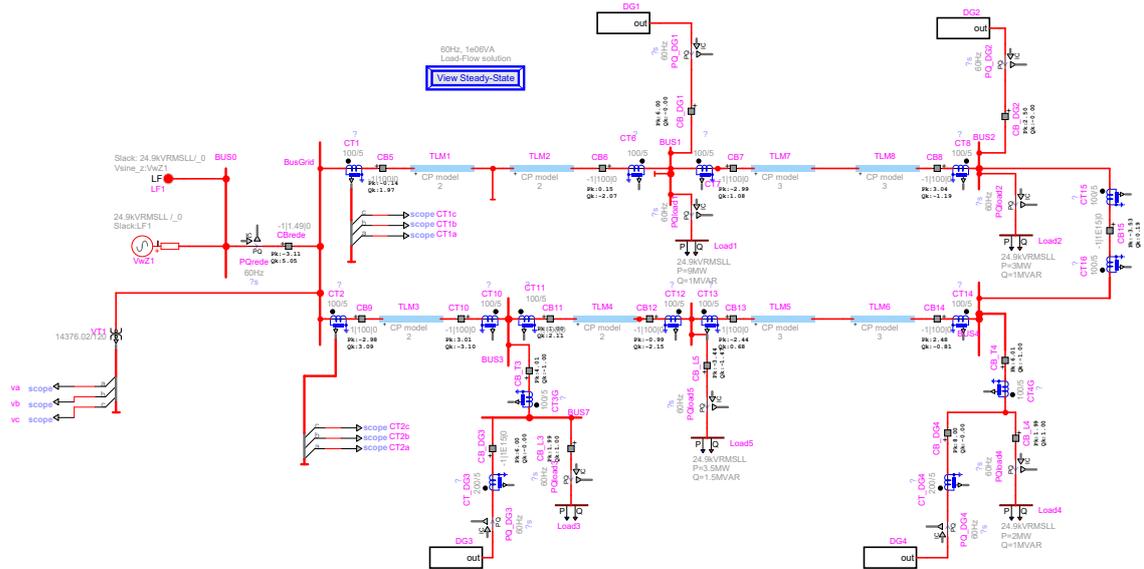


Figura 4.1. Esquemático de sistema com microrrede conectada à rede convencional, com quatro geradores distribuídos e cinco cargas, modelado no *EMTP*.

4.2 TOPOLOGIA DA MICRORREDE

Observa-se na Figura 4.2 que a partir da barra *BusGrid*, dois alimentadores com comprimento total de 10 km estão conectados. Cada alimentador é dividido em trechos de linha que possuem transformadores de corrente (TCs) e disjuntores em cada extremidade. Entretanto, apenas os TCs *CT1* e *CT2*, junto com o transformador de potencial *VT1* são utilizados para implementar o elemento de distância. Salienta-se que todos os outros TCs não foram utilizados nesse trabalho para a implementação do sistema de proteção.

Por fim, entre os barramentos *BUS2* e *BUS4*, encontra-se o disjuntor *CB15*. Esse atua no sistema como um disjuntor de amarre. Este disjuntor realiza a mudança de topologia do sistema, que pode variar entre as configurações radial (com *CB15* em aberto) e anel (com *CB15* fechado).

Partindo do *BUSGrid*, derivam-se dois ramos de distribuição na microrrede. No ramo superior existem dois barramentos, *BUS1*, conectado à jusante a *BUSGRID* e montante de *BUS2*, e *BUS2*, à jusante de *BUS1*. Em *BUS1*, encontram-se o gerador distribuído *DG1* e a carga *L1*. De forma semelhante, em *BUS2*, encontra-se o gerador

distribuído $DG2$ e a carga $L2$.

No ramo inferior, os cinco barramentos $BUS3$ a $BUS7$ encontram-se conectados a $BUSGRID$. O barramento $BUS3$ conecta-se à jusante de $BUSGRID$ e à montante de $BUS6$. Além disso, deriva-se de $BUS3$ o barramento $BUS5$, esse último com $DG3$ e $L3$ conectados. Seguindo para o $BUS6$, tem-se à jusante $BUS3$ e à montante $BUS4$, além de $L5$. Finalizando o ramo, o barramento $BUS7$ é ligado diretamente a $BUS4$ e serve de ponto de conexão para $DG4$ e $L4$.

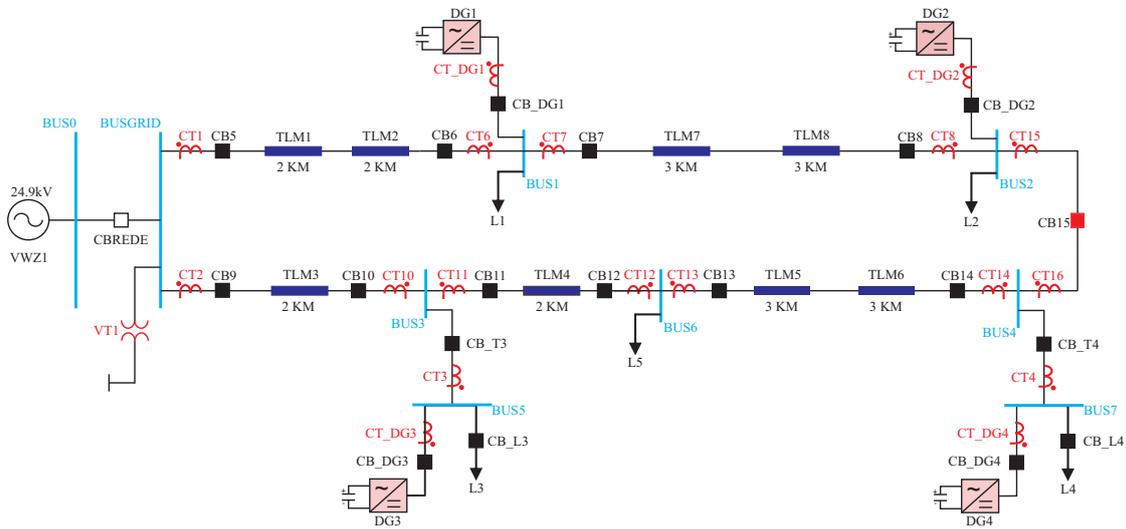


Figura 4.2. Esquemático simplificado de sistema com microrrede conectada à rede convencional, com quatro geradores distribuídos.

4.3 PARÂMETROS DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os parâmetros das linhas de distribuição utilizados na modelagem do sistema como resistência (R), indutância (L) e capacitância (C) estão distribuídos por unidade de comprimento (km), mais uma vez conforme a Tabela 3.1, utilizada no capítulo anterior. Dessa forma, o cálculo da impedância total da linha em cada ramo segue novamente a Equação 3.1 e chega-se ao valor de $5,0100 + 7,1628j \Omega$ por ramo.

4.4 MODELO DO GERADOR DISTRIBUÍDO

Para simular geradores distribuídos que comumente compõem microrredes, são dos mesmos parâmetros presentes em um gerador real. Conforme a Figura 4.3, tem-se um conversor fonte de tensão VSC (*Voltage Sourced Converter*), alimentado por uma fonte de tensão contínua equivalente (DC5) que representa a tensão do barramento CC proveniente da fonte de energia.

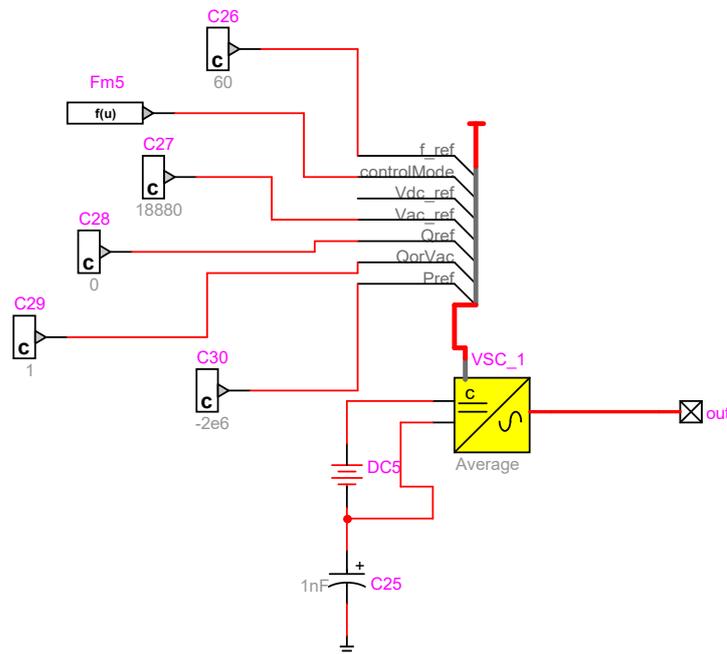


Figura 4.3. Esquemático de controle com parâmetros de um dos geradores distribuídos utilizados do sistema das Figuras 4.1 e 4.2, simulado no *EMTP*.

O conversor fonte de tensão VSC depende da definição de parâmetros utilizados para sua configuração e operação para o sistema em estudo, em especial para definir parâmetros de referência em pleno funcionamento. São esses:

- f_ref - frequência de referência, em Hz
- $controlMode$ - Modo de Controle do VSC
- Q_ref - potência reativa de referência, em VAr
- $QorVac$ - Estado lógico da tensão de referência

- P_{ref} - potência ativa de referência, em W
- Tipo de Modelo utilizado para o VSC
- *Droop Control*

4.4.1 Frequência de Referência

De forma a manter os geradores distribuídos em sincronia entre si e com a rede convencional conectada à microrrede, define-se um valor de 60 Hz em comum para todo o sistema em estudo, por meio do bloco de constante $C26$, vinculada a f_{ref} .

4.4.2 Modo de Controle do VSC

Neste parâmetro, é escolhido o modo de operação do controle do conversor no intervalo de simulação escolhido. Com base nos resultados obtidos no Capítulo 3, não houveram resultados relevantes para afirmar que a proteção de distância pode ser suficientemente prejudicada quando a microrrede opera no modo *on-grid*. Dessa forma, os estudos a serem realizados a seguir são direcionados à operação *off-grid*. Nesse sentido, adota-se que o gerador $DG2$ mantém sua operação no modo PQ e os restantes serão responsáveis pela manutenção da tensão e da frequência através do modo V/f. Esse modo é definido por meio do bloco de constante $C26$, ligado a *controlMode*.

4.4.3 Potência Reativa de Referência

Neste parâmetro, partindo do princípio que o VSC atua com o uso de MPPTs, sua potência reativa de referência é definida como nula, uma vez que esse valor indica uma eficiência máxima em sua geração de potência ativa. Entretanto, esta estratégia aplica-se apenas quando o conversor mantém sua operação no modo PQ, ou seja, em $DG2$. O bloco $C28$ define a variável Q_{ref} .

4.4.4 Estado Lógico da Tensão de Referência

Ao operar no modo V/f, definido em *controlMode*, o conversor utilizará a tensão de referência que definirá qual será a potência reativa de saída. Esta variável é habilitada atribuindo o estado lógico 1, a partir do bloco C29, vinculado ao parâmetro *QorVac*.

4.4.5 Potência Ativa de Referência

Com o intuito de definir a potência ativa máxima de saída do GD, novamente utilizando MPPTs como princípio, configura-se no conversor seu valor de referência. Em cada um dos VSCs, o bloco C30 equivale à variável *P_ref*.

4.4.6 Tipo de Modelo Utilizado para o VSC

Para representar o inversor presente no bloco VSC, é definido um tipo de modelo para tal. Para o sistema em questão, optou-se pelo uso do modelo médio. Essa escolha tem como objetivo simplificar os cálculos executados pelo programa e diminuir as suas harmônicas geradas na conversão. Em vista disso, surge como vantagem uma redução no tempo de simulação como um todo.

4.4.7 Droop Control

Tendo como referência o princípio de funcionamento introduzido anteriormente, a aplicação da característica *droop* implica na parametrização da ausência de inércia por parte do sistema, para assim manter uma maior estabilidade na tensão e frequência do sistema. As curvas e seus respectivos coeficientes dependem diretamente do modo de operação atuante no GD para o instante analisado. O VSC em questão utiliza os seguintes cinco possíveis modos de operação:

- *P control* - Modo com apenas a potência de referência;
- *Vdc control* - Modo com apenas a componente de tensão em corrente contínua

de referência;

- *P/Vdc control* - Modo com a potência e a componente de tensão em corrente contínua como referências;
- *Vac/f control* - Modo com a tensão em corrente alternada e a frequência como referências;
- *References from input bundle* - seleciona um dos quatro modos anteriores de acordo com uma função informada;

Para o sistema em questão, é utilizada a opção *References from input bundle*, conforme o parâmetro *controlMode*.

RESULTADOS

Neste capítulo, a atuação da função de proteção de distância foi testada com o sistema apresentado no Capítulo 4. A partir dos esquemáticos das Figuras 4.2 e 5.1, serão avaliados os resultados dos diferentes casos descritos na Tabela 5.3, considerando também os parâmetros das Tabelas 5.1 e 5.2. O objetivo é avaliar:

- O impacto da topologia na operação da rede;
- A presença de curtos-circuitos simultâneos;
- A resposta diante de faltas com resistência para terra;
- Diferentes tipos de falta, em locais distintos.

Assim como no Capítulo 3, foram considerados os valores para as zonas de proteção MHO 1 e 2 como 80% e 120% da impedância total da linha de distribuição, respectivamente.

Tabela 5.1. Parâmetros das cargas da microrrede.

	<i>L1</i>	<i>L2</i>	<i>L3</i>	<i>L4</i>	<i>L5</i>
Potência ativa (MW)	9	3	2	2	3,5
Potência reativa (MVar)	1	1	1	1	1,5

Tabela 5.2. Parâmetros dos DGs da microrrede.

	<i>DG1</i>	<i>DG2</i>	<i>DG3</i>	<i>DG4</i>
Potência nominal (MW)	2	2,5	6	8
Modo de controle	V/f	PQ	V/f	V/f

Tabela 5.3. Parâmetros dos casos analisados.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Topologia da microrrede	Radial	Anel	Radial	Anel	Anel	Anel
Instante do curto na linha do ramo superior (s)	2	2	2	2	2	2
Tipo de curto na linha do ramo superior	AT	AT	AT	AT	AT	BT
Localização do curto na linha do ramo superior (%)	70	70	70	70	70	70
Instante do curto na linha do ramo inferior (s)	-	-	2,08	2,08	2,08	-
Tipo de curto na linha do ramo inferior	-	-	AB	AB	AB	-
Localização do curto na linha do ramo inferior (%)	-	-	70	70	20	-
Resistência de falta (Ω)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	a) 1; b) 10; c) 30

5.1 LOCAIS DE CURTO

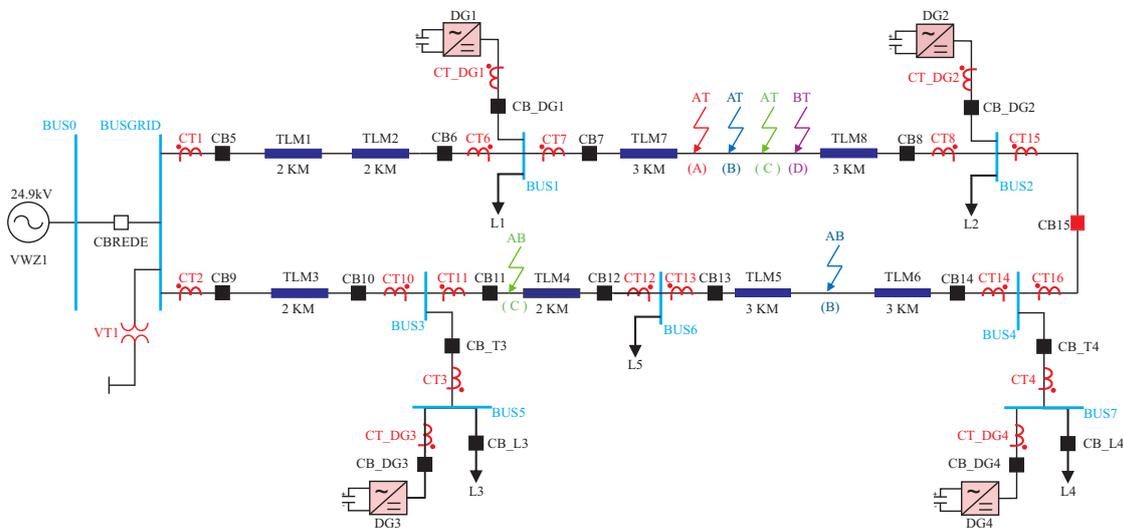


Figura 5.1. Esquemático simplificado do sistema em 4.2 com cenários de curtos-circuitos de (A) a (D)

Na Figura 5.1, são descritos os cenários de faltas a serem estudados a seguir. Vale ressaltar que, conforme verificado no Capítulo 3, a análise está direcionada para o sistema operando no modo *off-grid* nos casos a seguir:

- Cenário (A) - ocorre um curto-circuito AT em 70% da linha – entre os trechos

de linha *TLM7* e *TLM8* do ramo superior – no instante 2,00 s;

- Cenário (B) - ocorrem dois curtos-circuitos simultâneos: o primeiro é uma falta AT em 70% da linha – entre os trechos de linha *TLM7* e *TLM8* do ramo superior – no instante 2,00 s, e o segundo é uma falta AB em 70% do ramo inferior – entre o disjuntor *CB11* e o trecho de linha *TLM4* – no instante 2,08 s;
- Cenário (C) - ocorrem dois curtos-circuitos simultâneos: o primeiro é uma falta AT em 70% da linha – entre os trechos de linha *TLM7* e *TLM8* do ramo superior – no instante 2,00 s, e o segundo é uma falta AB em 20% do ramo inferior – entre o disjuntor *CB11* e o trecho de linha *TLM4* – no instante 2,08 s;
- Cenário (D) - ocorre um curto-circuito BT em 70% da linha – entre os trechos de linha *TLM7* e *TLM8* do ramo superior – no instante 2,00 s.

Nos cenários (A), (B) e (C), a resistência de falta é de $0,01 \Omega$ e, para o cenário (D), ela varia entre 1Ω , 10Ω e 30Ω .

5.2 UM CURTO-CIRCUITO NO SISTEMA

5.2.1 Caso 01 - Radial - Cenário (A)

A partir do cenário (A), foram obtidas as impedâncias no plano R-X com as zonas MHO e os comparadores de fases que indicam a atuação dos elementos de proteção vinculados a *CT1* e *CT2*. Considerando que o curto AT ocorre em 70% no ramo em que se encontra *CT1*, o que se espera é que apenas este atue dentro da zona 1. Entretanto, o Plano R-X indica que a impedância AT medida estabiliza em $4,605 + 6,584j \Omega$, que equivale a 92,3497% da linha do ramo, assim como ilustra a Figura 5.2. Observando também o comparador de fases referente a *CT1* da Figura 5.3, confirma-se que o relé atua na zona 2, destoando do esperado.

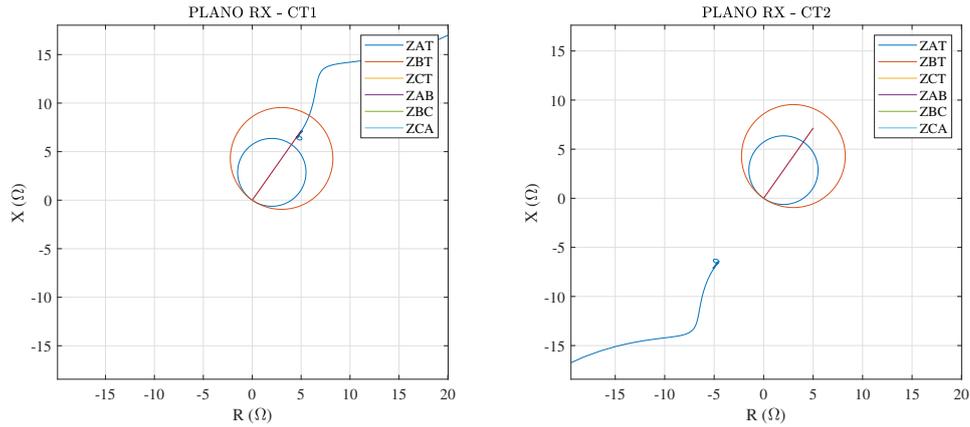


Figura 5.2. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (A) na topologia radial.

Por sua vez, observa-se ainda na Figura 5.2 que a trajetória da impedância se aloca no terceiro quadrante. Isso significa que o relé de *CT2* funcionou adequadamente, conforme as Figuras 5.2 e 5.4, mantendo o elemento de proteção restrito e inoperante, ainda que detectando um pequeno distúrbio para a polaridade reversa a partir de 2,00 s, instante da falta.

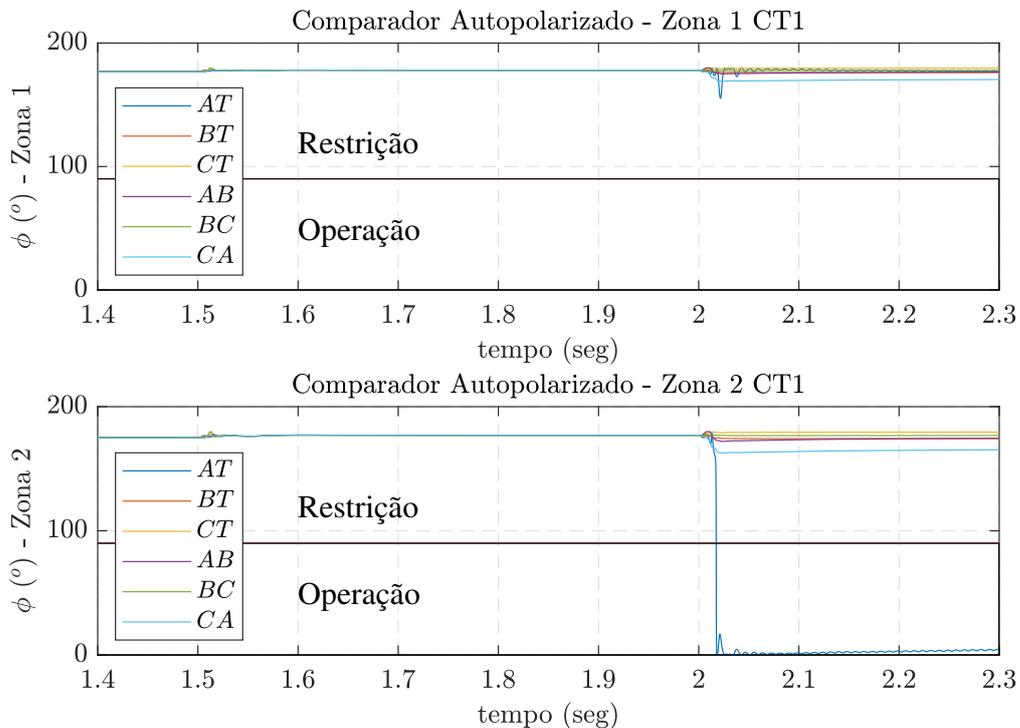


Figura 5.3. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do *CT1*, para o cenário (A) na topologia radial.

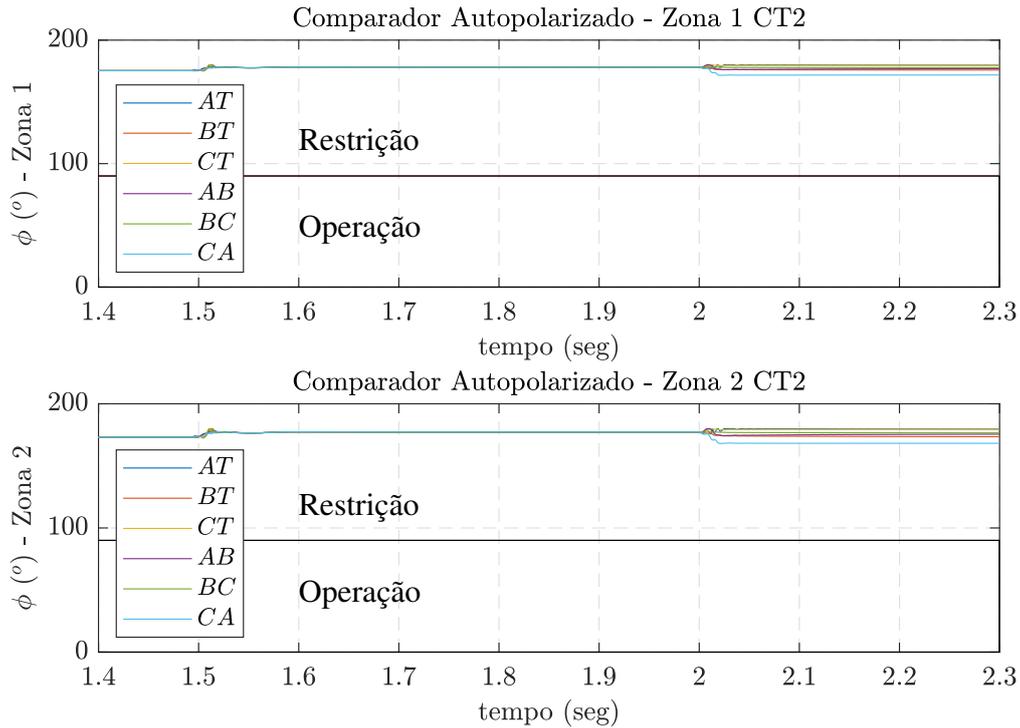


Figura 5.4. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do CT2, para o cenário (A) na topologia radial.

Ao analisar o comportamento do sistema, com base nas análises preliminares, verifica-se um *infeed* proveniente majoritariamente da fonte *DG1*, com potência de 2 MW e no modo V/f. Sabendo que a topologia do sistema é radial, verifica-se que a fonte *DG2*, principal contribuição à jusante da falta, supre diretamente a carga *L2*. Essa alimentação acaba reduzindo a contribuição direcionada ao curto-circuito. Dessa forma, a proteção se mostrou prejudicada, gerando um atraso na atuação adequada.

5.2.2 Caso 02 - Anel - Cenário (A)

Neste caso, que, assim como o anterior, utiliza o Cenário (A), analisa-se novamente a impedância de curto e as zonas de operação e restrição dos dispositivos de proteção. Semelhante ao caso anterior, espera-se que o relé de distância vinculado a *CT1* atue na zona 1, equivalente a 70% da linha. Todavia, abstraindo esta impedância AT do plano R-X da Figura 5.5, chega-se ao valor em cerca de $9,072 + 9,051j \Omega$, que representa 124,6884% da linha no ramo superior. Esse valor encontrado indica que a mudança

de topologia do sistema radial para anel tornou a efetividade da proteção de distância menor que a vista no caso anterior, fora de qualquer zona de atuação.

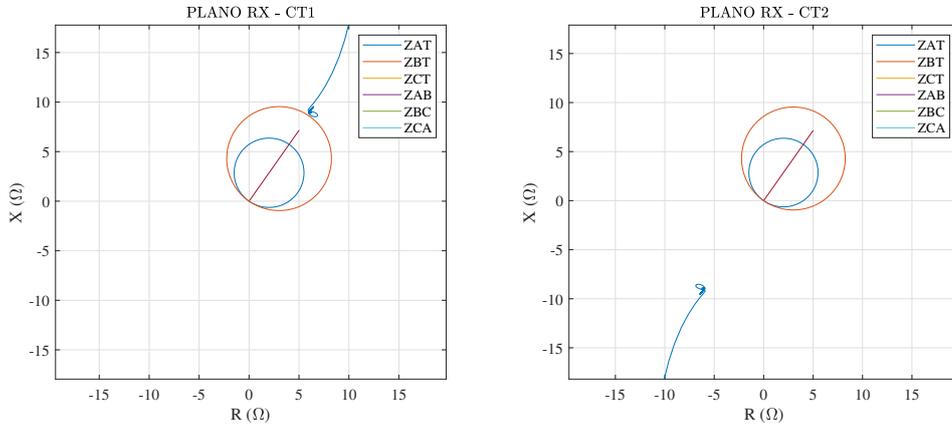


Figura 5.5. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (A) na topologia anel.

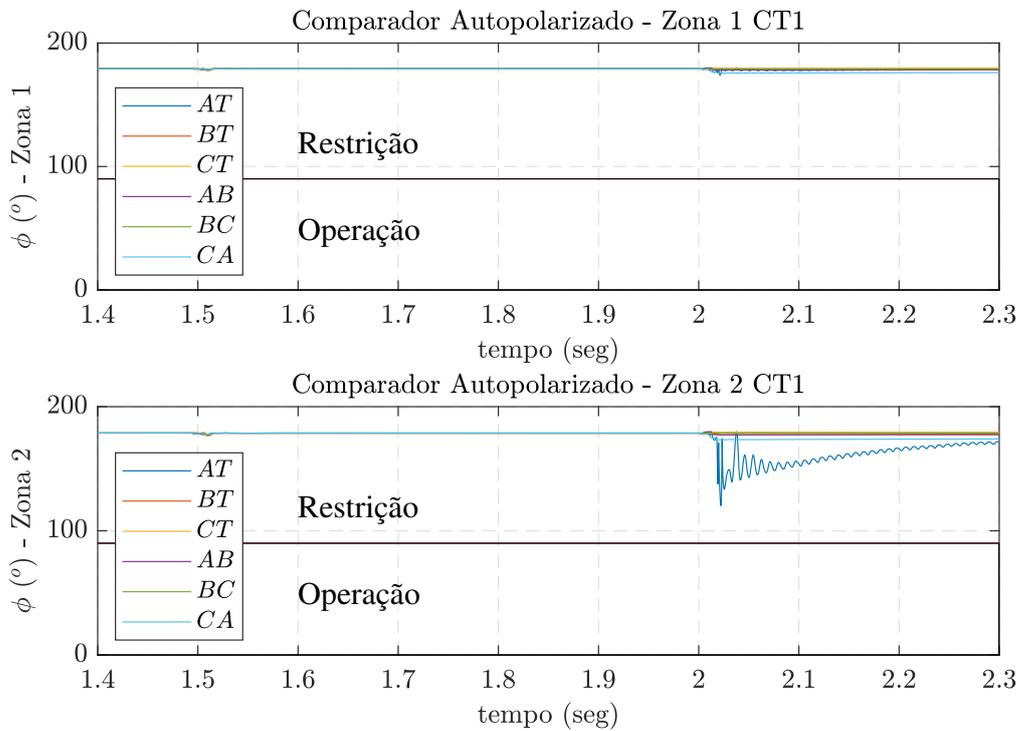


Figura 5.6. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do CT1, para o cenário (A) na topologia anel.

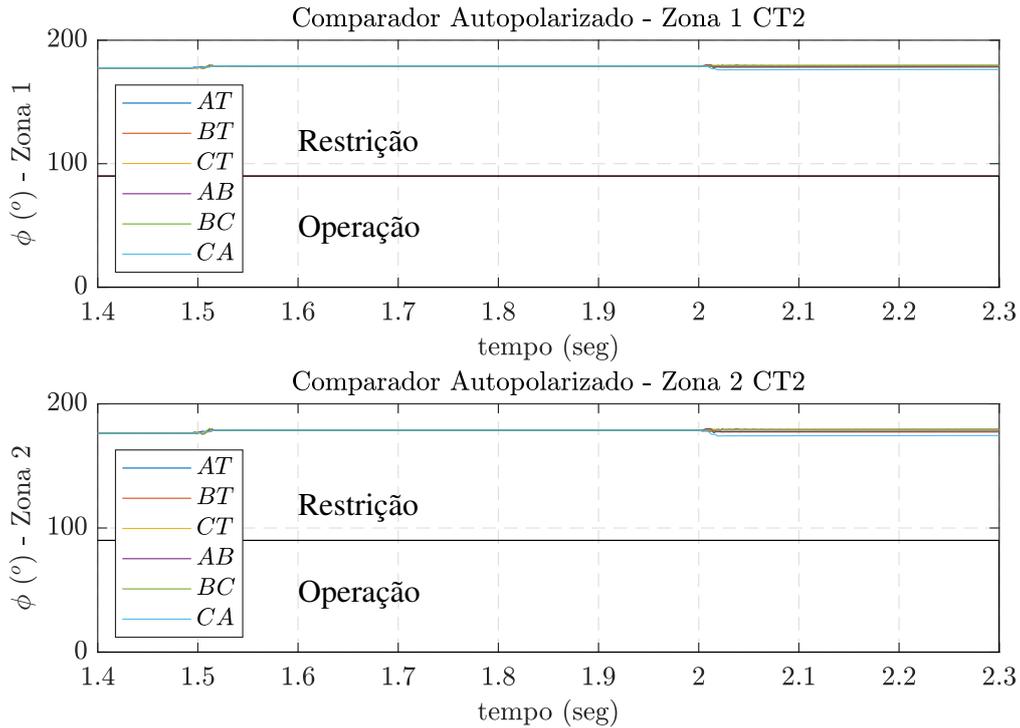


Figura 5.7. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do CT2, para o cenário (A) na topologia anel.

Com a presença de uma maior contribuição proveniente das fontes $DG3$ e $DG4$ passando pelo caminho criado pelo fechamento de $CB15$, a real corrente de falta torna-se mais distante do valor medido por $CT1$. Por esse motivo, o comparador de fases de $CT1$ não indica uma operação do relé em nenhuma das zonas, como se verifica na Figura 5.6. Por fim, o $CT2$ detectou um certo distúrbio na microrrede no sentido reverso, porém não atuou, assim como era esperado e é validado pela Figura 5.7.

5.3 DOIS CURTOS-CIRCUITOS SIMULTÂNEOS NO SISTEMA

5.3.1 Caso 03 - Radial - Cenário (B)

Para analisar a presença de curtos simultâneos, tem-se como referência o cenário (B), que está na configuração radial. No período em que existe apenas o curto AT, que ocorre em 2,00 s, é observado um comportamento da proteção muito semelhante ao Caso 01, com topologia radial. Averiguando o Plano R-X da Figura 5.8, tem-se que, no

período de 80 ms após o primeiro curto, a impedância AT calculada a partir de CT1 é de, aproximadamente, $4,757 + 6,801j \Omega$, representando uma parcial de 94,9492% da linha total do ramo de CT1. Neste intervalo de tempo, o relé de CT1 encaminha-se para operar na zona 2, e o relé de CT2 segue em restrição, como demonstram as Figuras 5.9 e 5.10.

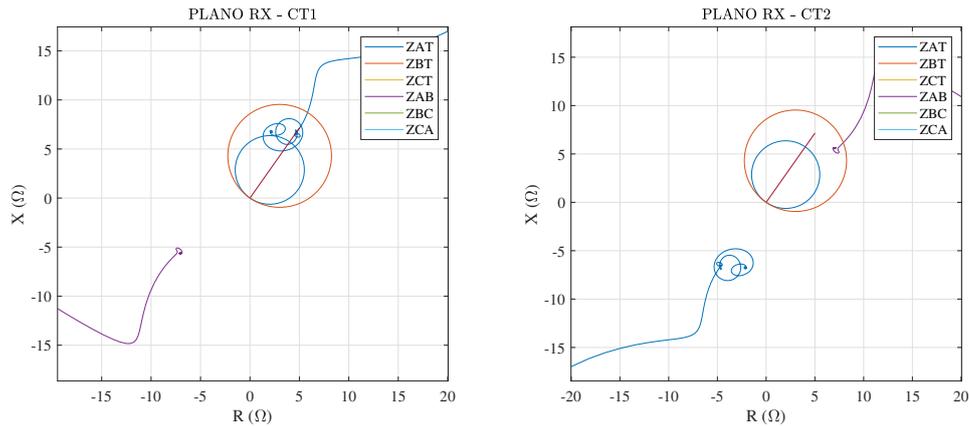


Figura 5.8. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (B) na topologia radial.

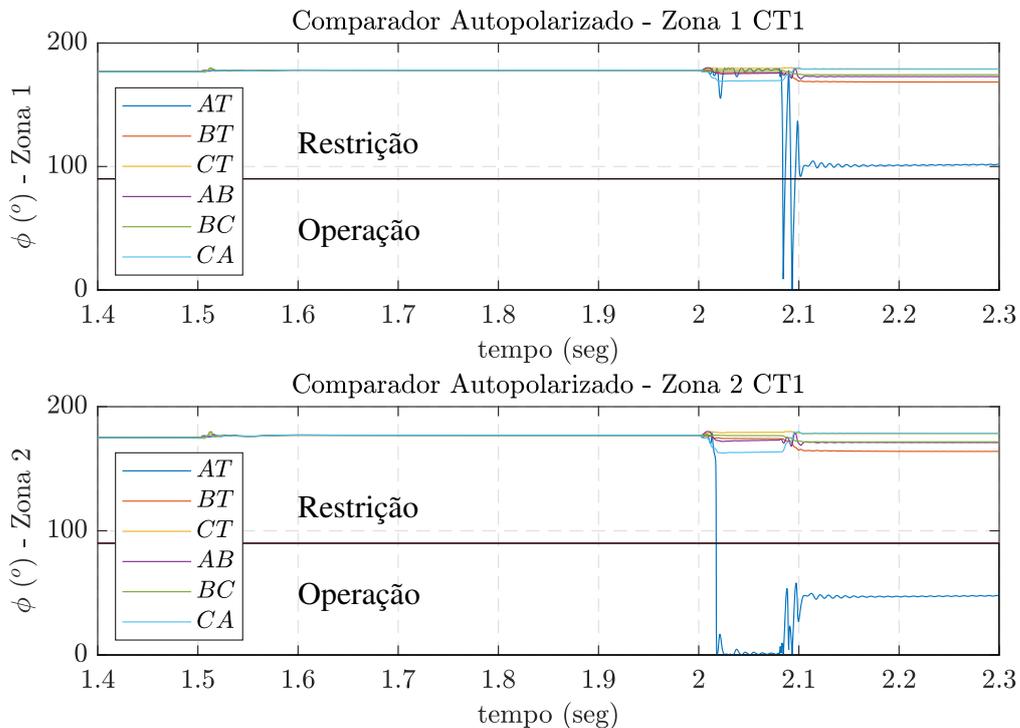


Figura 5.9. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do CT1, para o cenário (B) na topologia radial.

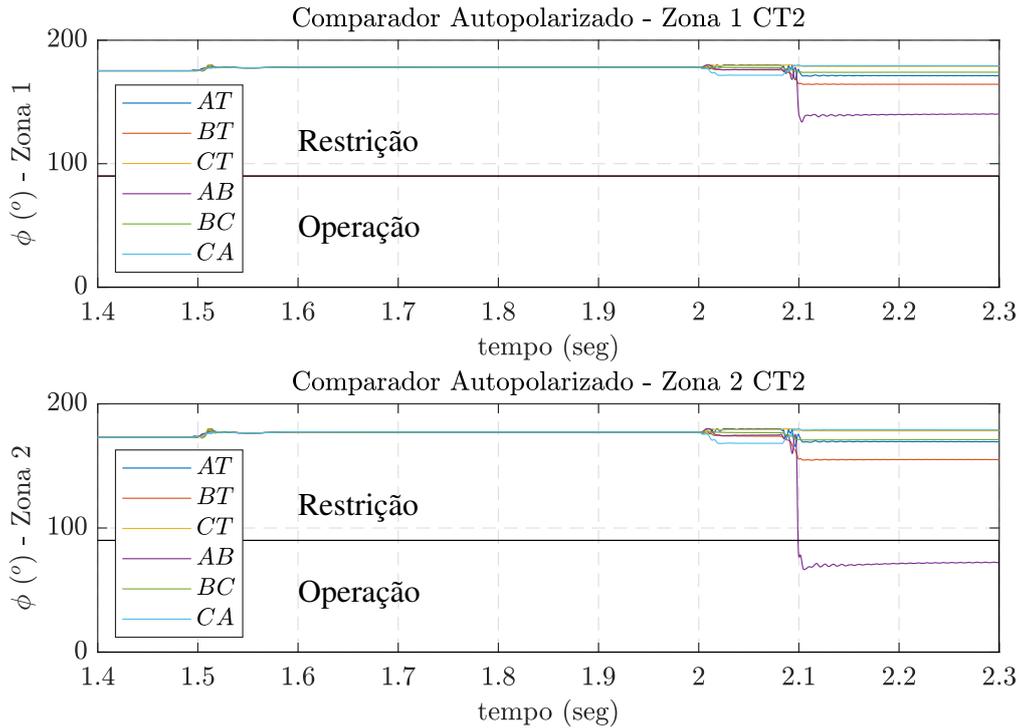


Figura 5.10. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do *CT2*, para o cenário (B) na topologia radial.

Em seguida, ocorre o curto AB no ramo inferior do sistema, em 2,08 s. Por se tratar de um curto que também envolve a fase A, ocorre um transitório em que a trajetória da impedância em *CT1* entra e sai da zona 1 para depois estabilizar-se $2,075 + 6,801j \Omega$, deslocando de 94,9492% para 82,1124% do correspondente da linha do ramo superior. Assim, esse relé prossegue apenas na segunda zona após o transitório. Já no *CT2*, observa-se a entrada da impedância AB na região das zonas MHO no diagrama R-X e na resposta do comparador, já que estabiliza ao redor de $6.978 + 5.649j \Omega$, representando um total no ramo inferior da linha de 102,7103%. Contudo, esse valor não é próximo ao previsto de 70% com relação ao comprimento do trecho monitorado pelo dispositivo de proteção. Assim, a proteção atua em *CT2* na zona 2, um atraso em relação à zona 1, que é a adequada para a localização do curto.

Em ambos os ramos de proteção, abstrai-se que o *infeed* gera uma influência na atuação da proteção, seja ele gerado por *DG1*, de 2 MW, seja por *DG3*, com 6 MW, ambos no modo V/f. Também vale destacar que a proteção no ramo superior sofre uma influência do segundo curto que ocorre no ramo inferior, em especial por envolver

a fase A, assim como a falta no ramo da proteção vinculada a $CT1$. A impedância observada indicou um novo local que se aproximou mais do esperado, em parte por uma maior corrente observada em $CT1$ proveniente do trecho inferior, que atenua o efeito *infeed* na medição.

5.3.2 Caso 04 - Anel - Cenário (B)

Nesse caso, simula-se novamente o cenário (B), com uma topologia anel para a microrrede. Ao examinar o Plano R-X da Figura 5.11, é encontrada uma impedância AT medida pelo relé em $CT1$ que aproxima-se de $6,111 + 9,077j \Omega$, representando uma parcial de 125,1841% da linha total do ramo de $CT1$, para o período de 80 ms após o primeiro curto. De maneira distinta ao caso anterior, neste intervalo de tempo, os relés de $CT1$ e $CT2$ mantêm-se em restrição, como demonstram as Figuras 5.12 e 5.13. Neste recorte, é possível comparar o comportamento dos elementos de proteção ao que foi observado no Caso 2, já que ambos possuem a mesma topologia e curto, resultando em uma impedância que estaciona fora das zonas MHO.

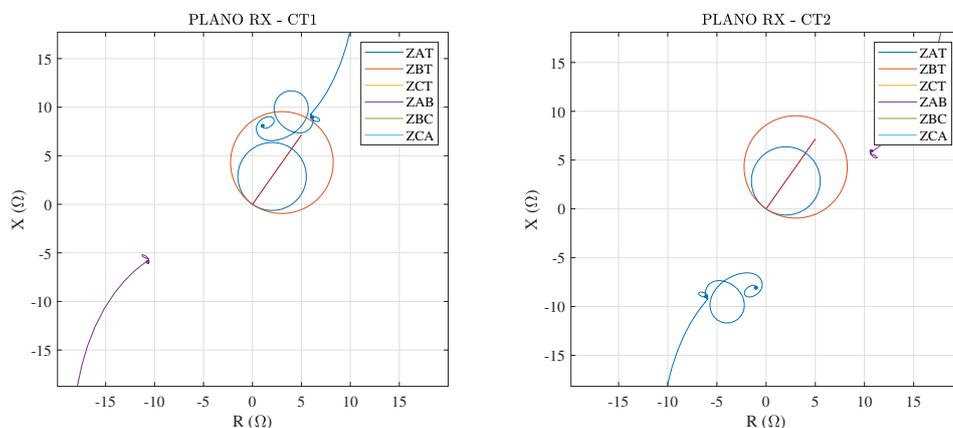


Figura 5.11. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (B) na topologia anel.

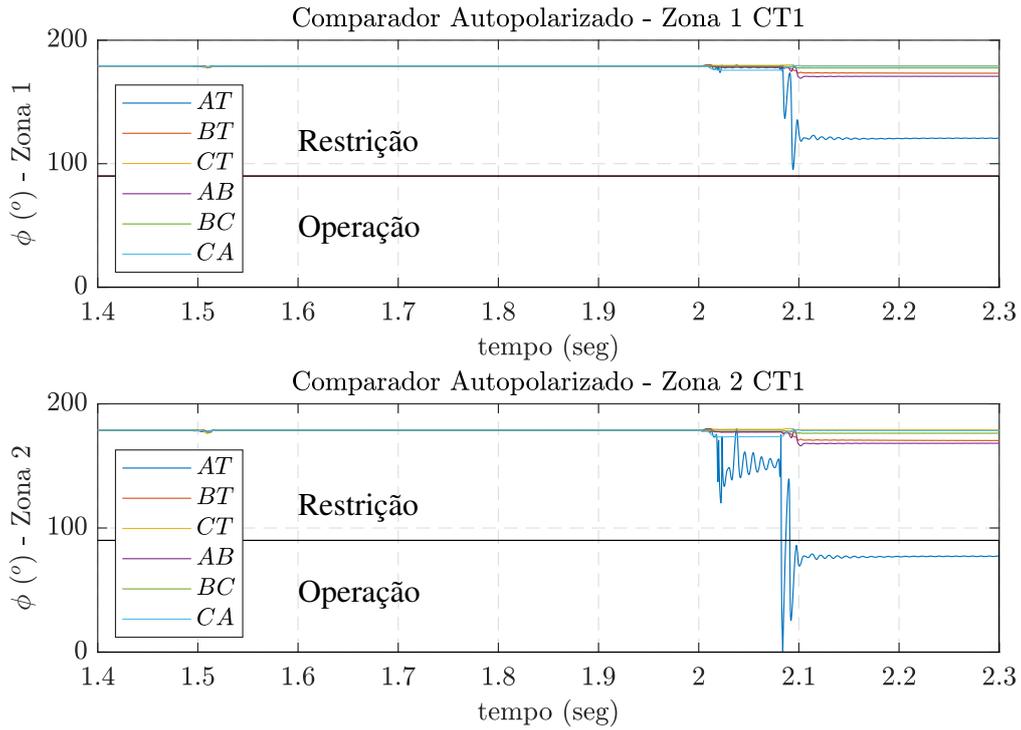


Figura 5.12. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do *CT1*, para o cenário (B) na topologia anel.

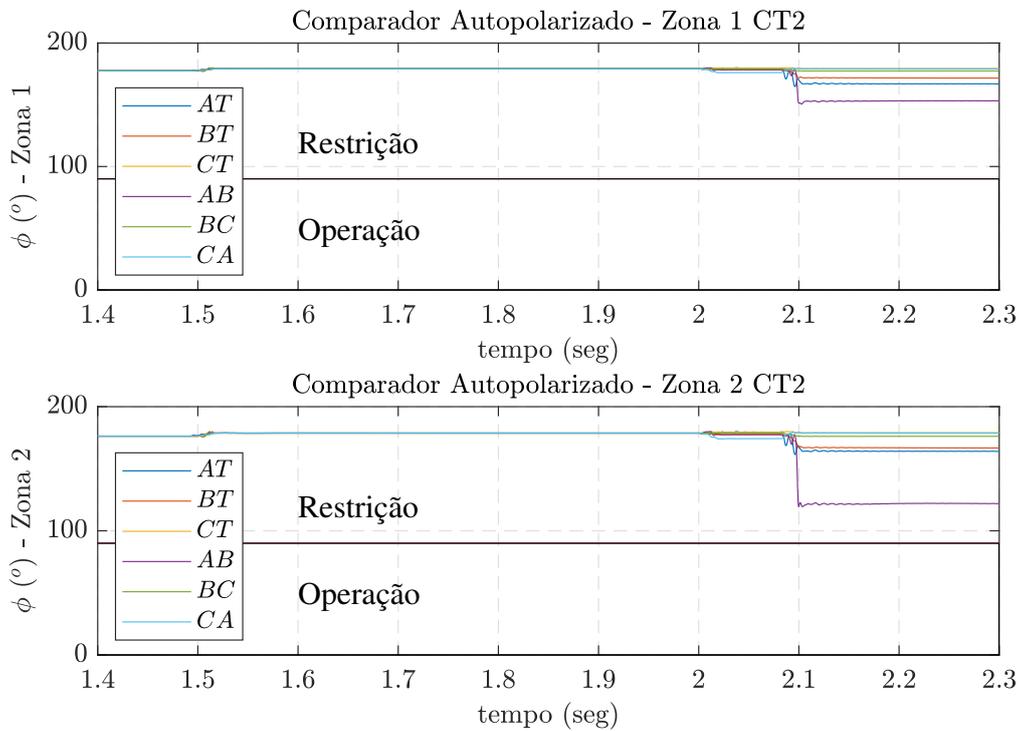


Figura 5.13. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do *CT2*, para o cenário (B) na topologia anel.

Seguindo a sequência de distúrbios para o caso, é inserido em 2,08 s um curto AB, assim como no caso anterior. Pode-se notar uma mudança no local que a impedância AB vista pelo relé *CT1* estabiliza, com seu novo valor convergindo para $2,075 + 6,801j \Omega$, deslocando de 125,1841% para 93,8303% equivalentes comprimento do ramo superior, conforme mais uma vez é visto na Figura 5.11. Partindo para o relé em *CT2*, mede-se uma aproximação de impedância AB na região das zonas MHO e no seu respectivo comparador de fases. Entretanto, ao calcular este valor de impedância, encontra-se em torno de $10,64 + 6,03j \Omega$, indicando uma distância equivalente a 139,9135% da linha para o local da falta. Dessa forma, a proteção não entra em ambas as zonas MHO do elemento do ramo inferior e, conseqüentemente, prossegue fora de operação.

Em toda a microrrede, o comportamento da proteção foi prejudicado tanto pelas correntes *infeed*, já observadas nos casos anteriores, quanto pela mudança de topologia para anel, em especial no relé do ramo inferior, que sequer entra em operação durante todo o período em estudo. A presença de contribuições provenientes da adição do caminho em *CB15* acaba afetando diretamente o comportamento de ambas as proteções, em especial pelo ramo inferior possuir uma maior geração quando comparado ao superior, uma vez que *DG3* e *DG4* operam nominalmente em 6 MW e 8 MW, ambos no modo V/f. Com essa característica do sistema, operando com a presença de curtos, sugere-se que esteja ocorrendo uma acentuação na imprecisão da atuação dos relés.

5.3.3 Caso 05 - Anel - Cenário (C)

Com o intuito de avaliar o cenário (C), na condição menos favorável, utiliza-se a topologia anel, conforme indicam os resultados dos Casos 2 e 4, em que foi simulado um curto-circuito AT em 70% do alimentador superior, seguido de uma falta AB em 70% do inferior. Para este caso, o curto-circuito AB do ramo inferior foi alterado para acontecer em 20% da linha, onde está conectado o gerador *DG3*.

Para o curto AT que ocorre em 2,00 s, é estimada pela proteção em *CT1* uma impedância de $6,07 + 9,051j \Omega$, que aponta um curto em 124,6756% da linha de distribuição, como ilustra a Figura 5.14. À vista disso, conforme é exposto pela Figura

5.15, no intervalo com somente um curto no sistema, o relé do ramo superior não entra em operação, embora fosse esperado uma atuação seguindo a primeira zona. Já em *CT2*, as impedâncias encontradas não aproximam-se suficientemente das zonas de operação, mantendo-se em restrição neste recorte de tempo, assim como demonstra a Figura 5.16.

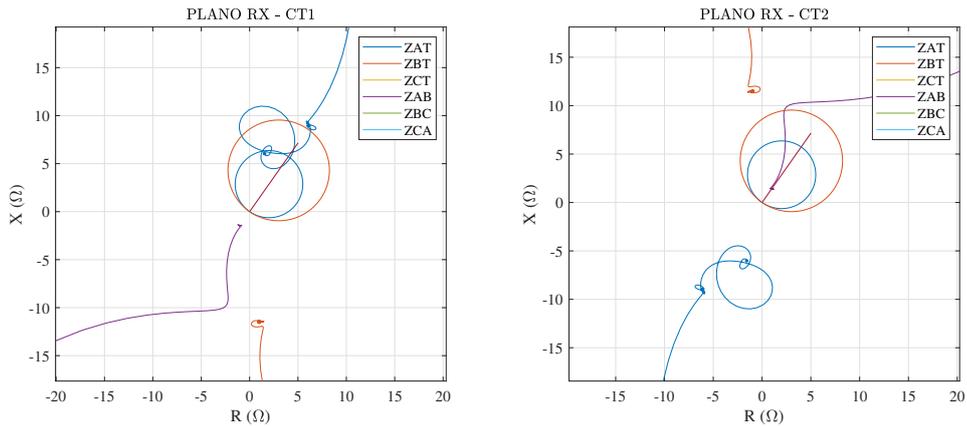


Figura 5.14. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (C) na topologia anel.

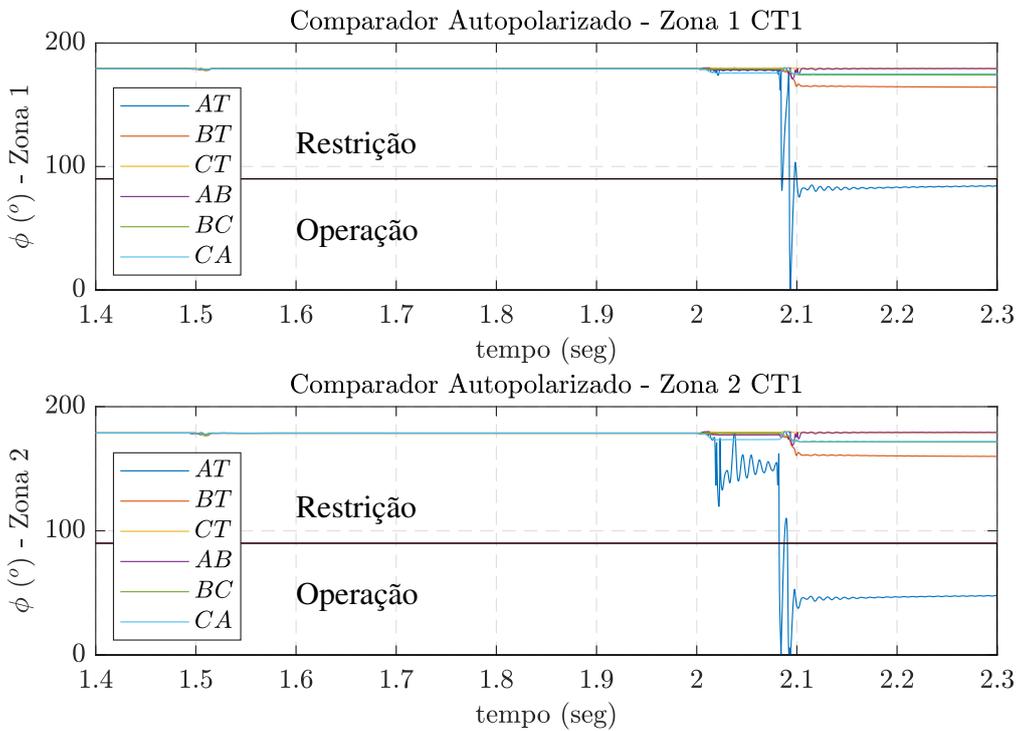


Figura 5.15. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do *CT1*, para o cenário (C) na topologia anel.

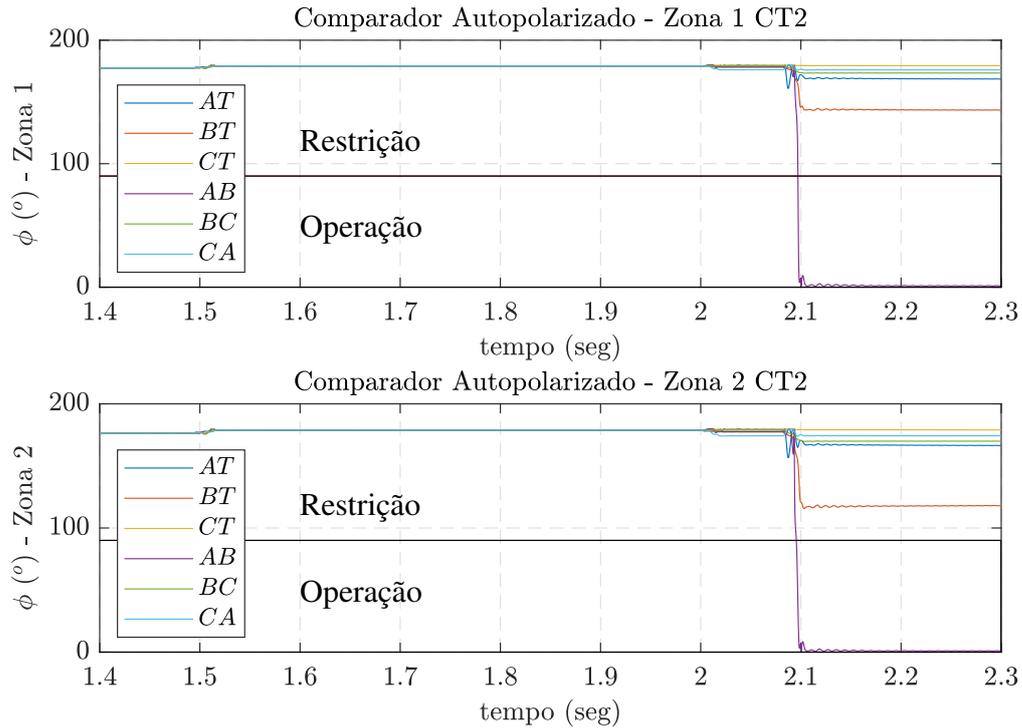


Figura 5.16. Comparador de fases para as zonas MHO 1 e 2 do CT2, para o cenário (C) na topologia anel.

Parte-se a seguir para a inclusão na microrrede de um segundo curto-circuito, dessa vez bifásico AB e em 20% da linha, no instante 2,08 s. Observando a impedância AB medida pelo elemento de distância do ramo superior, encontra-se um deslocamento em seu valor para $1,607 + 6,029j \Omega$, indicando uma mudança da estabilidade de 124,6756% para 71,3815% da linha, passando para a primeira zona de operação. Já para o relé em CT2, o valor da impedância calculada é de $1,012 + 1,447j \Omega$, apontando o local do curto em 20,2009% da linha, estacionando dentro da zona 1.

Considerando o comportamento da proteção nesse caso, infere-se que a localização do segundo curto-circuito foi o fator determinante para que a proteção apresentasse um comportamento correspondente ao real local da falta. Sua localização em 20% da linha acaba por coincidir com DG3, de 6 MW, um dos geradores que contribui para o efeito *infeed* em toda a microrrede. Por consequência, o relé em CT2 consegue indicar o local do curto com precisão e operar conforme o esperado.

Analogamente, para o ramo superior, o surgimento de um curto que também envolve a fase A, em conjunto com uma contribuição pelo lado a jusante do curto, acaba

por influenciar na resposta da proteção. É possível visualizar na Figura 5.14, especificamente no Plano R-X obtido com *CT1*, que a impedância AT adentra a zona de proteção esperada após o curto-circuito AB, ainda que com um certo atraso ao surgimento do primeiro curto e mantendo-se próximo do limiar de operação.

5.4 CASO 06 - ANEL - RESISTÊNCIA DE FALTA EM 1, 10 E 30 Ω - CENÁRIO (D)

Nesse caso um novo parâmetro é adicionado como variado, sendo este a resistência de falta. Busca-se avaliar a influência na função de proteção para diferentes valores de impedância. Vale destacar que para todos os casos anteriores, a resistência de falta utilizada para as simulações foi de 0,01 Ω . Dessa forma, a partir do cenário (D), varia-se a resistência de falta para os valores 1 Ω , 10 Ω e 30 Ω .

Na Figura 5.17, a resistência de falta correspondente a 1 Ω já é capaz de comprometer a eficiência do elemento de proteção, uma vez que ao medir o curto monofásico aplicado em 70 %, esse não entra nas zonas de proteção. Isso ocorre devido a um afastamento do valor da impedância calculada pelo relé ocasionada pelo aumento da resistência de falta. Comparando com o Caso 02, em que foi aplicado um curto monofásico, a impedância medida em *CT1* desloca-se mais para direita referente ao eixo R (Ω). Do mesmo modo, a impedância do mesmo curto vista em *CT2* também distancia-se, mas no sentido contrário do mesmo eixo, devido à polaridade no sentido reverso vista pelo relé.

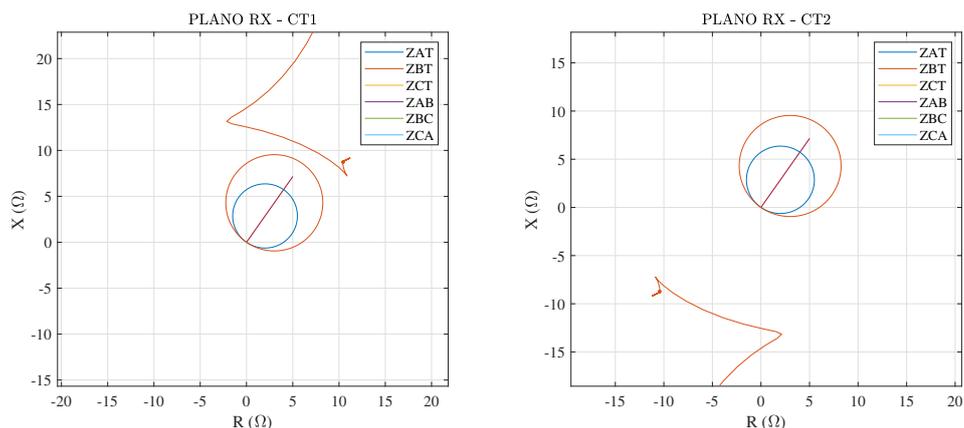


Figura 5.17. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (D) na topologia anel, com resistência de falta de 1Ω .

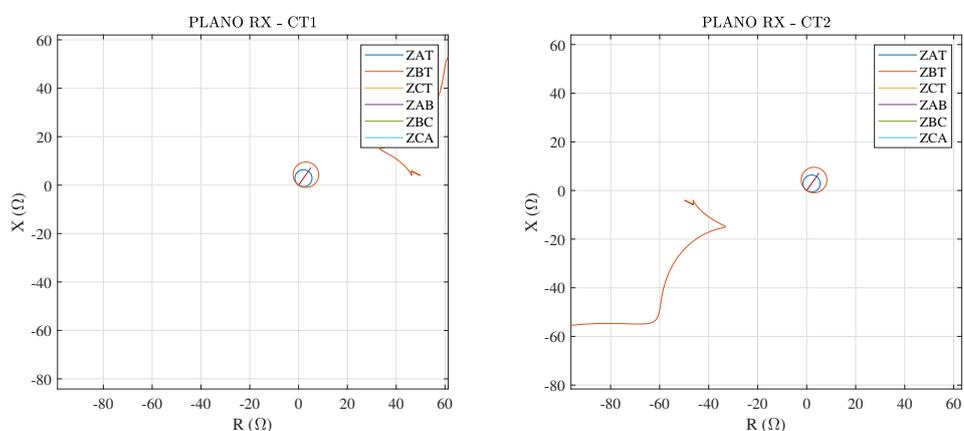


Figura 5.18. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (D) na topologia anel, com resistência de falta de 10Ω .

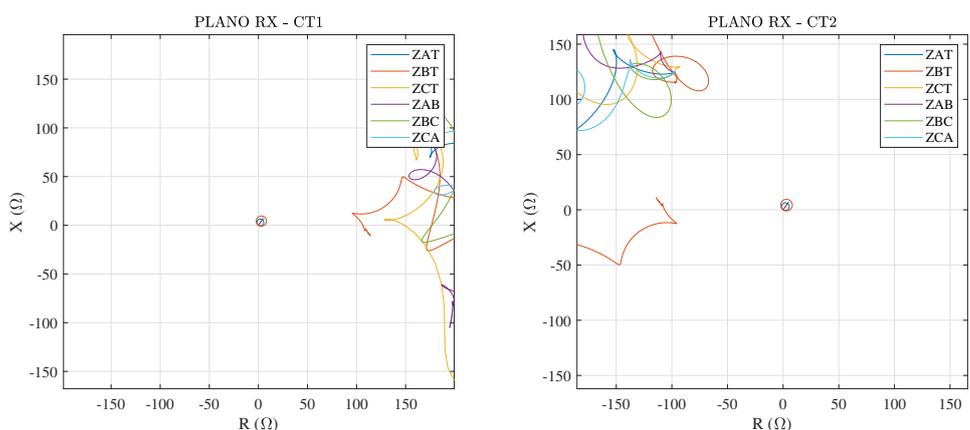


Figura 5.19. Zonas MHO do plano R-X, para o cenário (D) na topologia anel, com resistência de falta de 30Ω .

Nas Figuras 5.18 (com 10Ω) e 5.19 (com 30Ω), a impedância medida pelo relé se mantém fora das zonas de operação para os dois novos valores de resistência. Tam-

bém abstrai-se que o afastamento ocorre com um padrão proporcional ao aumento da resistência de falta definida para as simulações.

Comparando o resultado dessa análise com estudos semelhantes, o afastamento das zonas de proteção com o aumento da resistência de falta é observado em estudos de redes elétricas convencionais, em que diferentes valores de resistência de falta são estudados (LIANG *et al.*, 2019; JAGTAP; THAKRE, 2020b). Entretanto, identifica-se que o impacto negativo da resistência de falta pode ser bem mais acentuado no caso da microrrede elétrica simulada. Sugere-se que essa influência seja mais crítica devido ao tamanho das linhas de distribuição do sistema em estudo.

CONCLUSÕES

Neste trabalho, introduziu-se o contexto em que as microrredes se inserem, bem como os seus desafios voltados para sua implementação e ascensão no sistema elétrico como um todo. Um desses desafios está nas suas características de operação, que acabam por afetar os métodos de proteção para estes sistemas. Dessa forma, foi escolhida a função de proteção de distância para avaliar seu desempenho ao ser aplicada em microrredes elétricas ativas.

No Capítulo 2, os principais conceitos de microrredes elétricas foram apresentados, bem como suas características, desafios técnicos e seus principais modos de operação (*on-grid* e *off-grid*) e de controle (PQ, V/f e *droop control*). Além disso, foi apresentada a fundamentação teórica da função de proteção de distância em relés, com o intuito de compreender a resposta do diagrama R-X em conjunto com o comparador de fases.

Com relação ao Capítulo 3, realizou-se uma análise preliminar em um sistema simplificado com configuração radial para verificar o impacto dos tipos e locais de curto-circuito, diferentes modos de operação e modos de controle. Em adição, avaliou-se a influência da variação na quantidade e na potência nominal tanto dos DGs, quanto das cargas presentes na microrrede. Foi possível observar que o modo *off-grid* apresenta diversas inconsistências na operação da proteção, em especial quando é verificada a presença de correntes *infeed*, atrasando e até inoperando os relés quando esperado. Ademais, foi observado que o sistema no modo *off-grid* se torna instável quando os modos de controle dos geradores não permitem que a tensão e a frequência se estabilizem.

No Capítulo 4, apresentou-se a modelagem da microrrede utilizada na análise de novos cenários de curtos-circuitos simulados. Foram descritas características como a composição dos relés de proteção e a disposição de seus componentes, além dos

parâmetros das linhas de distribuição e da operação de DGs.

Concluindo, no Capítulo 5 foram simulados cenários em que analisaram-se diferentes características do sistema operando com faltas, como a topologia do sistema, curtos simultâneos, locais do curto-circuito e resistência de falta. Concluiu-se que a topologia do sistema afeta diretamente a operação da proteção de distância, sendo anel o caso em que o relé comportou-se de forma menos adequada. Além disso, a presença de curtos simultâneos no sistema interfere diretamente na atuação da proteção, uma vez que estes podem alterar a resposta da proteção quando em locais distintos, a depender das fases envolvidas e se sua localização sofre ou não influência do efeito *infeed*. Por fim, com base em trabalhos semelhantes, validou-se que a resistência de falta acaba prejudicando diretamente na medição da impedância por parte dos relés, posicionando-os fora de qualquer zona de proteção prevista, em razão do comprimento reduzido das linhas de distribuição.

Com base neste trabalho, os seguintes assuntos podem ser foco de trabalhos futuros:

- Desenvolver uma estratégia de proteção complementar que solucione os desafios da proteção de distância em microrredes.
- Realizar um estudo de estabilidade dinâmica para conhecer os limites de operação.
- Explorar em detalhes os níveis de curto-circuito proveniente das fontes conectadas por conversores a depender de seus modos de operação.
- Avaliar o desempenho de outras funções de proteção tradicionalmente utilizadas em sistemas de potência.
- Investigar a influência de bancos de baterias na resposta dos sistemas de proteção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALTAF, M. W.; ARIF, M. T.; ISLAM, S. N.; HAQUE, M. E. Microgrid protection challenges and mitigation approaches-a comprehensive review. *IEEE Access*, IEEE, 2022. Citado na página 3.
- BEHESHTAEIN, S.; CUZNER, R.; SAVAGHEBI, M.; GUERRERO, J. M. Review on microgrids protection. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Wiley Online Library, v. 13, n. 6, p. 743–759, 2019. Citado na página 1.
- CABANA-JIMÉNEZ, K.; CANDELO-BECERRA, J. E.; SANTOS, V. S. Comprehensive analysis of microgrids configurations and topologies. *Sustainability*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 14, n. 3, p. 1056, 2022. Citado na página 9.
- FAN, L. *Control and dynamics in power systems and microgrids*. [S.l.]: CRC Press, 2017. Citado 2 vezes nas páginas iv and 14.
- FERNÁNDEZ, A. E. P.; GERS, J. M.; QUINTERO, J. Challenges in microgrid protection. In: *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 3.
- FRAZAO, R. J. A. Proteção do sistema elétrico de potência. In: *Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–200. Citado na página 16.
- HAJILU, N.; GHAREHPETIAN, G.; HOSSEINIAN, S.; POURSIKANI, M.; KOHANSAL, M. Power control strategy in islanded microgrids based on vf and pq theory using droop control of inverters. In: IEEE. *2015 International Congress on Electric Industry Automation (ICEIA 2015)*. [S.l.], 2015. p. 37–42. Citado 2 vezes nas páginas 9 and 13.
- HAN, H.; LIU, Y.; SUN, Y.; SU, M.; GUERRERO, J. M. An improved droop control strategy for reactive power sharing in islanded microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 30, n. 6, p. 3133–3141, 2014. Citado na página 13.
- HARON, A. R.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H.; ZAYANDEHROODI, H. Analysis and solutions of overcurrent protection issues in a microgrid. In: IEEE. *2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*. [S.l.], 2012. p. 644–649. Citado na página 2.
- HOSSEINI, S. E.; WAHID, M. A. The role of renewable and sustainable energy in the energy mix of malaysia: a review. *International Journal of Energy Research*, Wiley Online Library, v. 38, n. 14, p. 1769–1792, 2014. Citado na página 2.
- JAGTAP, P. S.; THAKRE, M. P. Effect of infeed current and fault resistance on distance protection for teed-feed line. In: *2020 IEEE First International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6. Citado na página 23.

JAGTAP, P. S.; THAKRE, M. P. Effect of infeed current and fault resistance on distance protection for teed-feed line. In: IEEE. *2020 IEEE first international conference on smart technologies for power, energy and control (STPEC)*. [S.l.], 2020. p. 1–6. Citado na página 65.

JI, L.; ZHANG, H.; MAO, L.; SHI, J.; CAO, Z.; NI, Z.; TAO, X. Improved island microgrid fault analysis by considering the effect of dg control methods. In: IEEE. *2019 IEEE 2nd International Conference on Electronic Information and Communication Technology (ICEICT)*. [S.l.], 2019. p. 831–836. Citado 2 vezes nas páginas 10 and 11.

KASZTENNY, B.; FINNEY, D. Fundamentals of distance protection. In: *2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–34. Citado na página 19.

LIANG, Y.; LU, Z.; LI, W.; ZHA, W.; HUO, Y. A novel fault impedance calculation method for distance protection against fault resistance. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 35, n. 1, p. 396–407, 2019. Citado na página 65.

PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 21 and 22.

PENA, J. S. G. Um algoritmo para a mitigação do efeito do infeed no ajuste das zonas da função de proteção de distância. 2022. Citado 3 vezes nas páginas viii, 17, and 18.

RESE, L. *et al.* Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica. Florianópolis, 2012. Citado na página 6.

SAEED, M. H.; FANGZONG, W.; KALWAR, B. A.; IQBAL, S. A review on microgrids' challenges & perspectives. *IEEE Access*, IEEE, v. 9, p. 166502–166517, 2021. Citado 2 vezes nas páginas iv and 7.

SARWADE, A. N.; KATTI, P.; GHODEKAR, J. Adaptive solutions for distance relay settings. In: *2010 Conference Proceedings IPEC*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 493–498. Citado na página 21.

SHAHGHOLIAN, G. A brief review on microgrids: Operation, applications, modeling, and control. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 31, n. 6, p. e12885, 2021. Citado na página 2.

SHAHZAD, U.; KAHROBAEE, S.; ASGARPOOR, S. Protection of distributed generation: challenges and solutions. *Energy and Power Engineering*, v. 9, n. 10, p. 614–653, 2017. Citado na página 3.

SHUAI, Z.; SUN, Y.; SHEN, Z. J.; TIAN, W.; TU, C.; LI, Y.; YIN, X. Microgrid stability: Classification and a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 58, p. 167–179, 2016. Citado na página 8.

SILVA, K. M. *et al.* Estimacão de fasores baseada na transformada wavelet para uso na proteo de distância de linhas de transmissão. Universidade Federal de Campina Grande, 2009. Citado 4 vezes nas páginas iv, 17, 18, and 22.

SOARES, R. M.; OLIVEIRA, M. E. Microrredes: o conceito através da história, incentivos e o mercado brasileiro. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Universidade Federal de Santa Maria, 2022. Citado na página 6.

ZIEGLER, G. *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*. 2nd. ed. Berlin, Germany: Siemens, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 16, 19, and 21.