

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO II**



Gabriel Machado Barbosa

**ANÁLISE DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA
DURANTE BLACK-START EM UMA MICRORREDE
CONSIDERANDO MODELO DE CARGA DINÂMICO**

Vitória-ES

Agosto/2022

Gabriel Machado Barbosa

ANÁLISE DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA DURANTE BLACK-START EM UMA MICRORREDE CONSIDERANDO MODELO DE CARGA DINÂMICO

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Gabriel Machado Barbosa, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Vitória-ES

Agosto/2022


Gabriel Machado Barbosa

ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA DURANTE BLACK-START EM UMA MICRORREDE CONSIDERANDO MODELO DE CARGA DINÂMICO

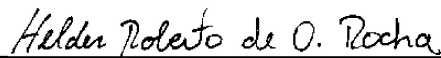
Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Gabriel Machado Barbosa, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 19 de Agosto de 2022.

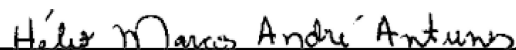
COMISSÃO EXAMINADORA:



Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



**Prof. Dr. Helder Roberto de Oliveira
Rocha**
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador



**Prof. Dr. Hélio Marcos Andre
Antunes**
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



**Prof. Msc. Nelson Henrique Bertollo
Santana**
Instituto Federal do Espírito Santo
Examinador

Vitória-ES

Agosto/2022

RESUMO

As microrredes de distribuição de energia elétrica vêm se tornando mais presentes devido à popularidade das fontes alternativas e da geração distribuída. Com esta popularidade, surgem novos desafios quanto à interação entre as microrredes e as redes principais de distribuição. O *Black start* é um procedimento para reconectar uma microrrede ilhada à uma rede de distribuição. Durante este processo de recuperação, existe uma preocupação quanto à maneira e a ordem cujos componentes são reestabelecidos na microrrede. Dentre os componentes das microrredes a serem reinseridos, estão as cargas, as quais se faz necessário uma modelagem específica dentro dos ambientes de simulação. Existem, porém, dificuldades na previsão do comportamento destas cargas dentro da microrrede, devido à sua natureza dinâmica, sendo necessária uma modelagem que corresponda o mais próximo possível ao comportamento real do componente. O objetivo deste projeto e pesquisa experimental é propor um modelo de carga dinâmica para uma microrrede e avaliar o impacto desse tipo de carga no funcionamento transitório e em regime permanente. Foi utilizado um modelo de microrrede elaborado pelo próprio autor, com elementos de geração distribuída, cargas estáticas e dinâmicas, implementado no *Simulink*. Como metodologia, foi verificado o comportamento da microrrede em regime permanente e durante a simulação de um processo de *Black Start*, utilizando métricas de qualidade da energia elétrica das diretrizes do Módulo 8 do PRODIST. Os resultados mostraram as particularidades do uso de cargas dinâmicas como modelos em microrredes e trouxeram uma visão mais detalhada das principais problemáticas ao utilizar esse tipo de modelo.

Palavras-chave: Microrredes. Geração distribuída. Modelagem de carga. Dinâmica de redes elétricas. Qualidade de energia elétrica.

ABSTRACT

Electric power distribution microgrids are becoming more present due to the popularity of alternative sources and distributed generation. With this popularity, new challenges arise regarding the interaction between microgrids and main distribution networks. *Black start* is a procedure to reconnect an islanded microgrid to a distribution grid. During this recovery process, there is a concern about the way and the order in which the microgrid components are reconnected to the main grid, so that it has minimized disturbances. Among the components of the microgrids to be reinserted are the loads, which require a specific modeling within the simulation environments. There are, however, difficulties in predicting the behavior of these loads within the microgrid, due to its dynamic nature, requiring a modeling that corresponds as closely as possible to the actual behavior of the component. The objective of this project and experimental research is to propose a dynamic load model for a microgrid and to evaluate the impact of this type of load on transient and steady-state operation. A microgrid model developed by the author was used, with elements of distributed generation, static and dynamic loads, implemented in *Simulink*. As a methodology, the behavior of the microgrid in steady state and during the simulation of a *Black Start* process was verified, using electricity quality metrics from the guidelines of Module 8 of PRODIST. The results showed the particularities of the use of dynamic loads as models in microgrids and brought a more detailed view of the main problems when using this type of model.

Keywords: Microgrids. Distributed generation. Load modeling. Dynamics of electrical grids. Quality of electric energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modos de operação típicos de uma microrrede	24
Figura 2 – Exemplo de uma topologia de planta fotovoltaica <i>On-Grid</i>	26
Figura 3 – Curva típica IxV de um painel fotovoltaico para diferentes níveis de irradiância	26
Figura 4 – Curva típica IxV de um painel fotovoltaico para diferentes temperaturas	27
Figura 5 – GMG a diesel de 500 kVA	28
Figura 6 – Topologia de Microrrede em barramento CC	28
Figura 7 – Topologia de Microrrede em barramento CA	29
Figura 8 – Faixas de tensão em relação a tensão de referência	31
Figura 9 – Regiões de sensibilidade para diferentes eventos de VTCD	37
Figura 10 – Visão geral da microrrede construída.	40
Figura 11 – Modelo do GMG a diesel utilizado na microrrede.	41
Figura 12 – Modelo do gerador fotovoltaico de 100 kW presente na biblioteca do <i>Simulink</i> ®.	42
Figura 13 – Parâmetros do modelo de motor de indução.	44
Figura 14 – Diagrama da carga não linear utilizada na microrrede.	45
Figura 15 – Diagrama da simulação do procedimento de reconexão durante o <i>Black-Start</i>	46
Figura 16 – Configuração do <i>solver</i> e parâmetros da simulação	47
Figura 17 – Frequência da microrrede durante o Cenário 1	48
Figura 18 – Impactos na frequência da microrrede devido à reconexão dos elementos no Cenário 1	49
Figura 19 – Frequência da microrrede durante o Cenário 2	50
Figura 20 – Impactos na frequência da microrrede devido à reconexão dos elementos no Cenário 2	51
Figura 21 – Diferenças entre o Cenário 1 e o Cenário 2 para o comportamento da frequência a partir de 2,5 segundos	52
Figura 22 – Impactos na frequência da microrrede devido à reconexão dos elementos (motor partindo a vazio em $t = 2,1$ segundos)	53
Figura 23 – Tensão de operação em regime permanente - Cenário 1	54
Figura 24 – Tensão de operação em regime permanente - Cenário 2	54
Figura 25 – VTCD durante chaveamento da carga estática 1	55
Figura 26 – VTCD durante chaveamento do gerador fotovoltaico	56
Figura 27 – Tensão de operação da microrrede durante a comutação em $t = 2,5$ segundos para ambos cenários	57
Figura 28 – Fator de potência da microrrede - Cenário 1	59

Figura 29 – Fator de potência da microrrede - Cenário 2	59
Figura 30 – Distorções harmônicas até ordem 40 - Cenário 1	61
Figura 31 – Distorções harmônicas até ordem 40 - Cenário 2	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Faixas de classificação de tensão em regime permanente, sistemas atendidos em tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV	31
Tabela 2 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)	34
Tabela 3 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão	34
Tabela 4 – Cargas estáticas utilizadas na microrrede.	43
Tabela 5 – Indicador de desequilíbrio de tensão para as simulações	58
Tabela 6 – Fator de potência em regime - Cenário 1 e 2	60
Tabela 7 – Indicadores de distorção harmônica em regime permanente - Cenário 1	60
Tabela 8 – Indicadores de distorção harmônica em regime permanente - Cenário 2	61

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação das variações de tensão de curta duração	36
Quadro 2 – Fatores de ponderação e Fator de impacto base de acordo com tensão nominal (V_n)	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
TWh	<i>Terawatt-hora</i>
MW	<i>Megawatt</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>
GMG	<i>Grupo Moto Gerador</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
VTCD	<i>Variação de Tensão de Curta Duração</i>
kV	<i>Kilovolt</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
Hz	<i>Hertz</i>
MVA	<i>Megavolt-ampère</i>
kW	<i>Root Mean Square</i>
W/m ²	<i>Watt por metro quadrado</i>
°C	<i>Graus Celsius</i>
HP	<i>Horse Power</i>
V	<i>Volt</i>
rpm	<i>Rotações por minuto</i>

PI	<i>Proporcional Integral</i>
Ah	<i>Ampère-hora</i>
IMT	<i>Interrupção Momentânea de Tensão</i>
EMT	<i>Elevação Momentânea de Tensão</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Potência ativa consumida
P_0	Potência ativa no instante inicial
V	Tensão na barra
V_0	Tensão na barra no instante inicial
a	Parâmetro do modelo de carga exponencial para potência ativa
Q	Potência reativa consumida
Q_0	Potência reativa no instante inicial
b	Parâmetro do modelo de carga exponencial para potência reativa
p_Z	Parâmetro do modelo de carga polinomial para fração de potência ativa com impedância constante
p_I	Parâmetro do modelo de carga polinomial para fração de potência ativa com corrente constante
p_P	Parâmetro do modelo de carga polinomial para fração de potência ativa com potência constante
q_Z	Parâmetro do modelo de carga polinomial para fração de potência reativa com impedância constante
q_I	Parâmetro do modelo de carga polinomial para fração de potência reativa com corrente constante
q_P	Parâmetro do modelo de carga polinomial para fração de potência reativa com potência constante
v_d'	Tensão interna de eixo direto do motor
T_0'	Parâmetro do modelo do motor de indução trifásico para o torque em condições iniciais
X	Parâmetro do modelo de carga dinâmico para reatância
X'	Parâmetro do modelo de carga dinâmico para reatância transitória
i_{qDM}	Corrente de eixo em quadratura do motor

ω_s	Frequência síncrona da rede elétrica
$\bar{\omega}_r$	Velocidade do motor de indução
v_q'	Tensão interna de eixo em quadratura do motor
i_{dDM}	Corrente de eixo direto do motor
H	Parâmetro do modelo dinâmico para intensidade de campo magnético
T_m	Torque mecânico
T_{el}	Torque eletromagnético
v_{dIM}	Tensão terminal de eixo direto do motor
v_{qIM}	Tensão terminal de eixo em quadratura do motor
R_s	Parâmetro do modelo para resistência do estator do motor de indução
m	Parâmetro do modelo dinâmico correspondente à relação do torque mecânico com velocidade
T_R	Tensão de referência
Δ_{ADINF}	Variação de tensão adequada para o limite inferior
Δ_{ADSUP}	Variação de tensão adequada para o limite superior
Δ_{PRSUP}	Variação de tensão precária para limite superior
Δ_{PRINF}	Variação de tensão precária para limite inferior
TL	Tensão de leitura
FP	Fator de potência
$DTT\%$	Distorção harmônica total de tensão
$DTT_P\%$	Distorção harmônica total de tensão para componentes pares não múltiplas de 3
$DTT_I\%$	Distorção harmônica total de tensão para componentes ímpares não múltiplas de 3
$DTT_3\%$	Distorção harmônica total de tensão para componentes múltiplas de 3
$DTT_{95}\%$	Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5% das leituras
$DTT_P\%$	Valor do indicador $DTT_P\%$ que foi superado em apenas 5% das leituras

$DTT_1\%$	Valor do indicador $DTT_1\%$ que foi superado em apenas 5% das leituras
$DTT_3\%$	Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5% das leituras
V_h	Tensão harmônica de ordem h
V_1	Tensão fundamental
h	Ordem harmônica
h_{max}	Ordem harmônica máxima
h_p	Ordem harmônica máxima par
h_i	Ordem harmônica máxima ímpar
h_3	Ordem harmônica máxima múltipla de 3
V_n	Tensão nominal de atendimento
$FD\%$	Fator de desequilíbrio de tensão
$FD95\%$	Valor do fator de desequilíbrio de tensão que foi superado em apenas 5% das leituras
β	Parâmetro de cálculo do fator de desequilíbrio de tensão
V_{ab}	Tensão entre fases A e B
V_{bc}	Tensão entre fases B e C
V_{ca}	Tensão entre fases C e A
V_e	Amplitude da tensão do evento de VTCD
Δt_e	Duração do evento de VTCD
f_e	Frequência de ocorrência de eventos VTCD
FI	Fator de impacto
FI_{BASE}	Fator de impacto base
V_{res}	Tensão residual do evento de VTCD
V_{ref}	Tensão de referência para o evento de VTCD
t_f	Instante final do evento de VTCD
t_i	Instante inicial do evento de VTCD

n	Quantidade de eventos VTCD durante o período de avaliação
f_{ei}	Frequência de ocorrência de eventos VTCD para cada região i
f_{pond_i}	Fator de ponderação para cada região de sensibilidade i

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Organização do trabalho	18
1.2	Objetivos	19
1.2.1	Objetivos Específicos	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	Modelagem de Carga	20
2.1.1	Modelos Estáticos	20
2.1.1.1	Modelo Exponencial	21
2.1.1.2	Modelo Polinomial	21
2.1.2	Modelos Dinâmicos	22
2.1.2.1	Modelo do Motor de Indução Trifásico	22
2.2	Microrredes	23
2.2.1	Modos de operação	23
2.2.1.1	<i>Black-start</i>	25
2.2.2	Geração distribuída em Microrredes	25
2.2.2.1	Geração Fotovoltaica	25
2.2.2.2	GMG - Grupo Moto Gerador	27
2.2.3	Topologias	28
2.3	Qualidade da Energia Elétrica	30
2.3.1	Variação de tensão em regime permanente	30
2.3.2	Fator de Potência	32
2.3.3	Distorções Harmônicas	32
2.3.4	Desequilíbrio de Tensão	34
2.3.5	Variação de Frequência	35
2.3.6	Variação de tensão de curta duração (VTCD)	35
3	METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO	38
3.1	Metodologia	38
3.2	Etapas de Desenvolvimento	38
3.3	Construção da Microrrede	39
3.3.1	Geração Distribuída	40
3.4	Cargas	42
3.5	Simulação do processo de <i>Black-Start</i>	45
3.6	Coleta dos resultados	47

4	RESULTADOS	48
4.1	Variação de frequência	48
4.2	Variação de tensão em regime permanente	53
4.3	VTCD	55
4.4	Desequilíbrio de Tensão	58
4.5	Fator de potência	58
4.6	Distorções Harmônicas	60
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	63
5.1	Conclusão	63
5.2	Trabalhos futuros	64
	REFERÊNCIAS	65

1 INTRODUÇÃO

Os impactos ambientais causados pela geração de energia são pauta de urgência nos dias atuais. Dentre eles, pode-se citar o aquecimento global, agravado pela queima de combustíveis fósseis nas termelétricas. Existe, portanto, uma preocupação para que os países transicionem suas matrizes de energia elétrica para ter, em sua maior parte, fontes renováveis, como por exemplo, energia solar e eólica. Desta forma, muitos consumidores residenciais e industriais optam por gerar energia próximo ou em seus próprios locais de consumo, com uma proposta de economizar na fatura de energia elétrica e realizar um papel importante na conservação do meio ambiente. No Brasil, de acordo com EPE (2022), em 2021, a geração solar atingiu 16,8 TWh na composição da oferta interna de energia elétrica do país, o que representou um avanço de 55,9% em relação ao ano anterior. Com a popularização do uso de fontes renováveis de energia, surgem novas dificuldades e desafios, demandando estudo e técnicas para realizar o interfaceamento entre a rede principal de distribuição de energia elétrica e as microrredes formadas pelas fontes provenientes da geração distribuída.

Segundo ANEEL (2015), uma microrrede é uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída. Havendo algum problema na rede principal, as microrredes podem se desconectar e se manter funcionando de maneira isolada. Existem, no entanto, preocupações quanto ao restabelecimento da conexão entre a microrrede e o sistema de distribuição principal. A reinserção da microrrede ao sistema após parada total é denominada *Black Start* (ONS, 2020). Durante este procedimento, é necessário que haja uma lógica de otimização para a recomposição dos elementos da microrrede, com a intenção de minimizar os distúrbios, para depois se reconectar com a rede principal. Para tal, podem ser utilizadas simulações computacionais a fim de reproduzir e validar o comportamento da microrrede durante o restabelecimento integral, juntamente com o mecanismo e a ordem de reconexão de cada elemento.

Em se tratando dos elementos a serem reinseridos, destacam-se as cargas elétricas, cuja modelagem matemática pode ser feita de maneira estática ou dinâmica e, de acordo com Ricciardi (2015), modelos de carga adequados são fundamentais para estudos tanto em sistemas de transmissão quanto em sistemas de distribuição de energia elétrica. A modelagem das cargas dentro de uma microrrede se torna uma aplicação de considerada importância, visto que o procedimento do *Black Start* lida com situações nas quais se exige um grau de precisão na reinserção dos elementos para que os distúrbios causados não inviabilizem a reconexão.

No contexto de modelagem de carga, a modelagem estática é mais indicada em situações as quais ocorrem pequenas variações de tensão e frequência, as quais o regime permanente é alcançado rapidamente (FARDIN; ENCARNACAO; BRUNORO, 2016). No que se refere a transitórios elétricos, a modelagem dinâmica se torna necessária para a análise do sistema pois permite o estudo da estabilidade do mesmo (FARDIN; ENCARNACAO; BRUNORO, 2016). Ademais, o uso de modelos dinâmicos de carga está comumente associado a estudos dinâmicos, categoria onde se enquadra a proposta de simulação e reprodução computacional do procedimento de reinserção da microrrede (RICCIARDI, 2015).

Em Monteiro (2021), foi realizado um trabalho sobre otimização multiobjetivo do procedimento de *Black Start* em microrredes, utilizando como modelo para a microrrede, uma adaptação dos alimentadores 13 e 34 nós da IEEE. Contudo, as cargas dos alimentadores são apresentadas utilizando modelos estáticos. Tal contexto traz uma das motivações deste trabalho, que é avaliar a estabilidade e qualidade da distribuição de energia em uma microrrede que apresenta um modelo dinâmico de carga.

Em se tratando dos métodos de avaliação de desempenho da microrrede, serão utilizadas como base algumas diretrizes do Módulo 8 do PRODIST, que estabelecem os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição, no que se refere à qualidade do produto, à qualidade do serviço e à qualidade comercial (ANEEL, 2021). Tais diretrizes definem os fenômenos relacionados à qualidade do serviço e estabelecem metodologias para a apuração dos indicadores de continuidade. Os fenômenos cujos indicadores serão utilizados para avaliação neste projeto serão: fator de potência, distorção harmônica, variação de frequência, variação de tensão em regime permanente e variação de tensão de curta duração.

Desta maneira, este trabalho tem a proposta de avaliar o desempenho de uma microrrede que utiliza um modelo de carga dinâmica, a fim de explorar o comportamento em regime permanente e transitório e as dificuldades envolvidas no processo de simulação do comportamento transitório de uma microrrede.

1.1 Organização do trabalho

Este trabalho foi estruturado em capítulos para facilitar a organização das informações. No Capítulo 2 é apresentado o referencial teórico no qual o projeto foi fundamentado, enquanto no Capítulo 3 é explicitada a metodologia e as etapas de desenvolvimento. Por fim, o Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos e no Capítulo 5 são apresentadas conclusões sobre os resultados e sugestões de trabalhos futuros para complementar o tema de estudo.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste projeto de graduação é avaliar o desempenho de uma microrrede sob a ótica de modelos de carga dinâmicos, de maneira que possam se explicitar os efeitos da implementação deste tipo de modelo no funcionamento da microrrede em transitórios e em regime permanente. O estudo foi feito utilizando um modelo de microrrede desenvolvido no ambiente de simulação computacional *Simulink*.

1.2.1 Objetivos Específicos

Como forma de contribuir para o objetivo geral do projeto, os objetivos específicos listados a seguir compõem o desenvolvimento deste trabalho:

- Construir um modelo de simulação de uma microrrede com diversidade suficiente para servir de plataforma de estudos sobre distribuição de energia;
- Incluir os efeitos da utilização de modelos dinâmicos nas simulações de microrredes, avaliando as métricas de qualidade da energia elétrica da microrrede desenvolvida.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão apresentados as principais referências teóricas que foram utilizadas na elaboração deste trabalho, contando com uma introdução sobre modelos de carga, caracterização de modelos estáticos e dinâmicos, um panorama geral sobre o funcionamento de microrredes e seus elementos principais e uma seção tratando sobre a Qualidade da Energia Elétrica sob a ótica das principais diretrizes do Módulo 8 do PRODIST.

2.1 Modelagem de Carga

De acordo com Ricciardi (2015), um modelo de carga é uma representação matemática da relação entre a tensão (magnitude e frequência) da barra onde é ligada a carga e a injeção de potência (ativa e reativa) ou de corrente naquela barra e o processo de modelagem consiste na determinação de uma expressão matemática com os respectivos parâmetros associados que melhor representam a injeção de potência na barra em função da tensão (magnitude e/ou frequência) da barra nas condições operacionais do sistema em questão.

Ainda segundo Ricciardi (2015), os modelos de carga podem ser divididos em duas categorias: modelos estáticos e modelos dinâmicos. A principal diferença entre os modelos se dá na expressão da relação entre tensão e potência: nos modelos estáticos o equacionamento é feito através de funções algébricas, enquanto nos modelos dinâmicos é necessário levar em consideração nos cálculos o histórico de valores das variáveis envolvidas, sendo o equacionamento descrito através de equações diferenciais ou a diferenças.

2.1.1 Modelos Estáticos

Os principais modelos matemáticos de representação de cargas estáticas são o modelo exponencial e o modelo polinomial.

2.1.1.1 Modelo Exponencial

Este modelo descreve a potência (P,Q) consumida pelas barras em função da tensão através da Equação 2.1 e 2.2.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \quad (2.1)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b \quad (2.2)$$

onde V é a tensão na barra, V_0 , P_0 e Q_0 são a tensão na barra, potência ativa e potência reativa, respectivamente, nos instantes iniciais da operação. Os parâmetros deste modelo são as variáveis a e b .

2.1.1.2 Modelo Polinomial

O modelo polinomial, também conhecido como modelo ZIP, é apresentado nas Equações 2.3 e 2.4 e pode ser obtido a partir do modelo exponencial, agregando termos com expoentes iguais a 0, 1 e 2 representando cargas com características de potência, corrente ou impedância constantes, respectivamente (FARDIN; ENCARNACAO; BRUNORO, 2016).

$$P = P_0 \left[p_Z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_I \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_P \right] \quad (2.3)$$

$$Q = Q_0 \left[q_Z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_I \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_P \right] \quad (2.4)$$

onde os coeficientes p_Z , p_I , p_P , q_Z , q_I e q_P representam a fração de impedância, corrente e potência constante na caracterização da potência da carga.

2.1.2 Modelos Dinâmicos

Segundo Ricciardi (2015), o modelo do motor de indução trifásico é o mais comumente utilizado dentre os modelos dinâmicos de carga existentes. Devido sua praticidade e generalidade, será o modelo dinâmico presente no desenvolvimento deste projeto.

2.1.2.1 Modelo do Motor de Indução Trifásico

Para este projeto, será usado o modelo de gaiola simples, que, de acordo com Ricciardi (2015) apresenta um bom compromisso entre nível de detalhamento e complexidade, e é descrito pelas Equações 2.5, 2.6 e 2.7 a seguir:

$$\dot{v}'_d = \frac{1}{T_0} \cdot (-\dot{v}'_d + (X - X') \cdot i_{qIM}) + \omega_s \cdot (1 - \bar{\omega}_r) \cdot v'_q \quad (2.5)$$

$$\dot{v}'_q = \frac{1}{T_0} \cdot (-\dot{v}'_q + (X - X') \cdot i_{dIM}) - \omega_s \cdot (1 - \bar{\omega}_r) \cdot v'_d \quad (2.6)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{2H} \cdot (T_m - T_{el}) \quad (2.7)$$

onde T_0 representa o torque inicial, v'_q é a tensão interna de eixo em quadratura, v'_d é a tensão interna de eixo direto, H é a constante de inércia, T_m é o torque mecânico e X' é a reatância transitória do motor de indução. O módulo da tensão terminal é representado pelas variáveis v_{dIM} e v_{qIM} , enquanto a fase é determinada por ω_s . Sendo i_{dIM} , i_{qIM} e T_{el} variáveis auxiliares na formulação do modelo, pode-se simplificar a representação, obtendo a Equação 2.8 e a representação em matriz de estados em 2.9:

$$v'_d + j \cdot v'_q = (R_s + jX') \cdot (i_{dIM} + j \cdot i_{qIM}) + (v_{dIM} + j \cdot v_{qIM}) \quad (2.8)$$

$$\begin{bmatrix} v'_d \\ v'_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -X' \\ X' & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{dIM} \\ i_{qIM} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{dIM} \\ v_{qIM} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

onde R_s é a resistência do estator do motor de indução. O torque mecânico, T_m , é tido como uma variável auxiliar implícita, e pode ser modelado em função da velocidade do

motor, \bar{w}_r . Como a carga mecânica tem uma dependência com a velocidade, esta relação é expressa utilizando-se as mesmas relações do modelo estático exponencial ou polinomial, como nas Equações 2.10 e 2.11:

$$T_m = T_0 \cdot (\dot{\bar{w}}_r)^m \quad (2.10)$$

$$T_m = T_0 \cdot [A \cdot \bar{\omega}_r^2 + B \cdot \bar{\omega}_r + C] \quad (2.11)$$

Portanto, o modelo do motor de indução de gaiola possui as variáveis de estado v'_d , v'_q e \bar{w}_r e parâmetros R_s , X , X' , T_0 , H e m .

2.2 Microrredes

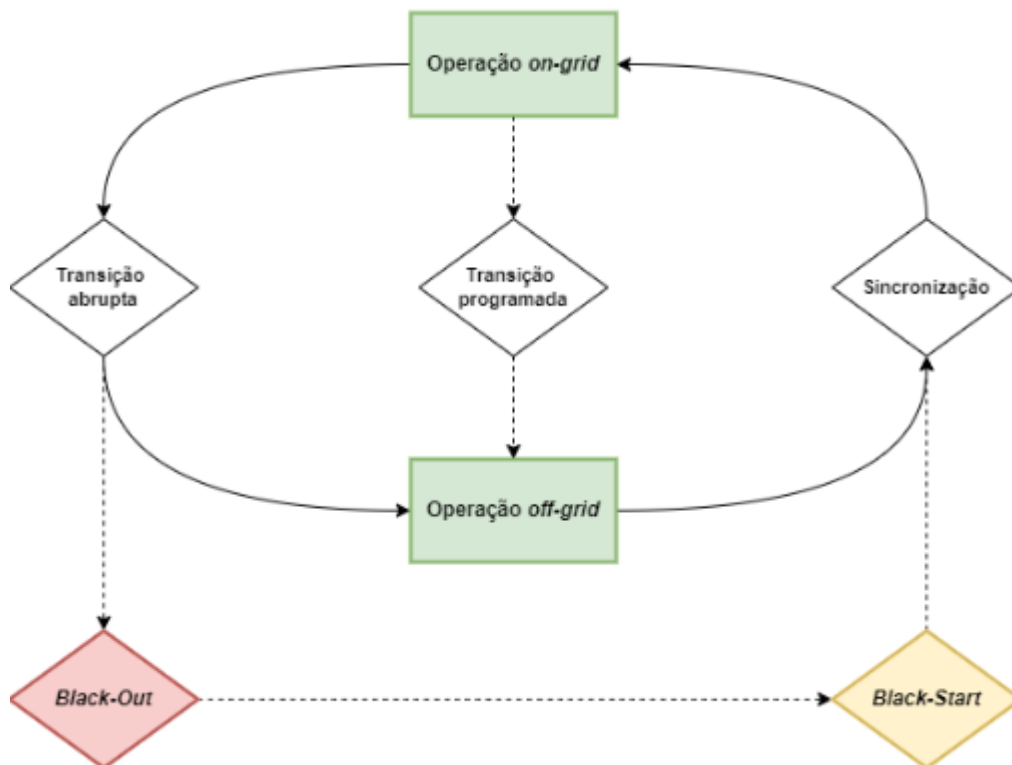
Em um cenário onde a geração distribuída vem se tornando mais popular, justifica-se, nos dias atuais, o crescente interesse por sistemas alternativos de fornecimento de energia elétrica. Nesse sentido, as microrredes compõem uma grande parte dos estudos nesta área. Uma microrrede, segundo ANEEL (2015), é uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar de maneira independente ou isolada do sistema de distribuição disponibilizado pelas concessionárias de energia. As microrredes contam com elementos de geração distribuída, que podem ser provenientes de fontes renováveis de energia quanto fontes não renováveis. Além disso, também faz parte da composição de uma microrrede: cargas, elementos armazenadores, controladores e outros equipamentos.

2.2.1 Modos de operação

Segundo Silva (2014), pode-se dividir a operação de uma microrrede em três modos, sendo eles: conectada à rede, modo de ilha e modo de sincronização/reconexão. A Figura 1 ilustra o comportamento típico de uma microrrede no que tange aos modos de operação e transições.

O modo de operação normal compreende o regime cuja microrrede permanece conectada à rede, podendo, de acordo com a necessidade de suas cargas, absorver ou fornecer potência para a rede.

Figura 1 – Modos de operação típicos de uma microrrede



Fonte: Produção do próprio autor

Numa eventual falha da rede principal, seja devido a distúrbios como curto-circuitos, acidentes ou falhas operacionais, faz-se necessária a transição da microrrede para o modo de ilhamento. Caso o sistema de controle não consiga sanar o problema via medidas de correção, pode ocasionar um colapso do sistema. A partir deste fenômeno, o reestabelecimento da microrrede pode ser realizado via *Black-Start* (MONTEIRO, 2021).

Ao se reestabelecer o funcionamento normal da rede principal, a microrrede pode, então, iniciar o processo de sincronização e reconexão, sendo necessária a habilidade de manter o sincronismo durante o processo de reconexão. Para tal, as diferenças nos níveis de frequência, tensão e defasamento angular entre a rede principal e a microrrede devem ser mínimos (SILVA, 2014).

2.2.1.1 *Black-start*

De acordo com ONS (2020), o *Black-Start* é a possibilidade de uma unidade geradora de reestabelecer sua operação, a partir de uma interrupção total, independente de uma fonte externa. Em Monteiro (2021), é levantada a questão do *Black-Start* em microrredes, sendo considerada a utilização de unidades de geração cujos geradores não dependem de fontes primárias de energia como propícias a atuar como unidades de *Black-Start*, promovendo suporte sem depender de fontes externas à microrrede. Um exemplo destas unidades é o GMG - Grupo moto gerador.

Ressalta-se que, segundo Carneiro (2017), ainda não há procedimento unificado de *Black-Start* para microrredes, de maneira que é necessário ainda um aprofundamento do tema em questão e mais pesquisas para determinar procedimentos e ações que otimizem o processo de *Black-Start* dentro do âmbito das microrredes.

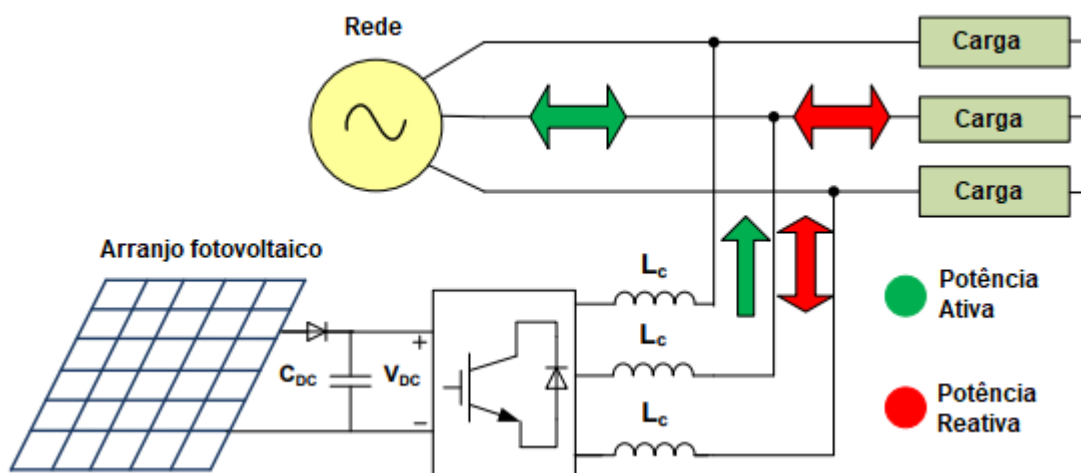
2.2.2 Geração distribuída em Microrredes

De acordo com Monteiro (2021), uma característica importante das microrredes é a presença de geração mais próxima ao consumo, onde as unidades de geração distribuídas possuem considerada versatilidade, podendo ser compostas de fontes renováveis de energia ou baseadas em combustíveis fósseis.

2.2.2.1 Geração Fotovoltaica

A geração de energia fotovoltaica é dada por meio do uso de painéis fotovoltaicos, cujo princípio de funcionamento é baseado no efeito fotoelétrico. É um tipo de geração que depende de uma fonte renovável, o que traz grande interesse para o cenário de geração de energia em âmbito mundial. Nos anos de 1980 a 1990, os módulos fotovoltaicos em sua maioria eram utilizados como fonte de alimentação para áreas remotas, porém, em torno de 1995, os avanços da indústria se concretizaram no desenvolvimento de células fotovoltaicas integradas e usinas de energia fotovoltaicas voltadas a aplicações *on-Grid* (conectadas à rede), como mostrado na Figura 2 (MOTA, 2011).

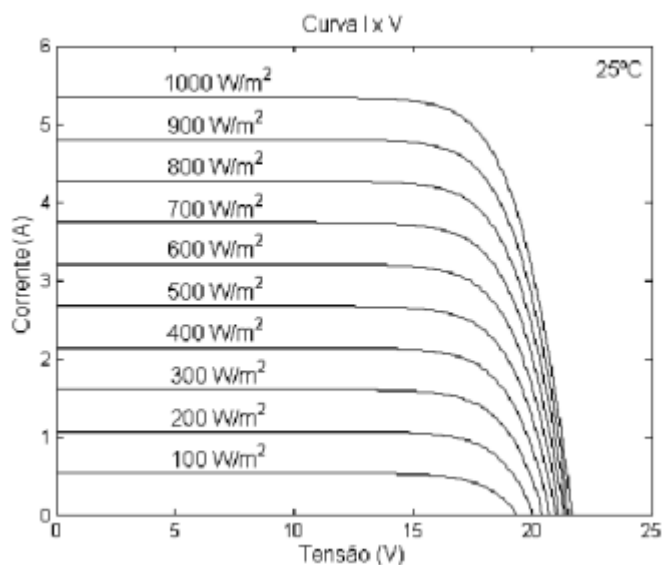
Figura 2 – Exemplo de uma topologia de planta fotovoltaica *On-Grid*



Fonte: Adaptado de Adamitis, Tsengenes e Kelesidis (2010)

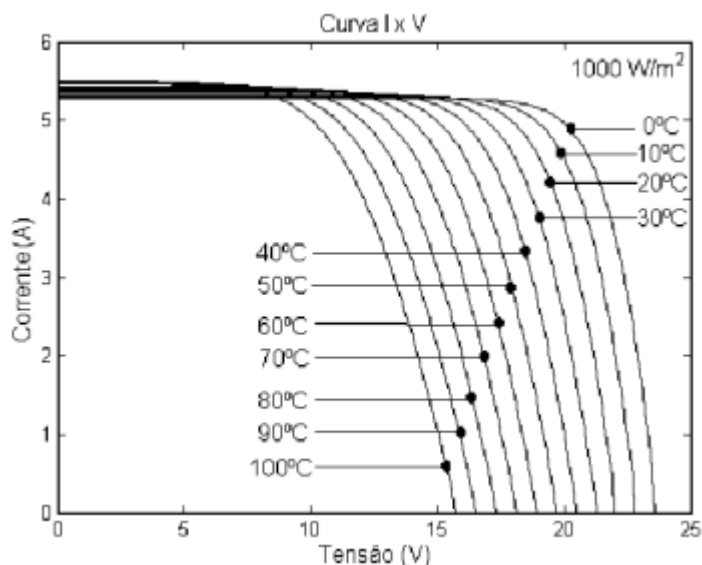
Um módulo fotovoltaico gera energia baseado no efeito fotoelétrico, e as suas características elétricas são influenciadas pela intensidade de radiação luminosa e temperatura de operação do painel (SILVA, 2014). A corrente gerada no módulo aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa e a tensão diminui com o aumento de temperatura (SILVA, 2011). Para diferentes níveis de irradiância e temperatura, a Figura 3 e a Figura 4 ilustram o comportamento da tensão e corrente em um módulo fotovoltaico.

Figura 3 – Curva típica $I \times V$ de um painel fotovoltaico para diferentes níveis de irradiância



Fonte: Costa, Fardin e Vilhena (2008)

Figura 4 – Curva típica IxV de um painel fotovoltaico para diferentes temperaturas



Fonte: Costa, Fardin e Vilhena (2008)

Para que se possa aproveitar a maior parte da potência possível de um sistema fotovoltaico, surge a necessidade de utilizar sistemas de rastreamento de máxima potência, os quais são implementados usando algoritmos chamados de MPPT, *Maximum Power Point Tracking* e, dentre alguns desses algoritmos, podemos citar o *Perturb and Observe* e o *Incremental Conductance* como mais populares (SANTOS; MERCES, 2020).

2.2.2.2 GMG - Grupo Moto Gerador

Os GMGs são máquinas que se utilizam da queima de materiais combustíveis, como por exemplo o óleo diesel e o gás natural, para produzir energia elétrica. Possuem uma tecnologia de funcionamento já consolidada no mercado e, por isso, são de fácil aquisição (MONTEIRO, 2021). Apesar da sua característica poluente, estas máquinas são de alta confiabilidade já que dependem apenas da presença de combustível para garantir o fornecimento de energia elétrica, diferentemente das fontes de energia solar e eólica, por exemplo, que dependem de fatores externos. A Figura 5 ilustra um GMG típico com funcionamento à óleo diesel.

Dessa forma, os GMGs ainda possuem importante papel para garantir a segurança no fornecimento de eletricidade em algumas aplicações e, como mencionado anteriormente, são comumente utilizados como unidades *Black-Start*.

Figura 5 – GMG a diesel de 500 kVA



Fonte: Sotreq (2022)

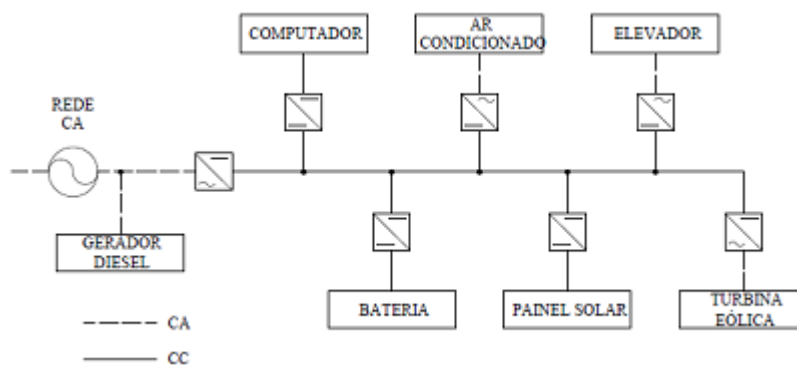
2.2.3 Topologias

As topologias de microrredes são tipicamente determinadas pelo modelo do barramento cujos elementos como cargas, fontes e conversores são conectados (MONTEIRO, 2021). Dentre as topologias usuais, podemos destacar, principalmente:

1. De Barramento CC:

A configuração da topologia de barramento CC se dá pela presença de um barramento de corrente contínua no qual os elementos da microrrede como cargas e fontes estão

Figura 6 – Topologia de Microrrede em barramento CC



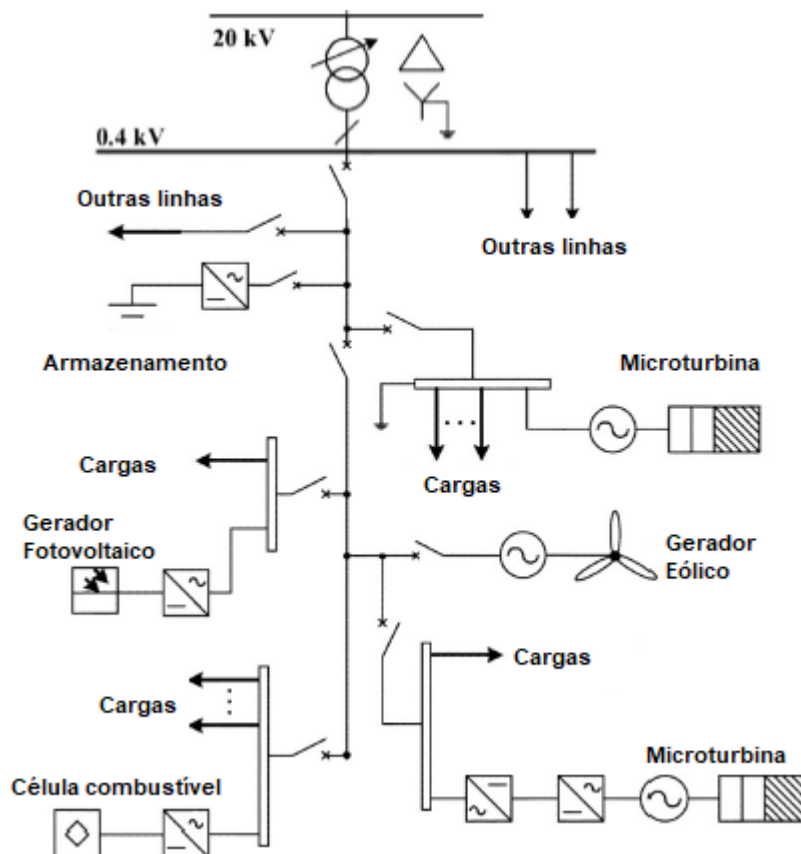
Fonte: Monteiro (2021)

conectados. O barramento CC permite que a microrrede opere com menores perdas, mas como desvantagem, necessita de diversas interfaces para elementos que operam em corrente alternada, elevando a complexidade do sistema (SILVA, 2014).

2. De Barramento CA:

Nesta topologia, as unidades de geração distribuída são interfaceadas com a microrrede através de conversores CC-CA e CA-CA e as cargas, dependendo de suas características, podem ser diretamente conectadas. A Figura 7 ilustra a configuração desta topologia.

Figura 7 – Topologia de Microrrede em barramento CA



Fonte: Adaptado de Lopes, Moreira e Madureira (2006)

2.3 Qualidade da Energia Elétrica

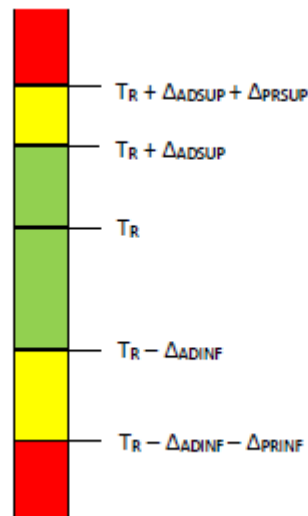
Diante do crescimento na utilização de GDs e também de sistemas híbridos, isto é, que utilizam mais de uma fonte de energia, cresce também o interesse em estudos que avaliem os impactos que a inserção destes sistemas têm na qualidade do fornecimento de energia elétrica, de maneira que procure-se sempre manter condições que atendam satisfatoriamente à necessidade de cargas e minimizem os distúrbios que possam afetar a Qualidade da Energia Elétrica (JUNIOR et al., 2019). No Brasil, o Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) regulamenta e estabelece os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição (ANEEL, 2021). Dentro do Módulo 8, são definidos os fenômenos relacionados à qualidade do produto, isto é, à conformidade da onda de tensão em regime permanente e transitório, e também à qualidade do serviço, isto é, fenômenos relacionados à continuidade do fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2021).

Dos fenômenos relacionados à operação em regime permanente, podemos destacar, principalmente: as variações de tensão em regime permanente, o fator de potência, harmônicos presentes na onda de tensão, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão e variações de frequência. Em relação aos fenômenos associados ao regime transitório, podemos evidenciar principalmente a variação de tensão de curta duração, também chamada de VTCD (ANEEL, 2021).

2.3.1 Variação de tensão em regime permanente

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, os valores de tensão em regime permanente são classificados em três categorias: adequados, precários e críticos e são baseados na tensão de referência, que deve ser a tensão nominal do sistema ou a contratada. As medições para este indicador devem ser feitas no ponto de conexão com a rede de distribuição. A Figura 8 ilustra as categorias em relação à tensão de referência, bem como os limites para cada categoria. As faixas são divididas por cores, onde a faixa verde indica a categoria adequada de tensão, correspondente ao intervalo entre $T_R - \Delta_{ADINF}$ e $T_R + \Delta_{ADSUP}$, a faixa amarela indica a categoria precária de tensão, correspondente ao intervalo entre $T_R + \Delta_{ADSUP}$ e $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou o intervalo entre $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ e $T_R - \Delta_{ADINF}$ e por fim, a faixa vermelha indica a categoria crítica de tensão, correspondendo ao intervalo dos valores acima de $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou abaixo de $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$.

Figura 8 – Faixas de tensão em relação a tensão de referência



Fonte: ANEEL (2021)

Os valores de T_R , Δ_{ADINF} , Δ_{ADSUP} , Δ_{PRSUP} e Δ_{PRINF} indicam, respectivamente, a tensão de referência, o limite inferior para variação de tensão considerada adequada, o limite superior para variação de tensão considerada adequada, o limite superior para variação de tensão considerada precária e o limite inferior para variação de tensão considerada precária.

O PRODIST dita os valores dos limiares para diversas faixas de atendimento de tensão. A Tabela 1 fornece estes limites para um sistema atendido de 2,3 kV a 69 kV, característica que se adequa a microrrede presente neste trabalho.

Tabela 1 – Faixas de classificação de tensão em regime permanente, sistemas atendidos em tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

2.3.2 Fator de Potência

O fator de potência é tido como o cosseno da diferença entre as fases de tensão e corrente, podendo variar entre zero e a unidade. Além disso, o fator de potência também é classificado em indutivo (se a corrente está atrasada em relação à tensão) e capacitivo (se a corrente está adiantada em relação à tensão). O fator de potência também é calculado pela relação entre potência ativa e potência aparente do sistema, de acordo com a Equação 2.12.

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.12)$$

O Módulo 8 do PRODIST dita que, para as unidades atendidas por tensão inferior a 230kV, o fator de potência no ponto de conexão deve respeitar os limites entre 0,92 e 1,00 indutivo ou entre 0,92 e 1,00 capacitivo.

2.3.3 Distorções Harmônicas

Distorções harmônicas são deformações nas ondas de tensão senoidal que podem ocasionar problemas em equipamentos elétricos. As distorções são ditas harmônicas quando a deformação é apresentada de maneira periódica para cada ciclo da frequência fundamental (S.M.DECKMANN; POMILIO, 2020). São fenômenos que podem ser causados por elementos que apresentam relações não lineares entre corrente e tensão, como transformadores, motores e conversores eletrônicos chaveados.

O Módulo 8 do PRODIST define os seguintes indicadores de distorções harmônicas: $DTT\%$ (distorção harmônica total de tensão), $DTT_P\%$ (distorção harmônica total de tensão para componentes pares não múltiplas de 3), $DTT_I\%$ (distorção harmônica total de tensão para componentes ímpares não múltiplas de 3) e $DTT_3\%$ (distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3).

Além dos indicadores de distorção harmônica previamente mencionados, o Módulo 8 também dita outros indicadores que são obtidos a partir de 1.008 leituras consecutivas com intervalo de 10 minutos. Estes outros 4 indicadores são os valores dos 4 indicadores anteriores que foram superados em apenas 5% das medições, são eles: $DTT_{95\%}$, $DTT_{P95\%}$, $DTT_{I95\%}$ e $DTT_{395\%}$.

O cálculo dos indicadores é feito segundo as Equações 2.13 a 2.16:

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.13)$$

onde h são todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} , h_{max} é a ordem harmônica máxima, conforme a classe de equipamento de medição, V_h é a tensão harmônica de ordem h e V_1 é a tensão fundamental.

$$DTT_P\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_P} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.14)$$

onde h são todas as ordens harmônicas pares não múltiplas de 3, h_p é a ordem harmônica máxima par, não múltipla de 3, V_h é a tensão harmônica de ordem h e V_1 é a tensão fundamental.

$$DTT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_I} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.15)$$

onde h são todas as ordens harmônicas ímpares não múltiplas de 3, h_i é a ordem harmônica máxima ímpar, não múltipla de 3, V_h é a tensão harmônica de ordem h e V_1 é a tensão fundamental.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100[\%] \quad (2.16)$$

onde h são todas as ordens harmônicas múltiplas de 3, h_3 é a ordem harmônica máxima múltipla de 3, V_h é a tensão harmônica de ordem h e V_1 é a tensão fundamental.

A Tabela 2 indica os limites das distorções totais por faixa de tensão nominal de atendimento, V_n .

Tabela 2 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	$V_n < 2,3kV$	$2,3kV \leq V_n < 69kV$	$69kV \leq V_n < 230kV$
$DTT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_P_{95\%}$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_I_{95\%}$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3_{95\%}$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: ANEEL (2021)

2.3.4 Desequilíbrio de Tensão

Segundo ANEEL (2021), o desequilíbrio de tensão é um fenômeno caracterizado pela diferença de amplitude entre as três fases do sistema trifásico ou na defasagem de 120° entre as tensões de fase do sistema. O Módulo 8 do PRODIST cita o Fator de Desequilíbrio de Tensão - FD% como parâmetro para determinar o indicador FD95%, que é definido como o valor de FD% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas efetuadas em intervalos de 10 minutos cada.

O equacionamento para o cálculo do parâmetro FD% é dado pela Equação 2.17:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} [\%] \quad (2.17)$$

onde β é obtido da Equação 2.18:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} [\%] \quad (2.18)$$

sendo V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} os valores das tensões RMS de linha na frequência fundamental.

O Módulo 8 do PRODIST também dita os limites para o indicador FD95%, presentes na Tabela 3.

Tabela 3 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

Indicador	$V_n < 2,3kV$	$2,3kV \leq V_n < 230kV$
$FD_{95\%}$	3,0%	2,0%

Fonte: ANEEL (2021)

2.3.5 Variação de Frequência

A variação de frequência, de acordo com ANEEL (2021) deve ser mantida, em condições de operação normal e em regime permanente, dentro dos limites de frequência de 59,9Hz e 60,1Hz. Caso eventuais distúrbios aconteçam, o sistema deve se certificar que a frequência retorne, em um intervalo de até 30 segundos após o evento, para o intervalo de frequência entre 59,5Hz e 60,5Hz. O Módulo 8 também estipula que, durante os distúrbios, a frequência não pode:

1. exceder 66Hz ou ser inferior a 56,5Hz;
2. permanecer acima de 62Hz por mais de 30 segundos ou permanecer acima de 63,5Hz por mais de 10 segundos;
3. permanecer abaixo de 58,5Hz por mais de 10 segundos ou permanecer abaixo de 57,5Hz por mais de 5 segundos.

2.3.6 Variação de tensão de curta duração (VTCD)

O Módulo 8 do PRODIST define VTCD como sendo desvios significativos na amplitude do valor RMS de tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos (ANEEL, 2021). O Quadro 1 mostra a classificação dos eventos de VTCD de acordo com a duração e amplitude da tensão em relação à referência.

O Módulo 8 do PRODIST dita os indicadores de VTCD como sendo a amplitude do evento, V_e , a duração do evento, Δt_e , a frequência de ocorrência de eventos, f_e , o fator de impacto, FI e fator de impacto base, FI_{BASE} (ANEEL, 2021). Os cálculos utilizados para obter os indicadores mencionados previamente constam nas Equações 3.19 a 3.22.

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \times 100[\%] \quad (2.19)$$

onde V_e é a amplitude do evento VTCD, V_{res} é a tensão residual do evento e V_{ref} é a tensão de referência.

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (2.20)$$

Quadro 1 – Classificação das variações de tensão de curta duração

Classificação	Evento	Duração	Amplitude da tensão em relação à referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão - IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão - AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão - EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão - ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão - ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão - ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

onde Δt_e é a duração do evento em milissegundos, t_f é o instante final do evento em milissegundos e t_i é o instante inicial do evento em milissegundos.

$$f_e = n \quad (2.21)$$

onde f_e é a frequência de ocorrência dos eventos e n é a quantidade de eventos registrados durante o período de avaliação.

$$FI = \frac{\sum i = AI(f_{ei} \times f_{pond_i})}{FI_{BASE}} \quad (2.22)$$

onde f_{ei} é a frequência de eventos apurada durante um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade i , definidas na Figura 9, f_{pond_i} e FI_{BASE} são o fator de ponderação para cada região de sensibilidade e o fator de impacto base, respectivamente, de acordo com o Quadro 2, para cada região de sensibilidade definidas na Figura 9.

O PRODIST dita como referência para o indicador FI como sendo 1,0 p.u para sistemas de distribuição em média e alta tensão. Vale ressaltar que o valor de FI_{BASE} é utilizado para medições em um intervalo de tempo de 30 dias.

Quadro 2 – Fatores de ponderação e Fator de impacto base de acordo com tensão nominal (Vn)

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação	Fator de Impacto Base	
		1,0 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230 kV
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Figura 9 – Regiões de sensibilidade para diferentes eventos de VTCD

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H			REGIÃO I			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO G			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO G			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E			REGIÃO F			
< 0,10	REGIÃO E			REGIÃO F			

Fonte: ANEEL (2021)

3 METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO

3.1 Metodologia

O presente trabalho pode ser caracterizado, segundo Prodanov e Freitas (2013), do ponto de vista de sua natureza, como sendo uma pesquisa aplicada, cujo objetivo é gerar conhecimentos para alguma aplicação prática dirigida para a solução de problemas específicos, que são a operação e simulação de microrredes com a utilização de cargas dinâmicas e os impactos de cargas dinâmicas no que tange à qualidade do fornecimento de energia elétrica de uma microrrede.

Levando em consideração o ponto de vista de seus objetivos, o trabalho busca explorar a utilização de uma carga dinâmica em simulações e seus impactos no desempenho de microrredes, sendo classificado, ainda de acordo com Prodanov e Freitas (2013), como uma pesquisa exploratória, isto é, os objetivos do trabalho buscam abordar um assunto fornecendo mais informações sobre o tema em questão.

Quanto aos procedimentos técnicos envolvidos, este projeto pode ser classificado como uma pesquisa experimental, já que dentro do tema em questão, foi selecionado um objeto de estudo, isto é, uma microrrede modelada computacionalmente e as variáveis as quais afetam o objeto de estudo foram selecionadas de acordo com a necessidade da pesquisa e, em seguida, foram observados os fenômenos e efeitos que as variáveis produzem sob o objeto de estudo (PRODANOV; FREITAS, 2013).

3.2 Etapas de Desenvolvimento

Inicialmente, foi necessário realizar uma pesquisa e aprofundamento sobre os temas: modelos de carga, microrredes e qualidade de energia. Foi realizado também um estudo do funcionamento da plataforma de simulação presente em Monteiro (2021), cujo trabalho implementou uma otimização multiobjetivo de *Black-Start* em microrredes. Em seguida, foi necessário a delimitação da plataforma computacional onde seriam realizados os testes e simulações envolvendo microrredes e modelo de carga selecionada. A plataforma utilizada foi o ambiente de simulação Simulink®, presente no *software* MATLAB®, cuja versatilidade para se criar modelos de sistemas de transmissão/distribuição de energia elétrica e adicionar componentes de geração distribuída foram essenciais na definição da escolha.

Com o ambiente de desenvolvimento do projeto determinado, a etapa seguinte foi a escolha da microrrede para servir como base para a elaboração do trabalho. Foi decidido a elaboração de uma microrrede customizada, de complexidade e tamanho suficientes para sustentar as análises utilizando um conjunto de cargas dinâmicas e estáticas, geração distribuída e parametrização de algumas seções baseada no alimentador de 13 nós do IEEE (IEEE/PES, 2021).

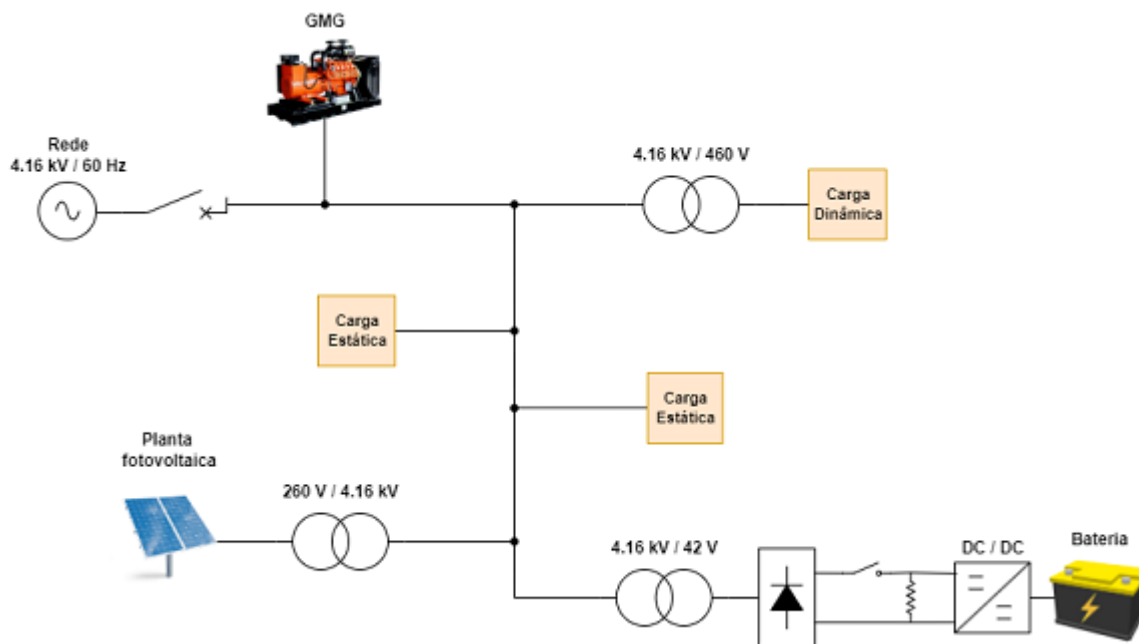
A etapa seguinte consistiu na análise do desempenho da microrrede, no que tange a estabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica, baseada nos indicadores fornecidos pelo Módulo 8 do PRODIST, utilizando um modelo de carga dinâmica em um determinado nó predefinido e repetindo a mesma análise para uma carga estática, de características semelhantes à carga dinâmica, no mesmo nó.

Por fim, os resultados foram apresentados e discutidos, evidenciando-se gráficos e tabelas com os indicadores e também tiradas as conclusões à cerca das etapas de desenvolvimento e validação dos resultados do projeto, bem como discussão sobre as dificuldades e trabalhos futuros.

3.3 Construção da Microrrede

A construção da microrrede presente neste trabalho foi pensada de maneira que apresentasse elementos de geração distribuída capaz de atuar como unidade de *Black-Start* e também elementos baseados em fonte externa renovável. Em relação às cargas, foi determinado que a microrrede deveria apresentar uma certa variedade de tipos de carga, contando com cargas estáticas, não-lineares e um modelo de carga dinâmica capaz de servir de base para os estudos a respeito do tema deste projeto de pesquisa. Com relação aos parâmetros da microrrede, optou-se por utilizar uma topologia de barramento CA, com tensão nominal de funcionamento de 4,16 kV e parâmetros distribuídos da linha baseados em algumas seções do alimentador de 13 nós do IEEE. O alimentador de 13 nós foi elaborado em 1992 como uma referência para testes em sistemas trifásicos desbalanceados, para que as análises feitas por algoritmos iterativos de computadores pudessem ser comparadas entre si baseadas em um modelo especificado (IEEE/PES, 2021). A Figura 10 ilustra um diagrama da microrrede construída para este trabalho.

Figura 10 – Visão geral da microrrede construída.



Fonte: Produção do próprio autor.

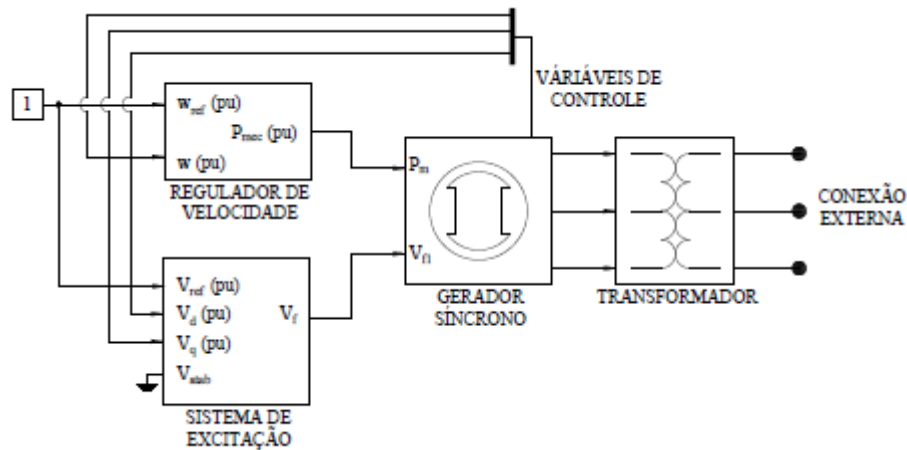
3.3.1 Geração Distribuída

A microrrede foi construída baseada na premissa de possuir um conjunto de geradores distribuídos, com pelo menos uma unidade servindo de referência para atuação no processo simulado de *Black-Start*. Foi optado por utilizar, como unidades geradoras, um GMG a diesel e um gerador fotovoltaico. O GMG a diesel foi escolhido devido à sua capacidade de atuar como unidade de *Black-Start*, podendo ser utilizado como referência de tensão e frequência para a rede. O GMG a diesel não depende de fatores externos, como a irradiação solar e temperatura, por exemplo, e apresenta uma boa confiabilidade, apesar da questão do impacto ambiental causado pelo uso de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica.

A modelagem do gerador a diesel foi feita utilizando o modelo de GMG presente no trabalho desenvolvido por Monteiro (2021) no *Simulink*®. O modelo constitui um bloco de um gerador síncrono, um bloco com sistema de excitação e um regulador de velocidade. O GMG também conta com um transformador de saída para adequar o nível de tensão do gerador com a microrrede. Para este projeto, o gerador foi configurado para funcionar em 4,16 kV e 60 Hz. A potência do gerador utilizado foi de 5 MVA, de maneira que permitisse que funcionasse com capacidade suficientemente grande para suportar as cargas da microrrede e também servir de unidade de *Black-Start*, fornecendo referência de tensão

e frequência para o restante da microrrede. Um diagrama dos blocos presentes no modelo do GMG é apresentado na Figura 11.

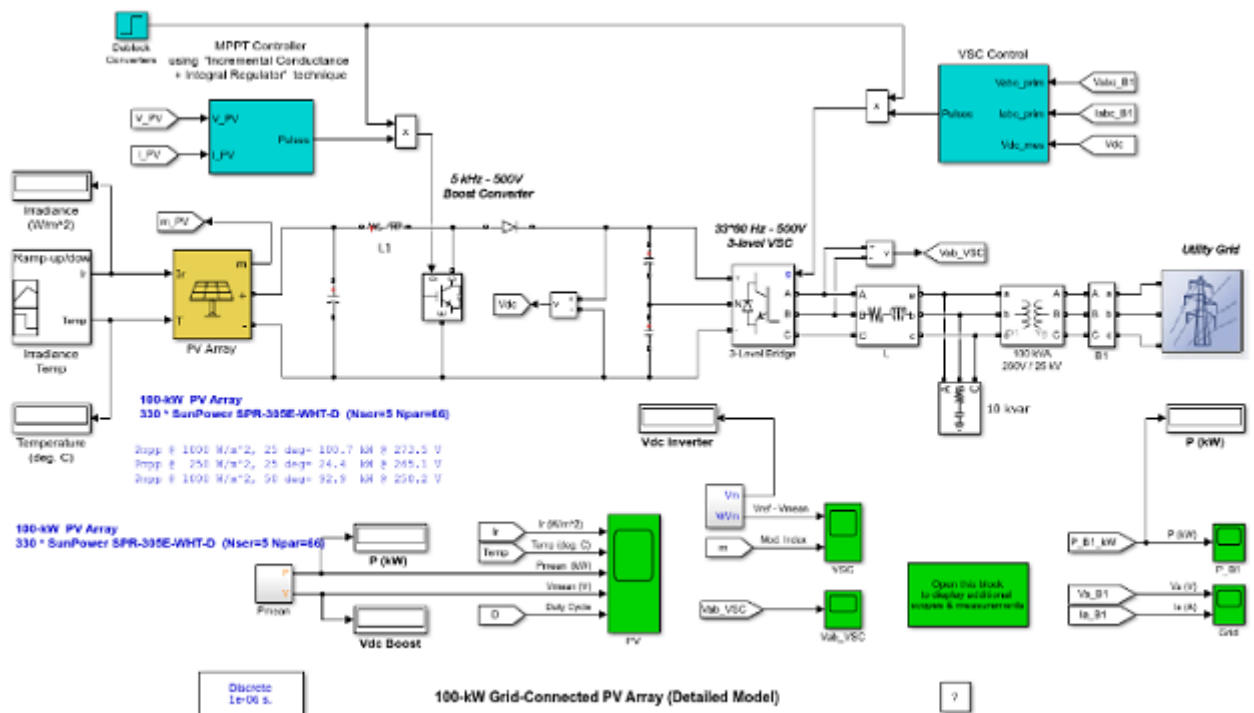
Figura 11 – Modelo do GMG a diesel utilizado na microrrede.



Fonte: Monteiro (2021)

Para complementar a composição de geração distribuída na microrrede, optou-se por adicionar uma unidade baseada em fonte de energia renovável. Foi escolhido uma unidade de geração fotovoltaica de topologia *On-Grid*, com capacidade de 100 kW, baseada em um modelo presente na biblioteca do *Simulink*®, acessado pela linha de comando *power_PVarray_grid_det*. O modelo utiliza-se de um conversor DC-DC *boost* com uma implementação de MPPT que utiliza um método baseado em "*Incremental Conductance + Integral Regulator*". O modelo conta também com um banco de capacitores para filtragem dos harmônicos produzidos pelo conversor e um transformador para adequar a tensão da rede com a tensão de operação do conversor. Para geração, o *array* fotovoltaico utiliza 330 módulos *SunPower SPR-305E-WHT-D*, que consiste de 66 *strings* em paralelo, com 5 módulos conectados em série, onde cada módulo tem capacidade de 305,2 W de geração, totalizando por volta de 100 kW. O modelo presente na biblioteca do *Simulink*® foi alterado para ser compatível com a microrrede construída, tendo o transformador de entrada do conversor modificado para se adequar a tensão de 4,16 kV ao invés da tensão de operação original de 25 kV. A Figura 12 mostra o modelo do gerador fotovoltaico na plataforma de simulação.

Figura 12 – Modelo do gerador fotovoltaico de 100 kW presente na biblioteca do Simulink®.



Fonte: Mathworks© (2022)

O gerador fotovoltaico recebe uma entrada de irradiância e temperatura, variáveis que influenciam a produção de energia do sistema. Para fins de simplificação, e devido ao tempo relativo de simulação, a entrada de irradiância permaneceu constante e com valor de 1000 W/m^2 , enquanto a entrada de temperatura dos módulos permaneceu constante em 45°C , afim de se obter um cenário onde a planta fotovoltaica tivesse condições de geração fixadas.

3.4 Cargas

A microrrede foi proposta para conter uma variedade de tipos de cargas, que inclui cargas estáticas, cargas não lineares e cargas dinâmicas. Optou-se por escolher duas cargas estáticas, uma carga não linear composta de um conversor CC-CC acoplado a uma bateria e uma carga resistiva e um modelo de motor de indução trifásico gaiola de esquilo para ser a carga dinâmica da microrrede. A Tabela 4 evidencia os modelos e potências das cargas estáticas escolhidas para compor a microrrede.

Tabela 4 – Cargas estáticas utilizadas na microrrede.

Carga	Modelo	Fase 1 kW	Fase 1 kvar	Fase 2 kW	Fase 2 kvar	Fase 3 kW	Fase 3 kvar	Fator de potência
-	-							-
1	Y-PQ	100,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,0	1,00
2	Y-PQ	8,5	5,0	33,0	19,0	58,5	34,0	0,87
Total	-	108,5	5,0	133,0	19,0	158,5	34,0	-

Fonte: Produção do próprio autor.

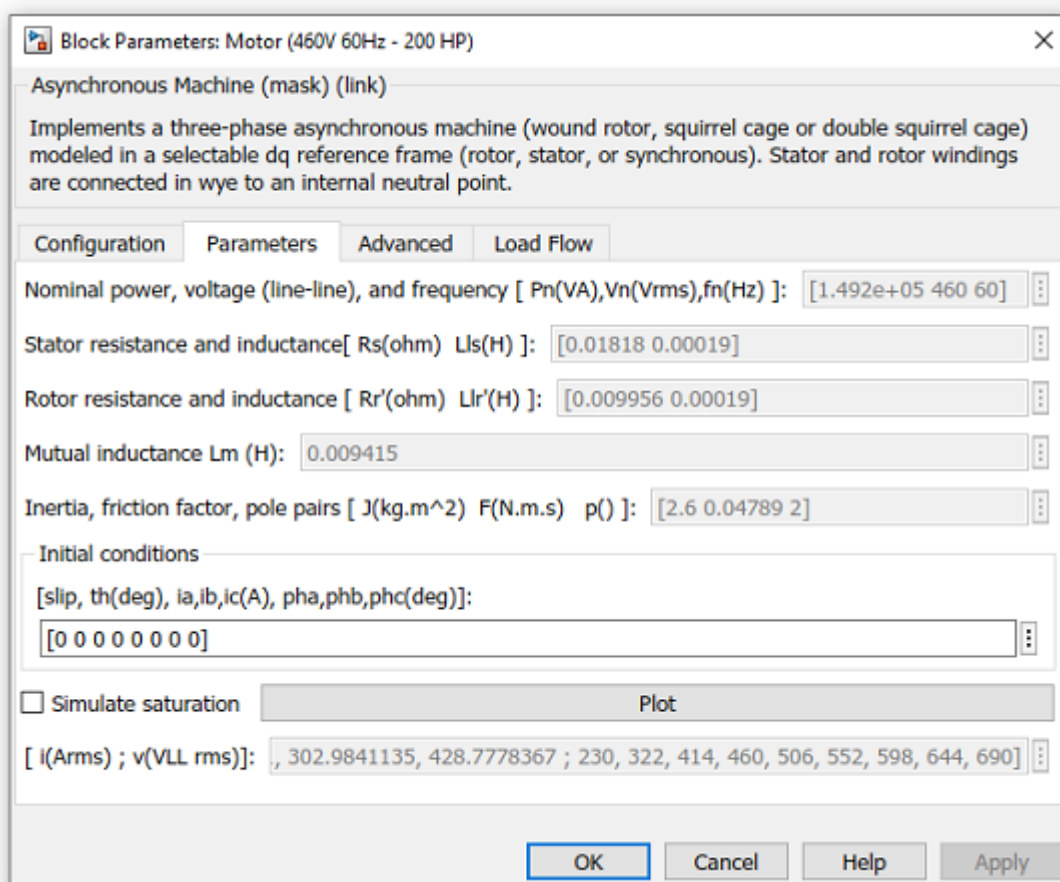
Optou-se por escolher uma carga que consome 300 kW de potência ativa para compor a maior parte da demanda ativa da microrrede, enquanto a outra carga estática consome tanto potência ativa quanto reativa, mas é desbalanceada.

De acordo com o referencial teórico presente neste trabalho, um bom modelo de carga dinâmica é o motor de indução de gaiola de esquilo. O *Simulink*® apresenta blocos que representam máquinas de indução com determinado nível de customização de parâmetros dentro de sua biblioteca, que conta com 21 modelos de motores já parametrizados, chamados *presets*. Foi escolhido o *preset* de maior potência nominal cuja frequência de operação fosse de 60Hz. A escolha culminou no modelo de número 07, que possui 200 HP de potência, funciona em tensão de 460 V e possui uma velocidade nominal de operação de 1785 rpm. A Figura 13 mostra os parâmetros do *preset* de número 07.

O motor foi inserido na microrrede através de um transformador para adequar a tensão de operação do motor com a tensão nominal de funcionamento da microrrede, como mostrado na Figura 10. O sinal de entrada do bloco do motor no *software* é um valor de torque mecânico aplicado ao eixo, correspondendo à carga acionada pelo motor. Durante a simulação, o motor é chaveado com carga nominal de operação.

Ressalta-se que, durante as análises, serão feitas duas simulações: uma com o modelo de carga dinâmico e outro com uma carga estática equivalente no lugar deste modelo dinâmico. A carga estática equivalente foi modelada para ser uma carga do tipo Y-PQ, que consome o mesmo tanto de potência ativa que o motor, isto é, cerca de 149 kW, e possui um fator de potência de 0,9, valor que foi obtido de testes utilizando o motor com carga nominal. A carga estática equivalente manterá o mesmo tempo de reconexão que o motor, afim de preservar a dinâmica da microrrede.

Figura 13 – Parâmetros do modelo de motor de indução.

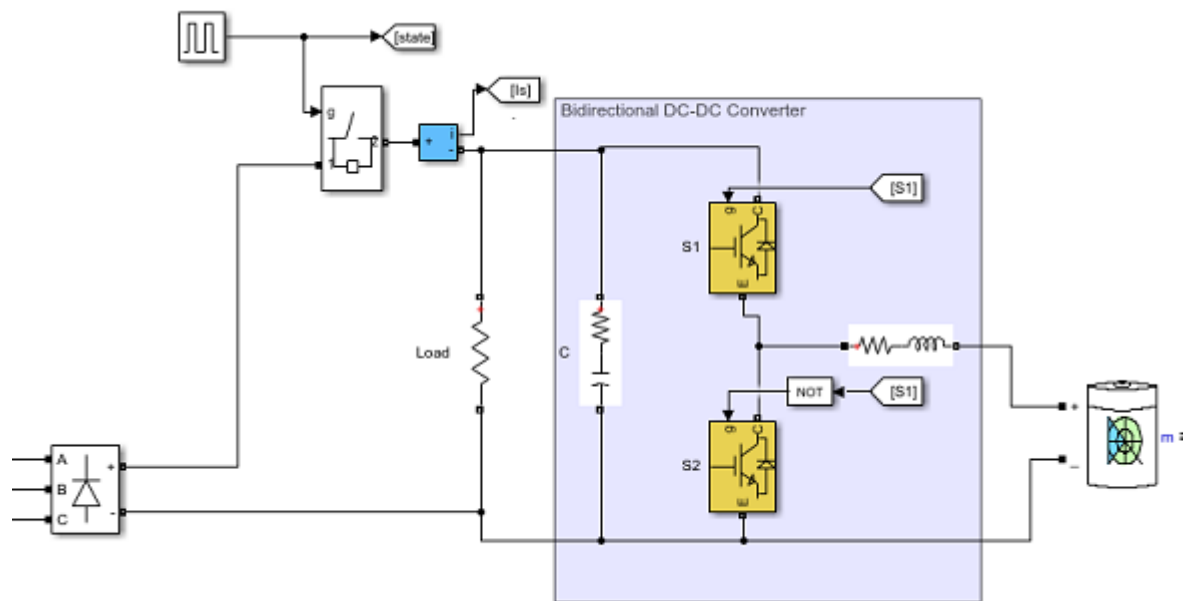


Fonte: Produção do próprio autor.

Por fim, a carga não linear inserida na microrrede foi baseada em uma plataforma de simulação de um controlador de carga e descarga de uma bateria desenvolvida por Hebala (2022). O modelo apresenta uma metodologia de controle de carregamento de bateria, baseado em dois controladores PI, utilizando um conversor CC-CC bidirecional e uma carga resistiva comum. Esse sistema foi acoplado à microrrede a partir de um transformador abaixador e um estágio de retificação da tensão CA, como mostrado na Figura 10. O diagrama da bateria com controlador e carga que foi inserido na plataforma da microrrede é mostrado na Figura 14.

O modelo de bateria utilizado neste sistema é de íon-lítio e possui uma tensão nominal de 24V, capacidade de 50 Ah e possui um tempo de resposta de 1 segundo. O conversor DC-DC bidirecional aumenta a tensão da bateria para 48V, a qual é a tensão do barramento CC que alimenta a carga resistiva de 6 ohms. O barramento CC é alimentado pelo retificador trifásico que opera na saída do transformador abaixador, acoplado diretamente na microrrede. Desta maneira, a bidirecionalidade do conversor permite a bateria alimentar

Figura 14 – Diagrama da carga não linear utilizada na microrrede.



Fonte: Adaptado de Hebala (2022)

a carga resistiva quando está desconectada e se carregar a partir do barramento CC quando conectada à rede. O controle de carregamento da bateria foi desenvolvido utilizando 2 controladores PI: um deles é utilizado na geração de uma corrente de referência e o outro é para o controle de corrente na bateria. O sistema possui dois modos de funcionamento, os quais são: modo de carregamento, que é ativado quando o barramento CC do modelo é conectado, por meio de uma chave manual, e o modo de descarregamento, que é acionado quando a chave manual do barramento CC é desconectado. A chave pode ser controlada por um sinal de nível lógico "1" ou "0". Optou-se por realizar um chaveamento da bateria de maneira que ela entrasse em modo de carregamento e descarregamento algumas vezes durante o período de tempo da simulação afim de permitir um nível de complexidade para avaliar o funcionamento da microrrede.

3.5 Simulação do processo de *Black-Start*

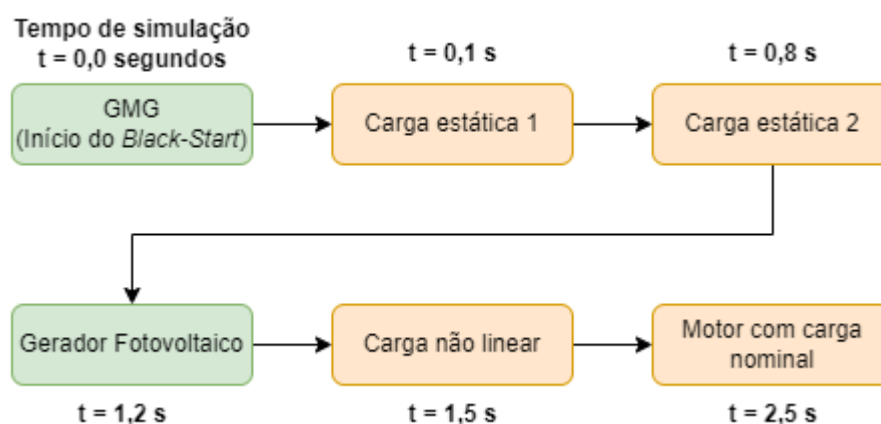
A simulação foi elaborada para compreender um período de tempo no qual ocorre um *Black-Start*, onde o gerador a diesel assume papel de referência de tensão e frequência na ausência da rede primária. Foi utilizada uma sequência de reconexão determinada de maneira empírica, por meio de testes realizados na plataforma, para ser adotada durante a simulação do *Black-Start*. Optou-se por manter uma sequência que obedecesse a ordem

de reconexão apresentada no diagrama da Figura 15.

O chaveamento do processo foi realizado utilizando blocos *Circuit Breakers*, presentes na biblioteca do *Simulink*®. Estes blocos foram inseridos no acoplamento de cada carga e unidade geradora com a microrrede. As chaves de cada componente são acionadas nos tempos indicados pela Figura 15, afim de conectar estes à microrrede obedecendo a sequência de reconexão teorizada.

A simulação do procedimento é feita no modo discreto do *Simulink*®, para poder permitir que o modelo da microrrede suporte dispositivos semicondutores utilizados nos conversores eletrônicos presentes no gerador fotovoltaico e no controlador de carga da bateria. Foi escolhido um tempo de simulação que conseguisse compreender todas as comutações das chaves, estabilização do sistema e funcionamento em regime permanente, o que culminou na decisão de manter a simulação por 15 segundos. O passo utilizado nas simulações foi variável, determinado de maneira automática pelo *solver* utilizado, com valor máximo de 50 microssegundos.

Figura 15 – Diagrama da simulação do procedimento de reconexão durante o *Black-Start*



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A microrrede, apesar de não possuir grande complexidade, demanda bastante esforço computacional para ser simulada, e a decisão de utilizar apenas 15 segundos foi tomada levando em consideração o tempo despendido para completar a simulação. A Figura 16 evidencia as configurações do *solver* utilizado e os parâmetros da simulação. O *solver* foi escolhido empiricamente, de maneira que foi selecionado o tipo que proporcionou os resultados mais satisfatórios.

3.6 Coleta dos resultados

Os resultados foram obtidos por meio de blocos de medição durante a simulação, tais como *scope*, *three-phase VI measurement*, *THD*, *power(3ph-instantaneous)* todos presentes na biblioteca do *Simulink*®. Alguns resultados, como o fator de potência, são provenientes de cálculos realizados utilizando valores de tensão e corrente que foram medidos utilizando outros blocos. As análises serão feitas utilizando gráficos ilustrativos e tabelas quantitativas dos indicadores escolhidos para avaliar o desempenho da microrrede.

Figura 16 – Configuração do *solver* e parâmetros da simulação

Simulation time

Start time: 0.0 Stop time: 15

Solver selection

Type: Variable-step Solver: ode23s (stiff/Mod. Rosenbrock)

▼ Solver details

Max step size: 50e-6 Relative tolerance: 1e-4

Min step size: auto Absolute tolerance: auto

Initial step size: auto Auto scale absolute tolerance

Shape preservation: Disable All

Number of consecutive min steps: 1

Solver Jacobian method: auto

Zero-crossing options

Zero-crossing control: Use local settings Algorithm: Nonadaptive

Time tolerance: 10*128*eps Signal threshold: auto

Number of consecutive zero crossings: 1000

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

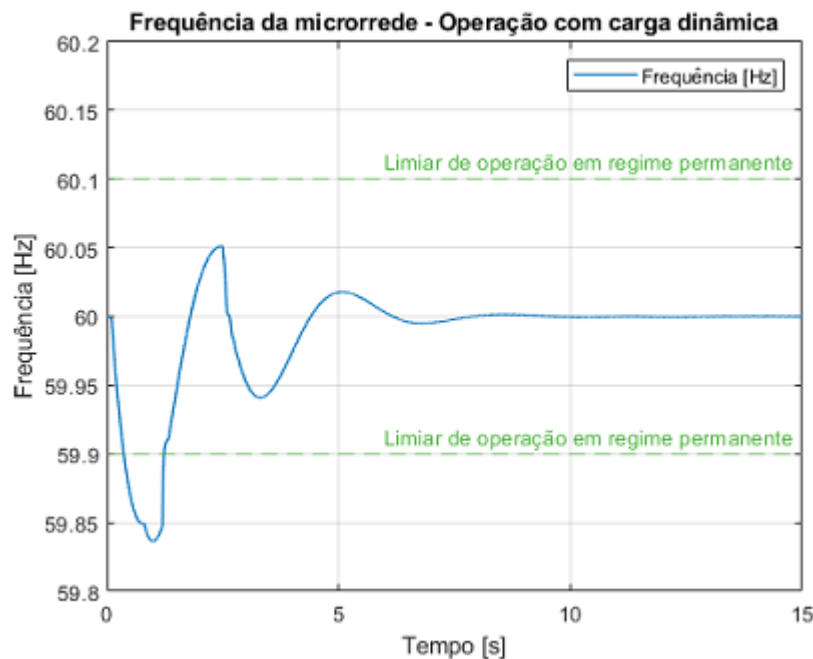
4 RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados correspondentes aos dois cenários abordados. O Cenário 1 corresponde ao funcionamento da microrrede com carga dinâmica, enquanto o Cenário 2 corresponde ao funcionamento da microrrede com a carga estática equivalente ao motor de indução do Cenário 1, chaveada no mesmo instante. A sequência de reconexão obedece ao diagrama mostrado na Figura 15.

4.1 Variação de frequência

A Figura 17 ilustra o comportamento da microrrede quanto à frequência de operação da tensão no Cenário 1, isto é, *Black-Start* com carga dinâmica. Como mencionado no Capítulo 3, a frequência deve permanecer entre 59,9Hz e 60,1Hz em regime permanente. Para transitórios e distúrbios, a frequência deve retornar para os limites de 59,5Hz e 60,5Hz em até 30 segundos após o evento, não podendo ultrapassar a faixa entre 56,5Hz e 66Hz.

Figura 17 – Frequência da microrrede durante o Cenário 1

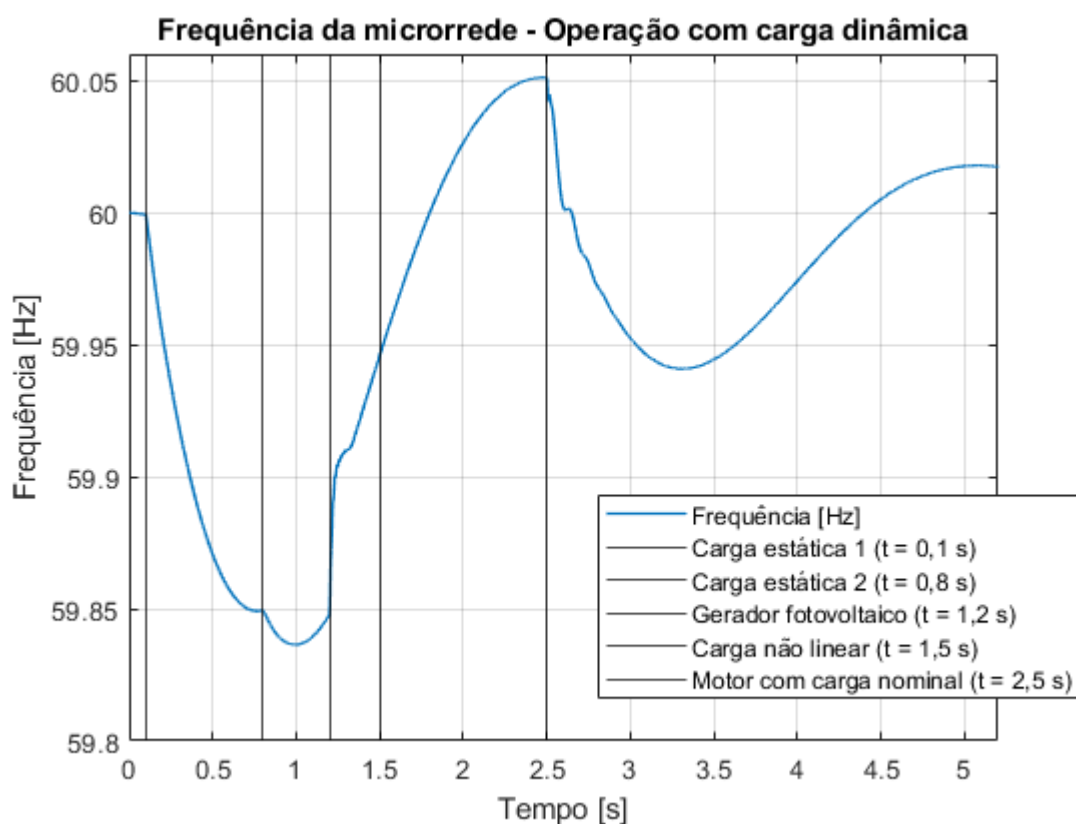


Fonte: Produção do próprio autor.

Pode-se verificar, de acordo com a Figura 17, que inicialmente, a frequência ultrapassa o limiar inferior de operação em regime permanente, mas rapidamente retorna à faixa indicada, permanecendo dentro das recomendações do Módulo 8 do PRODIST.

O gráfico presente na Figura 18 é um detalhamento do gráfico apresentado na Figura 17, correspondendo a um *zoom* do trecho entre 0 e 5 segundos, onde ficam explicitados os impactos dos chaveamentos de cada componente durante a sequência de reconexão.

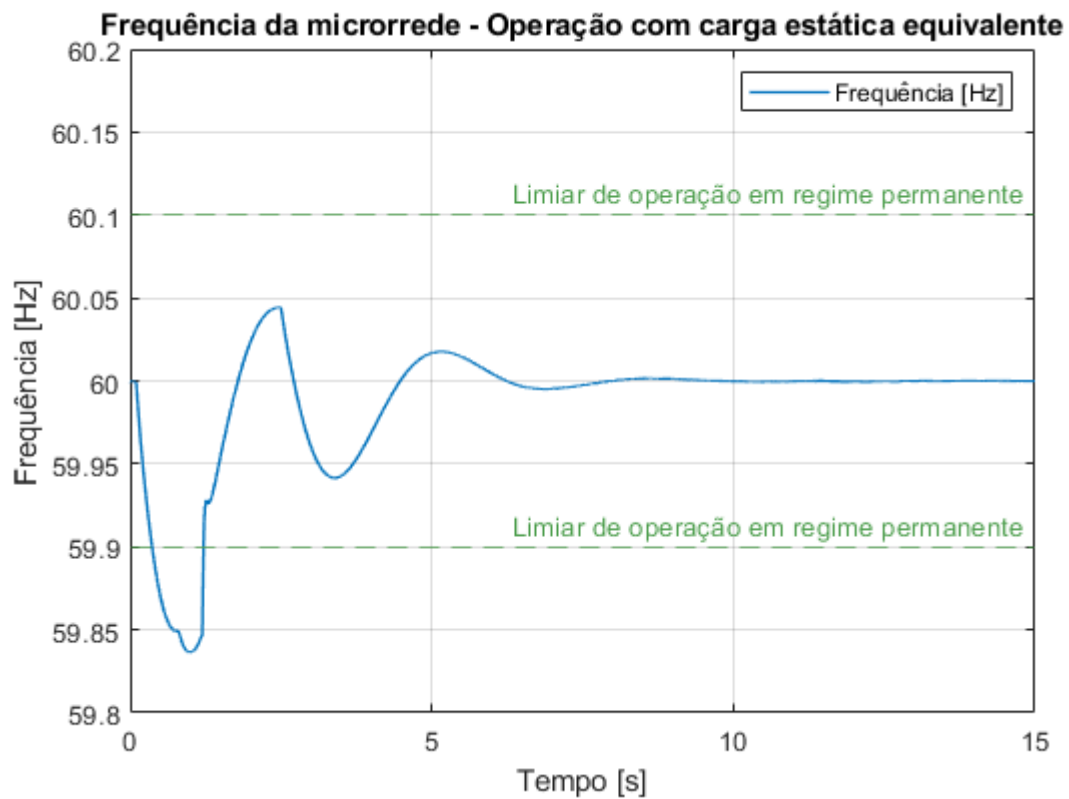
Figura 18 – Impactos na frequência da microrrede devido à reconexão dos elementos no Cenário 1



Fonte: Produção do próprio autor.

A Figura 19 evidencia o comportamento da microrrede quanto à frequência de operação da tensão no Cenário 2, isto é, no *Black-Start* com carga estática equivalente, chaveada no mesmo instante o qual foi inserido o motor no cenário anterior.

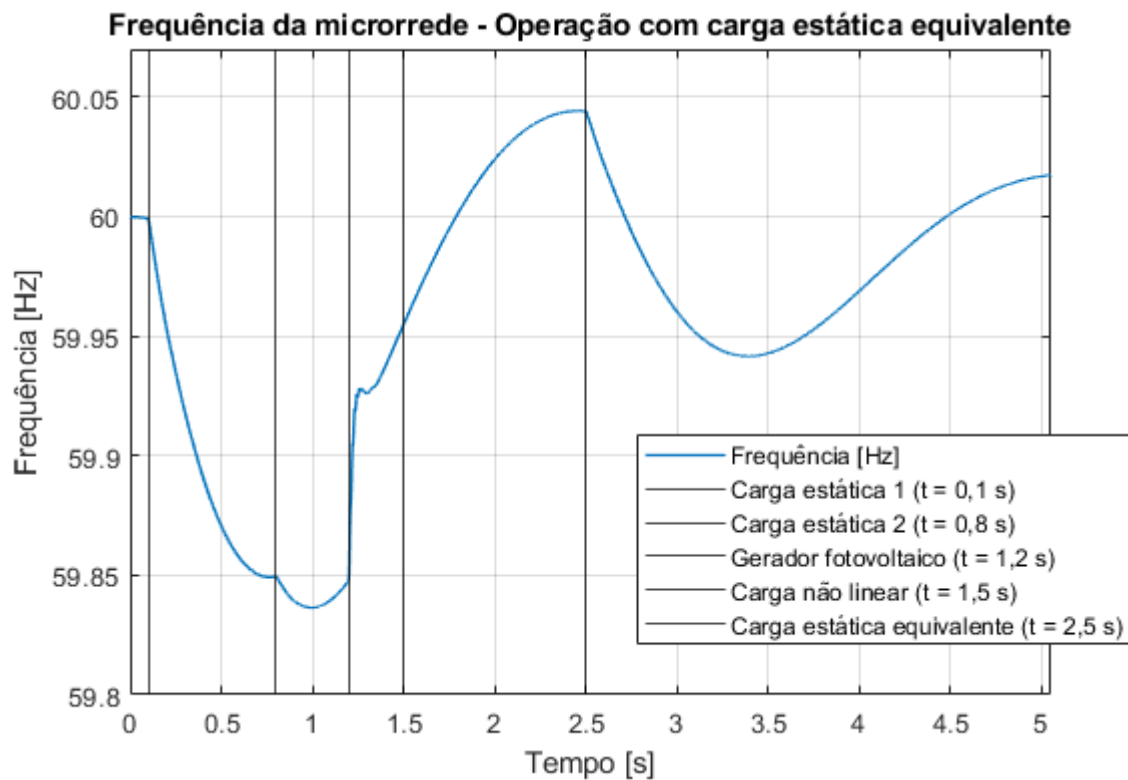
Figura 19 – Frequência da microrrede durante o Cenário 2



Fonte: Produção do próprio autor.

O gráfico apresentado na Figura 20 é também um detalhamento da seção entre 0 e 5 segundos do gráfico apresentado na Figura 19. Da mesma maneira que no caso anterior, a frequência de operação ultrapassa os limites de operação em regime durante o transitório inicial, mas logo após fica compreendida dentro do padrão estabelecido para operação em regime.

Figura 20 – Impactos na frequência da microrrede devido à reconexão dos elementos no Cenário 2

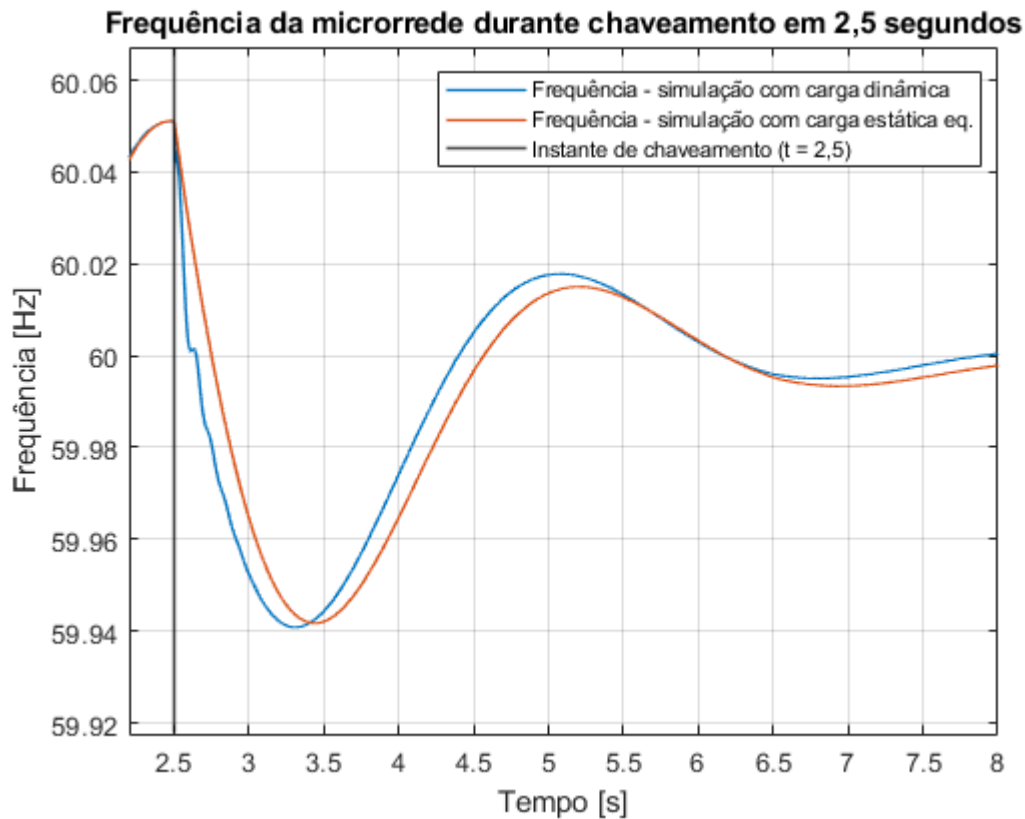


Fonte: Produção do próprio autor.

A Figura 21 foi elaborada para evidenciar as diferenças no comportamento da frequência entre os dois cenários de *Black-Start*. Percebe-se uma pequena discrepância entre as duas curvas de frequência, mas o comportamento geral permanece o mesmo, não ultrapassando os limites e se estabilizando por volta de 60Hz.

De maneira geral, a frequência da microrrede não ultrapassou limiares estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST enquanto seguia a sequência de reconexão e em regime permanente, o qual pode se considerar que o sistema entrou a partir de 6 segundos de simulação, o sistema permaneceu estável e com frequência praticamente constante a 60Hz.

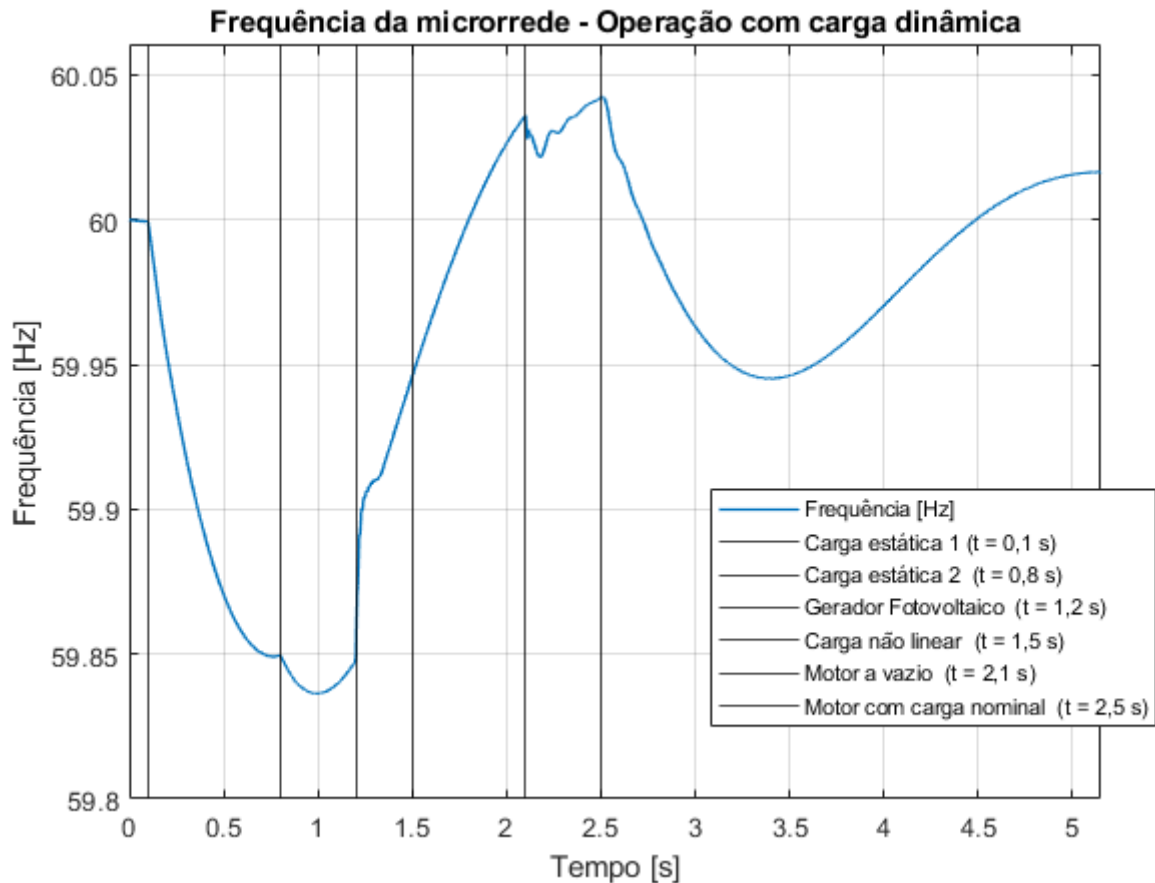
Figura 21 – Diferenças entre o Cenário 1 e o Cenário 2 para o comportamento da frequência a partir de 2,5 segundos



Fonte: Produção do próprio autor.

Com o objetivo de incluir os impactos da partida do motor na frequência, foi simulado um cenário adicional, no qual foi partido o motor primeiramente a vazio e depois colocado carga nominal. O chaveamento do motor a vazio foi feito em $t = 2,1$ segundos e a adição da carga nominal foi feita em $t = 2,5$ segundos. A Figura 22 mostra um detalhamento dos impactos das comutações na frequência de operação da microrrede deste último cenário. Percebe-se que a partida do motor causa pequenas oscilações na frequência, mesmo funcionando a vazio. Estes distúrbios não interferem na estabilidade do sistema, que permanece dentro das faixas de operação adequadas.

Figura 22 – Impactos na frequência da microrrede devido à reconexão dos elementos (motor partindo a vazio em $t = 2,1$ segundos)



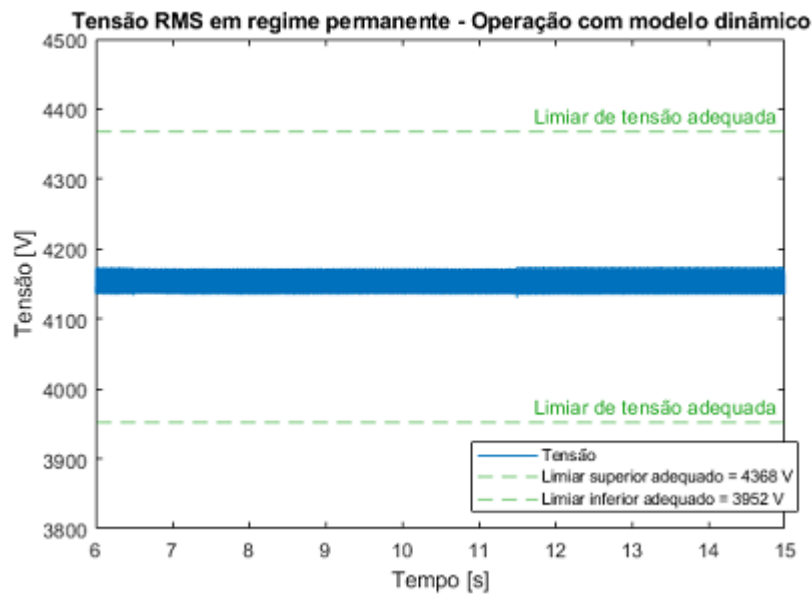
Fonte: Produção do próprio autor.

4.2 Variação de tensão em regime permanente

Para fins de simplificar a análise, considera-se que o sistema com o modelo de carga dinâmica entra em regime permanente a partir de 6 segundos corridos de simulação, já que a frequência de operação se estabiliza em torno de 60 Hz, como mostrado anteriormente e não há mais chaveamentos.

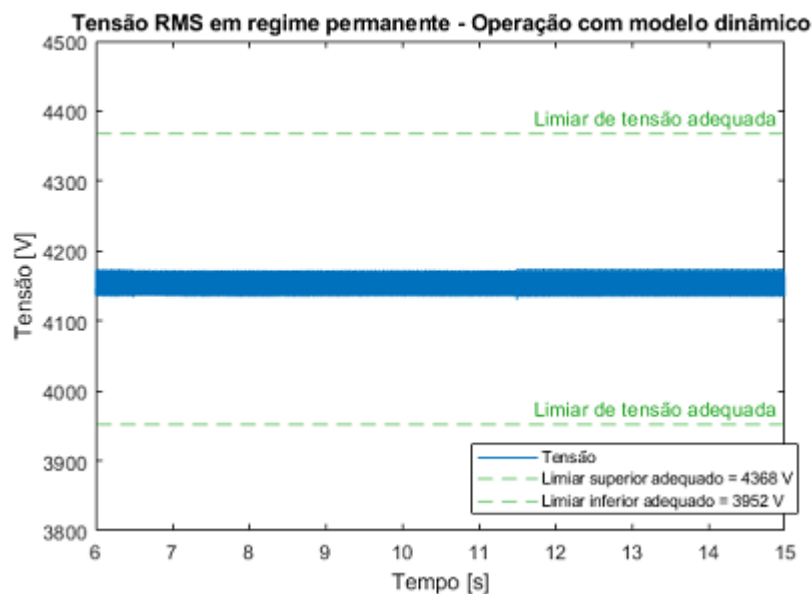
A Figura 23 representa os valores medidos de tensão durante o Cenário 1, enquanto a Figura 24 mostra os mesmos resultados para o Cenário 2.

Figura 23 – Tensão de operação em regime permanente - Cenário 1



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 24 – Tensão de operação em regime permanente - Cenário 2



Fonte: Produção do próprio autor.

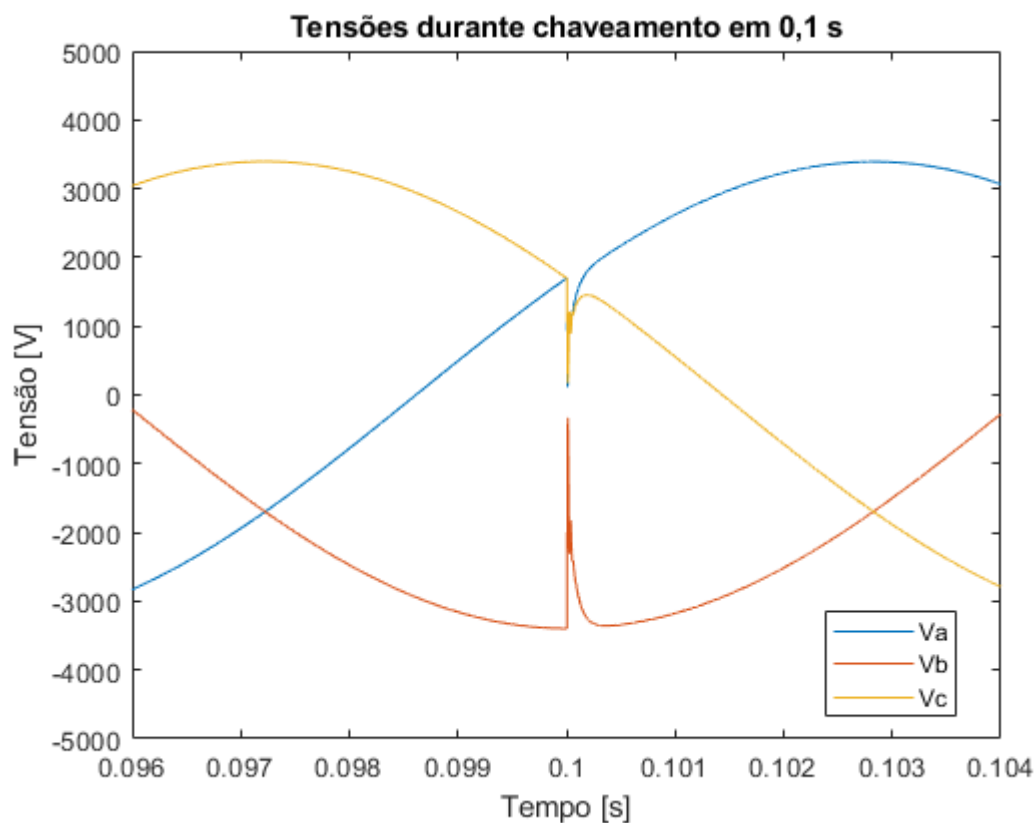
O Módulo 8 do PRODIST classifica os níveis de tensão de regime permanente em adequados, precários e críticos, como foi discorrido no Capítulo 3, Seção 3.3.1 deste trabalho. Os limiares de tensão adequada, precária e crítica foram calculados a partir da Tabela 1, apresentada no Capítulo 3.

Percebe-se que o sistema não apresentou níveis de tensão precários ou críticos durante o funcionamento em regime permanente, tanto com a presença da carga dinâmica quanto com a carga estática equivalente ao motor de indução.

4.3 VTCD

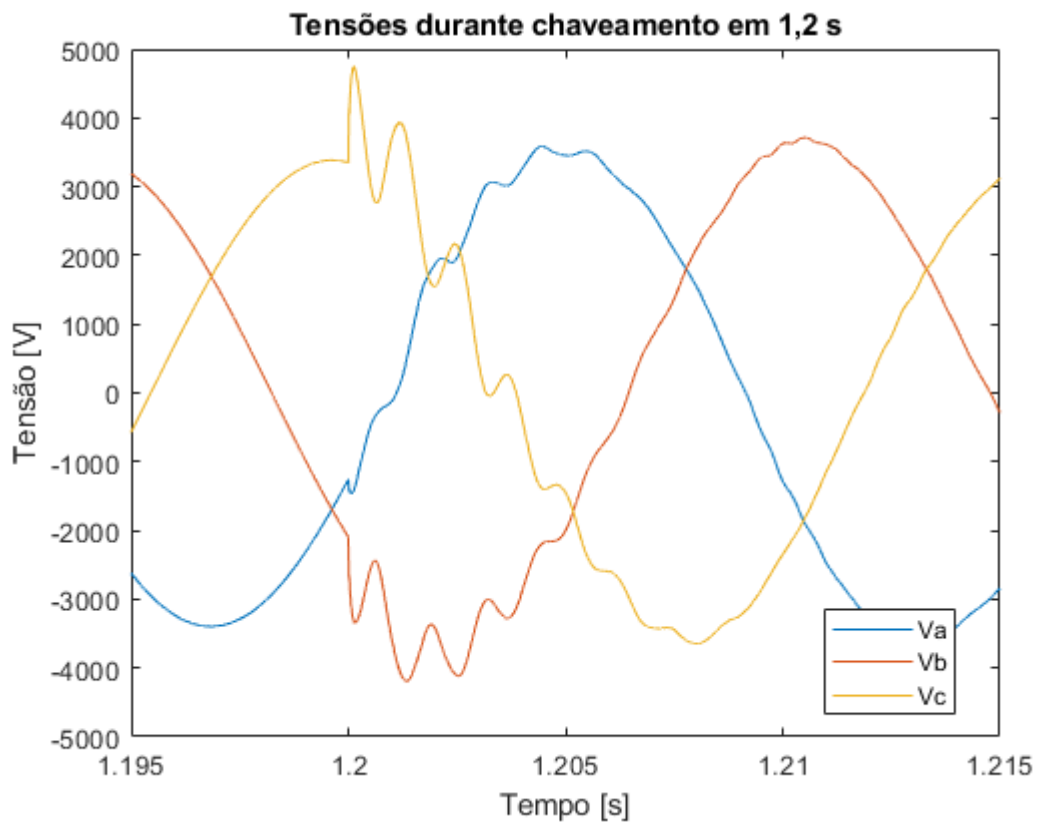
Os fenômenos de variação de tensão de curta duração ocorrem durante a comutação das chaves nos tempos de sequenciamento do *Black-Start*. As Figuras 25 e 26 ilustram o comportamento da tensão mediante aos eventos de chaveamentos que causaram alguma variação de tensão considerável, sendo eles o chaveamento da carga estática 1 em $t = 0,1s$ e o chaveamento do gerador fotovoltaico, em $t = 1,2s$.

Figura 25 – VTCD durante chaveamento da carga estática 1



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 26 – VTCD durante chaveamento do gerador fotovoltaico

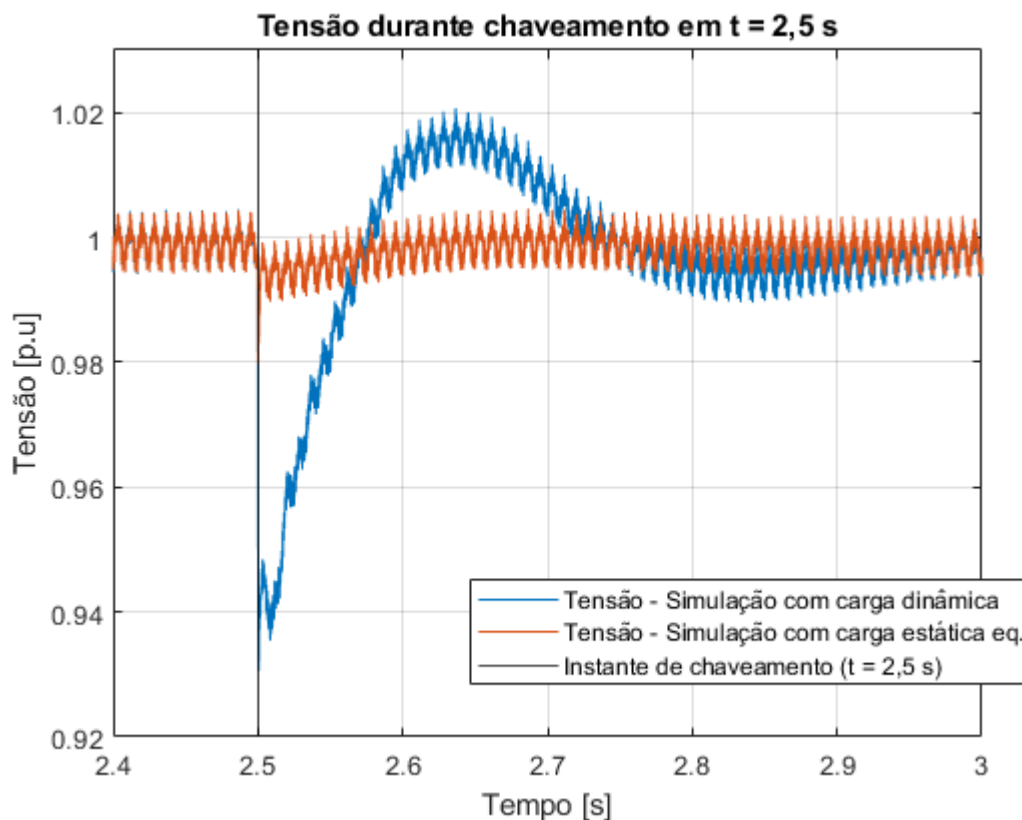


Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se que os eventos de VTCD ocorreram nos instantes de chaveamento da carga estática 1 e do gerador fotovoltaico. Tais eventos ocorrem em ambos cenários, já que são exclusivos de chaveamentos de outros elementos. Durante o chaveamento da carga estática 1, ocorre uma IMT - Interrupção Momentânea de Tensão, onde a tensão chega a 0.05 p.u durante um intervalo de tempo inferior a 0,5 milissegundos. Já durante o a reconexão do gerador fotovoltaico, ocorre um evento de EMT - Elevação Momentânea de Tensão, de duração por volta de 5 milissegundos cuja tensão assume valores de até 1.37 p.u.

No Cenário 1 e durante o instante de chaveamento do motor de indução, existe uma pequena variação de tensão que não é classificada como VTCD porque os valores de tensão não ficam abaixo de 0,9 p.u ou acima de 1,1 p.u. A Figura 27 ilustra um comparativo da tensão da microrrede para o Cenário 1 e o Cenário 2, após a comutação em $t = 2,5$ s.

Figura 27 – Tensão de operação da microrrede durante a comutação em $t = 2,5$ segundos para ambos cenários



Fonte: Produção do próprio autor.

Esta discrepância no comportamento da tensão durante a comutação da carga dinâmica é relevante e evidencia as diferenças entre os dois tipos de carga analisados. Num geral, a microrrede apresentou dois fenômenos VTCD durante o chaveamento da primeira carga estática e do gerador fotovoltaico que são estabilizados em pouco tempo após a transgressão dos eventos, podendo-se considerar que a estabilidade de tensão da microrrede não foi comprometida durante o período da simulação.

4.4 Desequilíbrio de Tensão

O cálculo do indicador de desequilíbrio de tensão foi feito baseado nas equações descritas da Seção 3.3.4 do Capítulo 3 deste trabalho. As tensões eficazes de linha foram obtidas no ponto de conexão e foram utilizadas na Equação 2.18 para calcular o valor β , que foi utilizado na Equação 2.17 para o cálculo do indicador FD%. Ressalta-se que, devido às dificuldades para simulação das 1.008 leituras espaçadas de 10 minutos recomendadas pelo Módulo 8 do PRODIST para avaliar o indicador FD95%, apenas o FD% foi levado em consideração nas análises. A Tabela 5 indica os valores de β obtidos e os respectivos indicadores FD% para os dois cenários. Reitera-se que os valores de β obtidos para os dois tipos de simulação foram idênticos.

Tabela 5 – Indicador de desequilíbrio de tensão para as simulações

β	FD% [%]
0,333	0,227

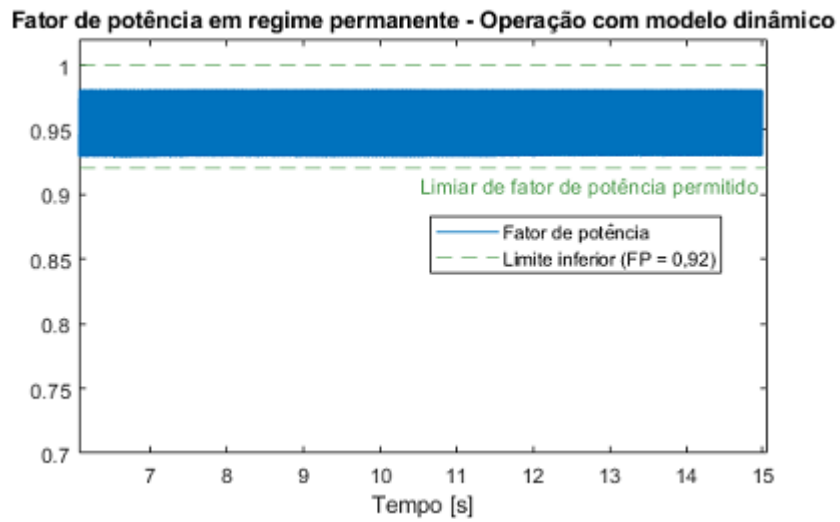
Fonte: Produção do próprio autor.

De maneira geral, não há evidências de desequilíbrio de tensão considerável durante o funcionamento da microrrede em regime permanente.

4.5 Fator de potência

O fator de potência da microrrede no ponto de conexão ao longo da simulação com modelo de carga dinâmica é mostrado na Figura 28. Como mencionado anteriormente, os limites determinados pelo PRODIST são de 0,92 a 1,00 indutivo ou capacitivo para sistemas atendidos em tensão inferior a 230 kV. Para o Cenário 1, o fator de potência obtido foi de 0,9571, com característica indutiva, já que a onda de tensão é atrasada da onda de corrente neste cenário.

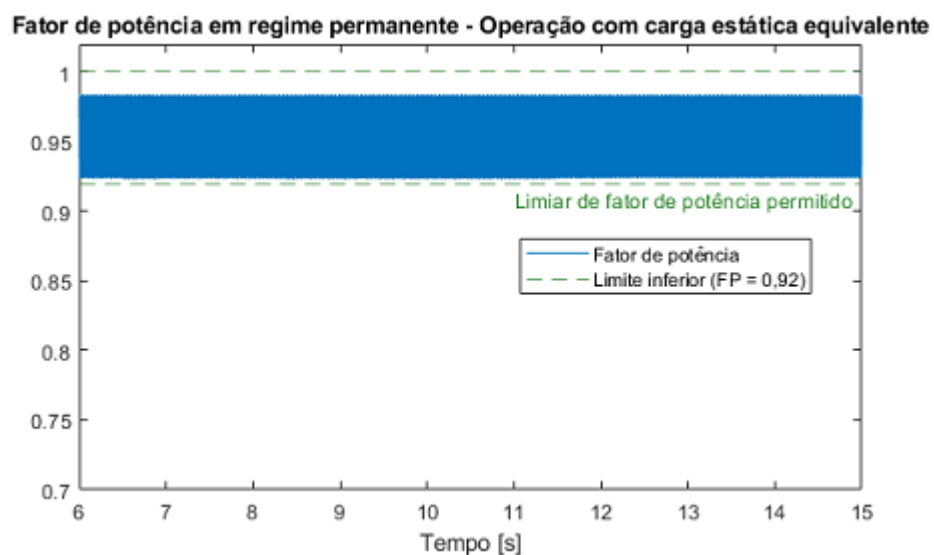
Figura 28 – Fator de potência da microrrede - Cenário 1



Fonte: Produção do próprio autor.

O fator de potência para o Cenário 2 foi praticamente o mesmo que o valor obtido no Cenário 1, e a Figura 29 evidencia o gráfico do fator de potência ao longo do período de regime permanente.

Figura 29 – Fator de potência da microrrede - Cenário 2



Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 6 indica o valor médio durante a situação de regime permanente para ambos cenários.

Tabela 6 – Fator de potência em regime - Cenário 1 e 2

Cenário	FP em regime permanente
1	0,9571 indutivo
2	0,9563 indutivo

Fonte: Produção do próprio autor.

4.6 Distorções Harmônicas

Para o cálculo da distorção harmônica na onda de tensão do sistema, é importante ressaltar que devido a limitações do tempo de simulação do sistema e processamento computacional, se torna inviável obter 1.008 leituras espaçadas de 10 minutos cada para efetuar os cálculos dos indicadores de distorção harmônica presentes no Módulo 8 do PRODIST. Desta forma, foram utilizados os dados coletados até os 15 segundos de simulação como parâmetro para o cálculo de alguns indicadores, que fornecem uma boa sugestão do desempenho da microrrede em regime permanente no que tange à distorção harmônica de tensão. Os cálculos foram feitos baseados na metodologia apresentada pelo Módulo 8 do PRODIST apresentado no Capítulo 3 deste material e com o auxílio de bibliotecas do MATLAB® capazes de realizarem análises de FFT, como o *powerFFT*. As Figuras 30 e 31 mostram os valores de distorção total e das ordens harmônicas até a ordem 40.

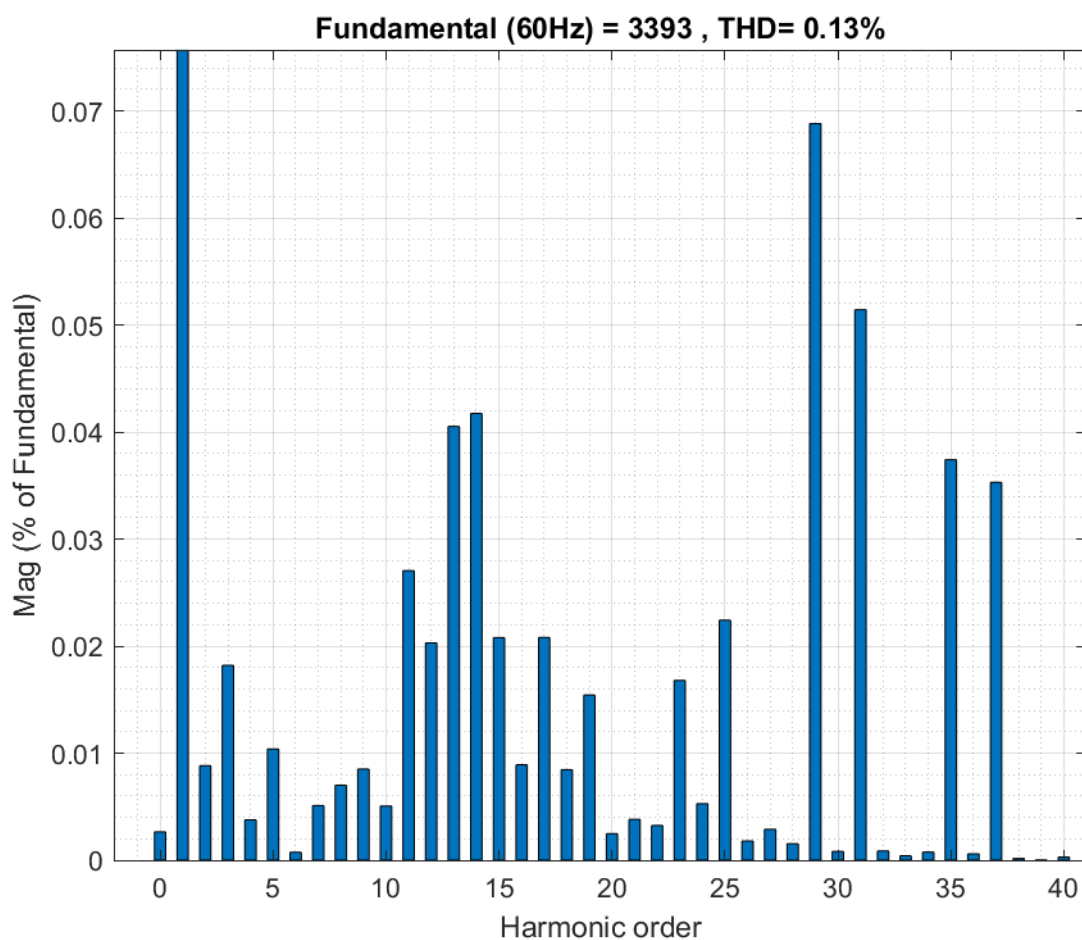
As Tabelas 7 e 8 mostram os valores dos indicadores calculados. Vale ressaltar que os limites ditados pelo PRODIST na Tabela 2 do Capítulo 3 são para os valores dos indicadores que superaram apenas 5% das 1.008 medições válidas, porém, a partir da tabela, percebe-se que os indicadores de distorção harmônica fornecem uma boa ideia do comportamento do sistema em regime permanente.

Tabela 7 – Indicadores de distorção harmônica em regime permanente - Cenário 1

Indicador	Valor [%]
DTT	0,130
DTT_p	0,049
DTT_i	0,116
DTT_3	0,033

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 30 – Distorções harmônicas até ordem 40 - Cenário 1



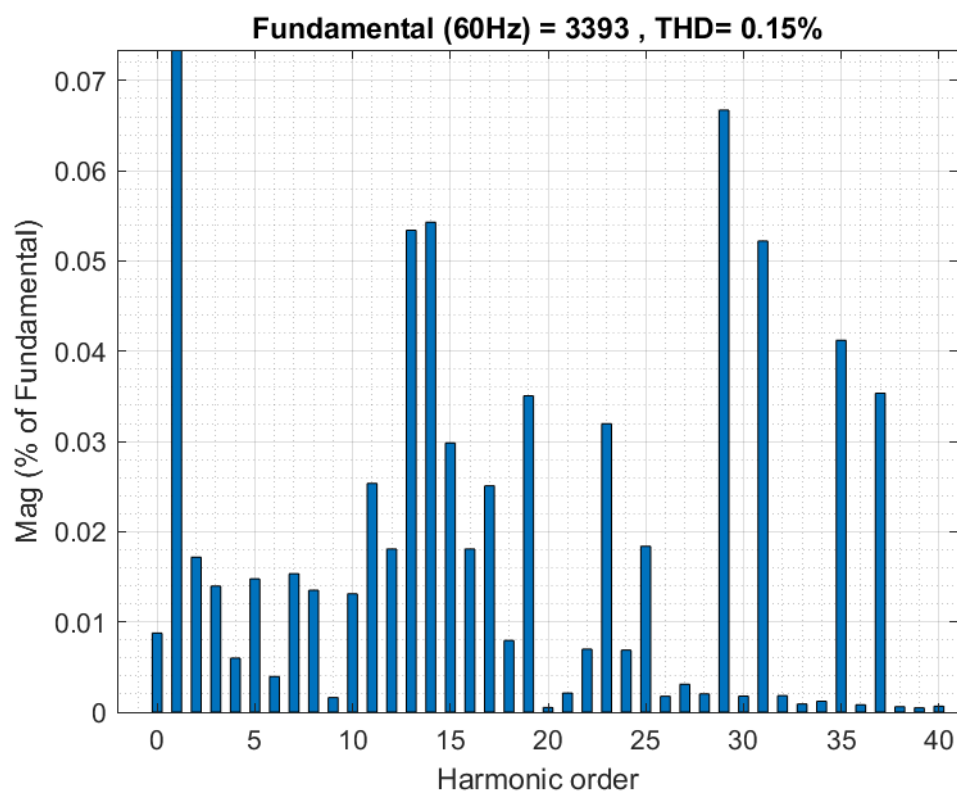
Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 8 – Indicadores de distorção harmônica em regime permanente - Cenário 2

Indicador	Valor [%]
DTT	0,150
DTT_p	0,061
DTT_i	0,135
DTT_3	0,040

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 31 – Distorções harmônicas até ordem 40 - Cenário 2



Fonte: Produção do próprio autor.

De maneira geral, os dois cenários se comportaram de maneira bem semelhante quanto à distorção harmônica da microrrede, indicando que o modelo de carga dinâmica do motor de indução pode não influenciar significativamente este fator.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusão

De acordo com os resultados obtidos no que tange à variação de frequência, pode-se concluir que o uso do modelo de carga dinâmica apresentou uma diferença pouco significativa durante o chaveamento do motor com carga nominal em relação à carga estática equivalente. Pequenas variações de frequência também foram notadas após uma simulação com a partida do motor inicialmente sem carga. De maneira geral, as diferenças de frequência da microrrede nas simulações com carga dinâmica e carga estática equivalente, apesar de pequenas, foram um dos aspectos que mais chamaram a atenção neste trabalho.

Quanto as outras análises em regime permanente, o modelo de carga dinâmica pareceu não impactar significativamente no desempenho da microrrede no que tange à qualidade da energia elétrica e estabilidade do sistema. A tensão em regime permanente e o fator de potência da microrrede permaneceram praticamente idênticos, salvo pequenas variações que não se mostraram relevantes. Os eventos de VTCD ocorreram somente com o chaveamento da primeira carga estática e do gerador fotovoltaico, mas uma pequena variação da tensão foi observada durante o chaveamento da carga dinâmica, fato que não foi observado ao se utilizar a carga estática equivalente. Apesar desta variação não ser considerada um VTCD, pode ser considerada um ponto relevante na diferenciação entre as duas simulações. O desequilíbrio de tensões permaneceu idêntico para os dois casos, os quais o indicador FD% permaneceu numa faixa razoável e bem comportada. Com relação às distorções harmônicas, um fato relevante é que a carga dinâmica não apresentou piora nos indicadores estabelecidos pelo PRODIST, ficando muito próximo do resultado obtido com carga estática equivalente.

Este trabalho concluiu que o uso de modelos dinâmicos em microrredes pode ser benéfico pelo fato de evidenciar alguns pequenos detalhes quanto à variação de frequência e de tensão, no caso da utilização de motores de indução. Além disso, a inserção da carga dinâmica não influenciou significativamente o desempenho da microrrede em regime permanente quanto à qualidade do fornecimento de energia e estabilidade. Um ponto importante para ressaltar é que o uso de modelos de carga dinâmica pode impactar significativamente o esforço computacional necessário para simular uma microrrede, ainda que de baixa complexidade. O tempo despendido na simulação com carga estática foi de aproximadamente 1 hora e 2 minutos, enquanto o tempo necessário para completar a simulação com o modelo de carga dinâmica foi de aproximadamente 1 hora e 33 minutos. Um importante aspecto da

utilização de modelos estáticos se dá na possibilidade de conseguir simular uma microrrede de grande escala e complexidade sem comprometer o esforço computacional. Por outro lado, vale a avaliação da necessidade de representar as cargas de maneira mais fiel a responder às perturbações e variações da microrrede.

5.2 Trabalhos futuros

- Avaliar o desempenho da microrrede utilizando mais de uma carga dinâmica, no que tange ao esforço computacional da simulação e os impactos nos indicadores de qualidade de energia e estabilidade do sistema;
- Avaliar os efeitos da carga dinâmica juntamente a um algoritmo de otimização de *Black-Start*;
- Expandir a microrrede, adicionando mais complexidade ao sistema, como outras unidades de GD, sistemas de armazenamento e refazendo análises utilizando carga dinâmica;
- Otimizar o funcionamento do sistema para que se consiga simular grandes períodos de tempo, permitindo refazer as análises com os indicadores do PRODIST utilizando as recomendações de medições;
- Utilizar outras topologias de microrrede nas análises dos impactos do modelo dinâmico, como as de barramento CC;
- Utilizar os modelos de cargas dinâmicas em análises envolvendo outros transitórios, como falhas e faltas.

REFERÊNCIAS

ADAMITIS, G.; TSENGENES, G.; KELESIDIS, K. Three phase grid connected photovoltaic system with active and reactive power control using “instantaneous reactive power theory”. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality**, Granada, Spain, 2010. Citado na página 26.

ANEEL. **Micro-rede**. [S.l.], 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&_101_assetEntryId=15050867&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=micro-rede&inheritRedirect=true>. Acesso em: 20 set. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 23.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8, Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.], 2021. Citado 7 vezes nas páginas 18, 30, 31, 34, 35, 36 e 37.

CARNEIRO, A. V. **Projeto, desenvolvimento e implementação de microrrede em campus universitário com tecnologia solar fotovoltaica e de armazenamento**. Dissertação (Mestrado) — UFC, Fortaleza, CE, 2017. Citado na página 25.

COSTA, T. W. D.; FARDIN, J. F.; VILHENA, M. B. L. Modelagem de um gerador fotovoltaico em um sistema de primeira ordem. **XVII Congresso Brasileiro de Automática**, Juíz de Fora, MG, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2022: Ano base 2021**. Rio de Janeiro, 2022. Citado na página 17.

FARDIN, J. F.; ENCARNACAO, L. F.; BRUNORO, M. Modelagem de cargas para estudos de regime permanente, de transientes e de componentes harmônicas em sistemas elétricos de potência. **SBSE**, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 21.

HEBALA, O. **Battery Charging/Discharging Controller**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/91750-battery-charging-discharging-controller?s_tid=srchtitle_battery_5&s_tid=mwa_osa_a>. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

IEEE/PES. **Radial Distribution Test Feeders**. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 20 set. 2021. Citado na página 39.

JUNIOR, U. C. P.; ALBUQUERQUE, L. O. de; BARBOSA, C. F. de O.; VERÍSSIMO, J. P. A.; PINHO, J. T.; GALHARDO, M. A. B. Qualidade do suprimento de energia elétrica no laboratório de sistemas híbridos e minirredes do gdae/ufpa. **Revista Brasileira de Energia Solar, Ano 10, Vol. X, nº 1**, 2019. Citado na página 30.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, L. C.; MADUREIRA, A. G. Defining control strategies for microgrids islanded operation. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, NO. 2**, 2006. Citado na página 29.

- MATHWORKS. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html>>. Citado na página 42.
- MONTEIRO, J. C. de J. **Otimização Multiobjetivo de Black Start em Microrredes com Inserção de Geração Distribuída Intermitente**. Dissertação (Mestrado) — UFES, Vitória, ES, 2021. Citado 8 vezes nas páginas 18, 24, 25, 27, 28, 38, 40 e 41.
- MOTA, H. de S. **Análise técnico econômica de unidades geradoras de energia distribuída**. Dissertação (Mestrado) — IPEN, São Paulo, 2011. Citado na página 25.
- ONS. **Submódulo 20.1: Glossário de Termos Técnicos**. [S.l.], 2020. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 25.
- PRODANOV, C. C.; FREITAS, E. C. de. **Métodos e Técnicas da Pesquisa e do Trabalho Acadêmico**, 2. ed. [S.l.]: Feevale, 2013. Citado na página 38.
- RICCIARDI, T. R. **Contribuições para a Modelagem de Cargas para Análise Estática e Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — UNICAMP, Campinas, SP, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 17, 18, 20 e 22.
- SANTOS, A. G. dos; MERCES, V. O. das. Rastreador do ponto de máxima potência baseado em controle preditivo para o conversor sepic em sistemas fotovoltaicos. **CBA2020**, 2020. Citado na página 27.
- SILVA, F. L. D. **Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado) — UFES, Vitória, ES, 2011. Citado na página 26.
- SILVA, G. A. T. **Modos de operação de uma microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência**. Dissertação (Mestrado) — UFES, Vitória, ES, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 23, 24, 26 e 29.
- S.M.DECKMANN; POMILIO, J. A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. Campinas, SP, 2020. Citado na página 32.
- SOTREQ. **Grupo Gerador Cat® C15 a diesel**. [S.l.], 2022. Disponível em: <<http://www.sotreqenergia.com.br/produto/grupo-gerador-catr-c15-diesel>>. Citado na página 28.