

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fabiano Santos Ferreira

**ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO DE CONTROLES PARA  
GERAÇÃO HÍBRIDA FOTOVOLTAICO-DIESEL**

Santa Maria, RS  
2023

Fabiano Santos Ferreira

**ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO DE CONTROLES PARA  
GERAÇÃO HÍBRIDA FOTOVOLTAICO-DIESEL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Marchesan

Coorientador: Prof. Dr. Adriano Peres de Morais

Santa Maria, RS, Brasil

2023

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

Ferreira, Fabiano  
ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO DE CONTROLES PARA GERAÇÃO  
HÍBRIDA FOTOVOLTAICO-DIESEL / Fabiano Ferreira.- 2023.  
102 p.; 30 cm

Orientador: Gustavo Marchesan  
Coorientador: Adriano Peres de Moraes  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2023

1. Energia Solar fotovoltaica 2. Estabilidade 3.  
Geração distribuída 4. Geração híbrida 5. Gerador a diesel  
I. Marchesan, Gustavo II. Peres de Moraes, Adriano III.  
Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, FABIANO FERREIRA, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**Fabiano Santos Ferreira**

**ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO DE CONTROLES PARA  
GERAÇÃO HÍBRIDA FOTOVOLTAICO-DIESEL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 22 de março de 2023:**

---

**Gustavo Marchesan, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Luiz Fernando de Freitas Gutierrez, Dr. (UFSM)**

---

**João Paulo Abreu Vieira, Dr. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2023

## **DEDICATÓRIA**

A Deus, minha esposa e meus pais.

## AGRADECIMENTOS

A Deus por me dar vida e sabedoria;

Agradeço a minha esposa por compreender a minha ausência em diversos momentos durante o período do mestrado e principalmente durante a elaboração deste trabalho e também por me apoiar e acreditar junto comigo nos meus sonhos.

A minha família por me educar e ensinar os valores de humildade, honestidade, piedade, honra e senso de justiça.

À Universidade Federal de Santa Maria, pelo ensino de qualidade que contribuiu para minha formação;

Ao meu orientador, Prof. Dr. Gustavo Marchesan, pela confiança, orientação, pelos esclarecimentos e sugestões que contribuíram e foram essenciais para bom andamento deste trabalho;

Aos bolsistas Igor Luiz Dal Forno e Eduardo Bao de Oliveira, pelo empenho, dedicação e por não medirem esforços em ajudar, proporcionando contribuições relevantes para o bom desenvolvimento deste trabalho.

À minha família, por sempre estar ao meu lado;

À banca, pelas valiosas contribuições técnicas ao trabalho;

Ao Fundo de Incentivo à Pesquisa (Fipe) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apoio financeiro à pesquisa;

Por fim, agradeço a todos aqueles que, de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

*“Faça o teu melhor, na condição que você tem, enquanto você não tem condições melhores, para fazer melhor ainda.”*

*Mário Sergio Cortella*

## RESUMO

# ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO DE CONTROLE PARA GERAÇÃO HÍBRIDA FOTOVOLTAICO-DIESEL

AUTOR: FABIANO SANTOS FERREIRA  
ORIENTADOR: GUSTAVO MARCHESAN  
COORIENTADOR: ADRIANO PERES DE MORAIS

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia estão sempre em constante expansão. Contudo, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2022 existiam cerca de 250 localidades isoladas no Brasil, representando 1,5 % da população que vive em regiões remotas do país e que não estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O abastecimento destas regiões é realizado por microrredes, formadas principalmente por Grupos Motor Gerador (GMG) a Diesel, que são fáceis de projetar, construir e operar. No entanto, esses equipamentos têm um alto consumo de combustível, consideráveis gastos com manutenção e o uso do combustível fóssil agride o meio ambiente. Uma forma de mitigar esses problemas seria a adoção de sistemas de energia solar fotovoltaica (FV) isolados, que são desconectados da rede elétrica e quando não há radiação solar, a energia é fornecida por baterias. Em função da baixa vida útil das baterias e devido ao seu alto custo de aquisição no Brasil, a implementação destes sistemas acaba inviabilizando economicamente muitos projetos. Outra solução seria a adoção de microrredes híbridas onde uma fonte renovável como a FV pudesse contribuir com a sua energia, diminuindo assim, a geração do GMG. Entretanto, a sua associação a uma geração FV, de forma direta e sem nenhum controle, pode ocasionar danos ao GMG e também, em caso de atuação do sistema de proteção, deixar a microrrede sem energia elétrica. Estes problemas estão associados principalmente devido a intermitência da geração FV, provocada pelas oscilações da radiação solar. Assim, este trabalho propõe o desenvolvimento de metodologias, que visam garantir uma alta penetração FV em uma microrrede híbrida FV-GMG, possibilitando assim, uma maior redução do consumo de combustível do GMG. Também é proposto um sistema de controle que visa assegurar que o GMG opere sem ultrapassar o seu limite mínimo de geração. O sistema teste indicado para a validação das metodologias, levou em consideração a reconfiguração de uma parte da rede de distribuição da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Permitindo assim, a formação de uma microrrede híbrida com os geradores FV, GMG e cargas existentes. A microrrede foi modelada e simulada por meio do software Matlab/Simulink®, onde foi possível verificar que a metodologia proposta conseguiu estabilizar a microrrede, mesmo com altos índices de penetração FV. Por meio de uma análise econômica, realizada com o software HOMER®, também se verificou uma redução de 18 % no consumo de combustível.

**Palavras-chave:** Energia Solar fotovoltaica. Estabilidade. Geração distribuída. Geração híbrida. Gerador a diesel. Microrrede. Modelagem. Sistema de controle.



## ABSTRACT

### ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF CONTROL FOR HYBRID PHOTOVOLTAIC-DIESEL GENERATION

AUTHOR: FABIANO SANTOS FERREIRA  
ADVISOR: GUSTAVO MARCHESAN  
CO-ADVISOR: ADRIANO PERES DE MORAIS

The systems of generation, transmission and distribution of energy are always in constant expansion. However, according to the Energy Research Company (EPE), in 2022 there were around 250 isolated locations in Brazil, representing 1.5% of the population that live in remote regions of the country and that are not connected to the SIN. The supply of these regions is carried out by microgrids, formed mainly by Diesel Motor Generator Sets (GMG), which are easy to design, build and operate. However, this equipment has a high fuel consumption, considerable maintenance costs and the use of fossil fuel harms the environment. To mitigate these problems would be the adoption of isolated photovoltaic (PV) systems, which are disconnected from the electrical grid and when there is no solar radiation, energy is supplied by batteries. Due to the low useful life of the batteries and due to their high acquisition cost in Brazil, the implementation of these systems ends up making many projects economically unfeasible. Another solution would be the adoption of hybrid microgrids where a renewable source such as PV could contribute with its energy, thus reducing GMG generation. However, its association with a PV generation, directly and without any control, can cause damage to the GMG and also, in case of actuation of the protection system, leave the microgrid without electricity. These problems are associated mainly due to the intermittency of PV generation, caused by oscillations in solar radiation. Thus, this work proposes the development of methodologies, which aim to guarantee a high PV penetration in a hybrid PV-GMG microgrid, thus enabling a greater reduction in the fuel consumption of the GMG. It is also proposed a control system that aims to ensure that the GMG operates without exceeding its minimum generation limit. The test system indicated for the validation of methodologies took into account the reconfiguration of a part of the Federal University of Santa Maria (UFSM). Thus, allowing distribution network, allowing the formation of a hybrid microgrid with PV generators, GMG and existing loads. The microgrid was modeled and simulated using Matlab/Simulink® software, where it was possible to verify that the proposed methodology managed to stabilize the microgrid, even with high PV penetration rates. Through an economic analysis, carried out with the HOMER® software, a reduction of 18% in fuel consumption was also verified.

**Keywords:** Photovoltaic solar energy. Stability. Distributed generation. Hybrid generation. Diesel generator. Microgrid. Modeling. Control system.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localização dos sistemas isolados no ano de 2022.....	25
Figura 2: Oferta de geração no SISOL em 2020 e previsão para 2023. ....	26
Figura 3: Radiação Solar Média na região da Amazônia. ....	28
Figura 4: Circuito básico do conversor <i>Buck</i> . ....	32
Figura 5: Ganho estático em função da razão cíclica do conversor <i>Buck</i> . ....	32
Figura 6: Circuito básico do conversor <i>Boost</i> . ....	33
Figura 7: Ganho estático em função da razão cíclica do conversor <i>Boost</i> . ....	33
Figura 8: Circuito básico do conversor <i>Buck-Boost</i> . ....	34
Figura 9: Ganho estático em função da razão cíclica do conversor <i>Buck-Boost</i> . ....	34
Figura 10: Fluxograma de funcionamento da técnica P&O. ....	36
Figura 11: Curva P-V utilizando a técnica P&O .....	37
Figura 12: Fluxograma de funcionamento da técnica de Condutância Incremental ....	38
Figura 13: Fluxograma do algoritmo de LPPT .....	40
Figura 14: Curva característica do módulo com o algoritmo de LPPT .....	41
Figura 15: Inversor Trifásico tipo VSI de meia ponte. ....	42
Figura 16: Inversor Trifásico tipo CSI de meia ponte. ....	42
Figura 17: Estratégia de controle PWM trifásico. ....	43
Figura 18: Diagrama de blocos do SRF-PLL .....	44
Figura 19: Curva de consumo de combustível de um GMG de 100 kW.....	46
Figura 20: Representação da malha de controle de velocidade do GMG.....	47
Figura 21: Diagrama de blocos dos principais controles do GMG. ....	47
Figura 22: Proposta de Microrrede Híbrida FV-GMG na UFSM. ....	51
Figura 23: Usina FV da UFSM.....	52
Figura 24: Diagrama Unifilar da usina FV da UFSM. ....	53
Figura 25: Diagrama Unifilar da configuração proposta para o sistema teste.....	53
Figura 26: Pontos de alteração da rede existente para formação da microrrede híbrida FV-GMG.....	54
Figura 27: Circuito equivalente do módulo fotovoltaico implementado na simulação	56
Figura 28: Circuito equivalente do arranjo FV linearizado .....	58
Figura 29: Circuito equivalente do conversor <i>Boost</i> conectado ao arranjo fotovoltaico .....	58
Figura 30: Modelo de controle do conversor <i>Boost</i> .....	60

Figura 31: Controle do conversor <i>Boost</i> modelado na simulação .....	62
Figura 32: Modelo de inversor e filtro LC implementado no sistema FV.....	63
Figura 33: Bloco de controle do PLL e Transformada de Park.....	64
Figura 34: PLL modelado no sistema FV.....	64
Figura 35: Modelo do motor diesel e do regulador implementado. ....	65
Figura 36: Malha de controle do AVR. ....	67
Figura 37: Microrrede híbrida FV-GMG modelada no Matlab/Simulink®.....	68
Figura 38: Curva de irradiação da usina solar da UFSM no dia 10 de abril de 2019...69	
Figura 39: Variações de irradiação da usina solar da UFSM no dia 10 de abril de 2019 .....	70
Figura 40: Sistema de controle simplificado .....	71
Figura 41: Malha de controle que indica o limite máximo disponível para a geração FV .....	72
Figura 42: Malha de controle que garante a potência mínima do GMG .....	73
Figura 43: Circuito equivalente do filtro passa baixa de segunda ordem passivo.....	73
Figura 44: Malha de controle da frequência .....	74
Figura 45: Malha de controle de LPPT implementada.....	75
Figura 46: Fluxograma do algoritmo LPPT implementado.....	76
Figura 47: Partida e estabilização da microrrede sem os controles propostos .....	78
Figura 48: Partida e estabilização da microrrede com os controles propostos.....	79
Figura 49: Respostas da Microrrede sem controle ao cenário 1.....	80
Figura 50: Respostas da Microrrede com os controles propostos ao cenário 1.....	81
Figura 51: Resposta a frequência da Microrrede em: (a) sem os controles propostos e (b) com os controles propostos. ....	82
Figura 52: Grandezas do Sistema FV com os controles em funcionamento. ....	83
Figura 53: Respostas da Microrrede sem os controles propostos ao cenário 2. ....	84
Figura 54: Respostas da Microrrede com os controles propostos ao cenário 2.....	84
Figura 55: Respostas das grandezas do Sistema FV mediante a simulação do cenário 3. .....	86
Figura 56: Respostas da Microrrede com os controles propostos ao cenário 3.....	87
Figura 57: Curva de carga diária da microrrede modelada no HOMER®. ....	88
Figura 58: Curva de radiação solar mensal para a cidade de Santa Maria - RS.....	89
Figura 59: Curva de carga e geração do cenário 1.....	91

## LISTAS DE TABELAS

Tabela 1: Distribuição dos sistemas isolados por Estado.....	24
Tabela 2: Localidades de Roraima não atendidas 24h.....	27
Tabela 3: Limites de variação de frequência indicados pelo PRODIST. ....	49
Tabela 4: Limites de variação de frequência indicados pela NBR 16149.....	49
Tabela 5: Parâmetros do módulo fotovoltaico implementado.....	57
Tabela 6: Especificações para o projeto do conversor <i>Boost</i> .....	59
Tabela 7: Parâmetros do motor diesel e regulador de velocidade. ....	66
Tabela 8: Parâmetros elétricos do gerador síncrono.....	66
Tabela 9: Parâmetros do AVR modelado. ....	67
Tabela 10: Resultados econômicos dos três cenários analisados. ....	91

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CSI	<i>Current Souce Inverter</i>
CRESESB	Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GMG	Grupo Motor Gerador
HUSM	Hospital Universitário de Santa Maria
INRI	Instituto de Redes Inteligentes
I-V	Curva corrente versus tensão
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Especiais
LABMOT	Laboratório de Motores
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
O&M	Operação e Manutenção
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PV	<i>Photovoltaics</i>
PRODIST	Procedimento de Distribuição
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado na Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISOL	Sistema Brasileiro de Eletricidade Isolada
SVPWM	<i>Space Vector Width Modulation</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional

SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
SRF – PLL	<i>Synchronous Reference Frame – Phase Locked Loop</i>
THE	<i>Times Higher Education</i>
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>16</b>
1.1	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA .....	17
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	18
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	19
1.4	CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO .....	19
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	19
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>21</b>
2.1	ESTADO DA ARTE .....	21
<b>2.1.1</b>	<b>Uso de Algoritmos de PID para controlar a velocidade e a tensão de excitação do GMG .....</b>	<b>21</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Uso de GMG com velocidade variável.....</b>	<b>22</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Otimização do algoritmo MPPT do sistema FV .....</b>	<b>22</b>
<b>2.1.4</b>	<b>Sistema de previsão de nuvens.....</b>	<b>22</b>
<b>2.1.5</b>	<b>Emulação de inércia virtual via inversores .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1.6</b>	<b>Emulação de inércia via fonte primária .....</b>	<b>23</b>
2.2	SISTEMAS ISOLADOS NO BRASIL .....	23
<b>2.2.1</b>	<b>Aplicação de geração com fontes renováveis em sistemas isolados.....</b>	<b>27</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Penetração de sistema fotovoltaico em microrredes isoladas .....</b>	<b>29</b>
2.3	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	30
<b>2.3.1</b>	<b>Inversores Fotovoltaicos.....</b>	<b>30</b>
2.3.1.1	Conversores CC-CC .....	31
2.3.1.2	Técnicas de MPPT .....	35
2.3.1.2.1	Técnica Perturba e Observa (P&O).....	35
2.3.1.2.2	Técnica da condutância Incremental .....	37
2.3.1.3	Técnicas de LPPT .....	39
2.3.1.4	Conversores CC-CA .....	41
2.3.1.4.1	Inversor CC-CA tipo fonte de tensão .....	41
2.3.1.4.2	Inversor CC-CA tipo fonte de corrente .....	42
2.3.1.4.3	Estratégias de modulação .....	42
2.3.1.4.4	PLL .....	44
2.4	GRUPO MOTOR GERADOR.....	45

2.5	CRITÉRIOS DE CONEXÃO E QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	48
<b>3</b>	<b>APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>50</b>
3.1	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA UFSM.....	50
3.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE.....	50
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>55</b>
4.1	MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	56
<b>4.1.1</b>	<b>Modelagem do módulo fotovoltaico. ....</b>	<b>56</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Modelagem do conversor CC/CC <i>Boost</i> .....</b>	<b>57</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Modelagem do inversor CC/CA .....</b>	<b>62</b>
4.2	MODELAGEM DO GRUPO MOTOR GERADOR A DIESEL.....	65
4.3	MICRORREDE MODELADA .....	67
4.4	IMPLEMENTAÇÃO E MODELAGEM DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DA MICRORREDE HÍBRIDA FV-GMG.....	70
<b>4.4.1</b>	<b>Estratégia de controle que indica a redução de potência do sistema FV.....</b>	<b>71</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Estratégia de controle que garante a geração mínima do GMG e define a potência de operação máxima permitida para o sistema FV .....</b>	<b>72</b>
<b>4.4.3</b>	<b>Estratégia de controle que visa mitigar os desvios de frequência .....</b>	<b>73</b>
<b>4.4.4</b>	<b>Controle de LPPT .....</b>	<b>75</b>
4.5	SIMULAÇÃO E RESULTADOS .....	76
<b>4.5.1</b>	<b>Cenário 1.....</b>	<b>79</b>
<b>4.5.2</b>	<b>Cenário 2.....</b>	<b>83</b>
<b>4.5.3</b>	<b>Cenário 3.....</b>	<b>85</b>
4.6	ANÁLISE DOS RESULTADOS ECONÔMICOS.....	87
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>92</b>
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	93
<b>6</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>94</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil é um dos países com maior capacidade instalada de geração de energia elétrica, com mais de 180 GW (ANEEL, 2022). A maior parte dessa energia, cerca de 62% é gerada por usinas hidrelétricas, seguidas pelas termoeletricas com 12,9%, eólicas com 12,3%, biomassa com 8,3%, solar com 2,8%, nuclear com 1,1 % e 0,4% fornecidos por outros tipos de geração (ONS, 2022). Para despachar essa quantidade de energia o país detém um sistema complexo de transmissão, composto de uma malha com mais de 169 mil quilômetros de extensão, no qual a energia é transportada em um alto nível de tensão, podendo chegar a 750 kV em corrente alternada e 800 kV em corrente contínua (ONS, 2022).

Os sistemas de distribuição recebem grande parte da energia oriunda da transmissão e são responsáveis por distribuir a energia para consumidores de médio e pequeno porte, neste sistema a tensão fica abaixo de 230 kV (ABRADEE, 2022). Todo esse sistema de transmissão e distribuição faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) que atende cerca de 98% dos consumidores brasileiros.

No entanto, cerca de 1,5% da população que vive em pequenas cidades e vilarejos, localizados em regiões mais remotas e isoladas do país, estão fora do SIN e são atendidos pelo Sistema Brasileiro de Eletricidade Isolada (SISOL). Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) existem cerca de 251 localidades isoladas no Brasil, sendo a maior parte situada na região Norte (EPE, 2022). O abastecimento destas regiões é realizado por microrredes, formadas principalmente por Grupos Motor Gerador (GMG) a Diesel, que são fáceis de projetar, construir e operar. No entanto, o consumo de diesel usado nestes geradores é alto, o custo com manutenções preventivas e corretivas é expressivo e o uso do combustível fóssil agride o meio ambiente (LIM; NAYAR, 2012). De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2022 foi previsto 11,9 bilhões de reais, destinados ao subsídio oferecido pelo governo federal para o atendimento aos sistemas isolados, este valor faz parte da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), encargo embutido na conta dos consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (CCEE, 2022).

Uma forma de solucionar este problema seria a utilização de fontes de energia renováveis como eólica e solar fotovoltaica (FV) para suprir toda geração de energia, contudo tais fontes de energia são intermitentes, tendo sua geração condicionada às condições climáticas, estações do ano e localização geográfica (SAMSON et al., 2009).

O uso de microrredes, com fontes de energia renovável também é utilizado durante contingências ou pico de demanda do sistema de distribuição, desconectando assim porções de

carga do sistema e os tornando autossuficientes. Desta forma, a Geração Distribuída (GD) fornece energia de forma mais eficiente para as cargas, pois está localizada mais próxima das cargas e reduz a demanda e a dependência do sistema de distribuição. Podendo também, ter uma significativa melhora dos indicadores de qualidade de serviço. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por monitorar estes indicadores (JACONDINO, 2016).

Um sistema híbrido como o FV-GMG, pode trazer todos os benefícios supracitados, porém, quando realizado sem o devido controle, essa ligação pode trazer instabilidades ao sistema elétrico e comprometer a qualidade de energia da microrrede em função da intermitência da radiação solar, fonte de energia do sistema fotovoltaico (SAMSON et al., 2009).

Quanto maior for a contribuição da geração FV em relação ao GMG, maior será a economia de combustível. No entanto, quando ocorrer um sombreamento repentino nos módulos fotovoltaicos, a geração FV reduzirá de forma abrupta, fazendo com que o GMG tenha de suportar essa perda de geração, o que muitas vezes não é possível, devido à baixa inércia do motor a combustão. Desta forma, surgem as flutuações de tensão e severos desvios de frequência. Os desvios de frequência em sua maioria são tão severos que podem causar a desconexão do GMG da rede, o que deixa as cargas da microrrede sem energia (KAMARUZZAMAN; MOHAMED; SHAREEF, 2015)

Outro ponto importante que deve ser levado em consideração no sistema híbrido FV-GMG, é que o GMG precisa trabalhar com limite mínimo de carga de 30%, a fim de preservar as condições mecânicas do motor a combustão, prolongar a sua vida útil e também promover um consumo eficiente do combustível (HAMILTON; NEGNEVITSKY; WANG, 2019)

## 1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Atualmente existem estudos sobre o uso de inércia virtual, que é capaz de mitigar os efeitos da baixa inércia gerada pelas fontes renováveis. Grande parte destas soluções usam sistemas de baterias, *flywheels* ou supercapacitores que emulam uma inércia quando ocorrem as variações de geração da fonte solar e eólica (KERDPHOL; SAIFUR RAHMAN; WATANABE, 2019). Porém, o custo de implementação deste sistema ainda é muito elevado e as baterias dependendo da tecnologia, devem ser substituídas em aproximadamente cinco ou dez anos (P2PAYS, 2010).

Assim, se faz necessário o desenvolvimento de pesquisas e metodologias que permitam que um sistema híbrido FV-GMG possa operar de forma estável. Principalmente se as soluções encontradas não utilizarem os sistemas acima citados, possibilitando assim, reduzir o custo de implementação da geração híbrida.

Uma forma de alcançar esse resultado seria a busca de sistemas capazes de prever as variações da radiação solar, com tempo suficiente para que a geração possa se ajustar e evitar a instabilidade provocada pela perda da geração FV.

Como citado, quanto maior for a contribuição da fonte solar, maior a economia em função da redução do combustível utilizado no GMG. Desta forma, entende-se que a geração FV deva suprir toda a energia em um sistema híbrido FV-GMG, para que se possa obter o máximo de economia. Contudo, isso não é possível pois em um sistema isolado o GMG atua como o formador de rede e precisa trabalhar com uma geração mínima, que fica em torno de 30% de sua capacidade (HAMILTON; NEGNEVITSKY; WANG, 2019). Assim, para que a geração híbrida possa operar de forma segura, se faz necessário um sistema de controle capaz de despachar de forma ótima as gerações do sistema híbrido. Levando em consideração as variações da carga, variações da geração FV e ainda garantir a geração mínima do GMG.

Experimentos com fontes de energia renováveis associadas a um GMG em um sistema isolado e sem nenhum tipo de controle já foram realizados, sendo possível observar diversos problemas, como grandes flutuações de potência, severos desvios de frequência e ainda a motorização do GMG, que é quando este absorve a energia do sistema e passa a trabalhar como um motor elétrico, trazendo graves danos ao conjunto mecânico do GMG (PAN; GAO; MALJADI, 2009).

Assim, o desenvolvimento de um sistema de controle capaz de solucionar ou mitigar os problemas de instabilidade da geração híbrida FV-GMG, pode, além de trazer mais segurança ao sistema elétrico, melhorar os índices de qualidade de energia e proporcionar uma redução do consumo de diesel. Isso tornaria a geração mais econômica, menos poluente, e permitiria uma maior penetração da geração solar em sistemas isolados, fomentando o crescimento da matriz energética renovável.

## **1.2 OBJETIVOS GERAIS**

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de metodologias capazes de proporcionar uma maior penetração de unidades de geração solar fotovoltaica no sistema

híbrido FV-GMG, garantindo a estabilidade e segurança do sistema frente à intermitência da geração fotovoltaica. Para isso, será utilizado um estudo de caso com dados reais de geração.

### **1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar revisão bibliográfica sobre as tecnologias e componentes normalmente utilizados em sistemas híbridos FV-GMG;
- Coletar e analisar os dados de geração e radiação solar de um sistema fotovoltaico real;
- Modelar um sistema híbrido FV-GMG isolado e analisar as perturbações que ocorrem quando há uma alta penetração FV;
- Desenvolver um método para limitar a potência de geração do sistema fotovoltaico;
- Desenvolver um método para mitigar as perturbações e instabilidades causadas pelos desvios de frequência;
- Desenvolver um controle capaz de garantir a maior penetração da fonte fotovoltaica no sistema híbrido FV-GMG, levando em consideração as variações da carga, variações da geração FV e ainda garantir a geração mínima do GMG;
- Implementar o sistema proposto em um software de otimização e verificar o seu resultado econômico;
- Realizar análise dos resultados e validação das metodologias desenvolvidas;

### **1.4 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO**

Este trabalho tem como contribuição uma proposta de controle que garante uma alta penetração fotovoltaica em uma microrrede híbrida FV-GMG. Assegurando a geração mínima do GMG, mitigando os desvios de frequência provocadas pela intermitência da geração FV e reduzindo o consumo de combustível do GMG.

Também são apresentados os resultados econômicos da solução de controle proposta.

### **1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica, contendo os assuntos que abordam os principais equipamentos e componentes que compõem uma microrrede híbrida FV-

GMG. Também é apresentado o estado da arte acerca deste assunto e uma visão geral dos sistemas isolados no Brasil.

No capítulo 3 é apresentado o estudo de acasos com a descrição do sistema teste, onde as simulações e cenários serão realizados para validação das soluções propostas. Neste caso, é sugerida a reconfiguração de uma parte do sistema de distribuição da UFSM, possibilitando a formação de uma microrrede híbrida FV-GMG, com os próprios equipamentos de geração e cargas existentes.

No capítulo 4 são apresentadas as metodologias usadas para o desenvolvimento dos sistemas de controle propostos, bem como, todo o desenvolvimento e modelagem do gerador FV, GMG e das cargas que compõem a microrrede híbrida FV-GMG. Também são apresentados os desenvolvimentos e modelagem dos controles propostos para reduzir a geração FV, mitigar os desvios de frequência e garantir a geração mínima do GMG.

Nesse capítulo também são apresentados os cenários e simulações onde os controles são validados, trazendo os resultados obtidos nas simulações e comparando as respostas dos sistemas com e sem os controles propostos. Uma análise econômica demonstrando os possíveis retornos financeiros alcançados com a solução também é apresentada neste capítulo.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e as sugestões para pesquisas futuras.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar assuntos que são pertinentes ao trabalho desenvolvido. Trazendo uma síntese dos principais trabalhos, conteúdos e elementos que compõem um sistema híbrido FV-GMG para microrredes isoladas, bem como, o seu estado da arte.

### 2.1 ESTADO DA ARTE

Nesta seção é apresentado uma revisão dos principais trabalhos publicados na literatura especializada nos últimos anos. Com enfoque especial para as principais técnicas e metodologias usadas para mitigar os problemas encontrados em microrredes híbridas FV-GMG.

#### 2.1.1 Uso de Algoritmos de PID para controlar a velocidade e a tensão de excitação do GMG

Em Astriani, Fauziah, *et al.* (2017), Hilal, Oktaufik, *et al.*(2016) e Soefian, Azka, *et al.*(2020) os autores propuseram um controlador de carga que é responsável por analisar a geração FV e dependendo do seu nível de potência, controlar a geração GMG. O controle é baseado no desenvolvimento de um algoritmo Proporcional, Integral, Derivativo (PID). Um sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), foi desenvolvido para supervisionar a operação da microrrede. O algoritmo de controle dos GMGs foi implementado em um controlador lógico programável (CLP). O CLP coleta as informações dos medidores incorporados aos geradores, processa os dados e, de acordo com a lógica do algoritmo, envia os comandos para os controles de velocidade e excitação dos GMGs.

Em Soefian, Azka, *et al.*(2020) é proposto um algoritmo PID similar ao proposto em Astriani, Fauziah, *et al.* (2017) e Hilal, Oktaufik, *et al.*(2016). As simulações e validações são realizadas pelo software DigSilent PowerFactory, nos quais são observados os fluxos de potência e a estabilidade transitória ocasionada pela geração híbrida FV-GMG.

### 2.1.2 Uso de GMG com velocidade variável

Em Gireesh e Babu, (2019) e Hamilton, Negnevitsky e Wang, (2019) foram apresentadas soluções baseadas no uso de GMG com velocidade variável para contornar os problemas de instabilidade ocasionados pela flutuação da geração FV. Estes GMGs ao invés de fornecerem energia em corrente alternada (CA), fornecem energia em corrente contínua (CC) e usam um conversor CC/CA para que a energia esteja no padrão da microrrede. Desta forma, sua velocidade pode variar, pois o conversor é o responsável por manter a frequência da rede estável. Estes equipamentos podem operar em baixa velocidade sem interferir na frequência da microrrede. Assim, trabalhando com baixas cargas de forma eficiente e permitindo uma economia no consumo de combustível.

### 2.1.3 Otimização do algoritmo MPPT do sistema FV

Em Mishra, Ramasubramanian e Sekhar, (2013), Salih, Wang e Farhan, (2015) e Datta, Senjyu, *et al.* (2011) os autores propuseram uma otimização para o algoritmo de *Maximum Power Point Tracker* (MPPT) do sistema FV. Em Salih, Wang e Farhan, (2015) é proposto a implementação de um algoritmo genético integrado ao P&O do sistema FV, fazendo com que o rastreador tenha uma melhora aos desvios de tensão e oscilações de frequência provocados pela variação da irradiância. Em Mishra, Ramasubramanian e Sekhar, (2013) além da implantação de um novo algoritmo para o P&O, também foi desenvolvido um controle para atuar sobre o sistema de controle de velocidade do GMG. Já em Salih, Wang e Farhan, (2015) o autor propõe o controle baseado em lógica fuzzy, onde as entradas foram a radiação solar e a frequência da microrrede, tendo como saída o MPPT no inversor fotovoltaico. Desta forma, de acordo com a variação da irradiância e da frequência, a lógica fuzzy envia um sinal para o MPPT do inversor, informando para ele aumentar ou reduzir a sua potência de saída.

### 2.1.4 Sistema de previsão de nuvens

Em Dufrane, Zimmerle e Duggan, (2017) foi proposta a utilização de um sistema de previsão de nuvens, capaz de verificar antecipadamente a ocorrência de sombreamentos, e assim controlar os geradores GMGs para compensar a futura falta de geração FV. O sistema de controle utiliza uma câmera de 180° capaz de capturar uma grande área do céu. Essas imagens são divididas em 16 anéis concêntricos, centralizados na atual posição do sol, em que para cada anel

é calculada uma porcentagem de cobertura de nuvens. Caso o rastreamento preveja a formação de nuvens, o sistema envia um sinal ao controlador de carga, que então gerencia a entrada ou não de mais GMGs para suprir a geração FV que será perdida.

### **2.1.5 Emulação de inércia virtual via inversores**

As estratégias de emulação de inércia, em geral, consistem no controle digital dos inversores que conectam fontes de geração às redes ou microrredes. Mais especificamente, simulam comportamentos de máquinas síncronas convencionais.

Em Hesse, Turschner e Beck, (2009) é proposto os primeiros sistemas de emulação de inércia via inversores chamada de Máquina Síncrona Virtual (VSM). Já em Alsiraji e El-shatshat, (2017) são abordadas diferentes metodologias de emulação de inércia virtual. Sendo classificadas em emulações baseadas em algoritmos de ordem elevada e algoritmos de baixa ordem. No caso dos algoritmos de ordem elevada, a máquina virtual é representada pelas equações elétricas trifásicas do estator e pela equação de oscilação de segunda ordem. Já os algoritmos de baixa ordem consideram apenas a equação de oscilação de segunda ordem integrada com controles de tensão e corrente.

### **2.1.6 Emulação de inércia via fonte primária**

Dispositivos de armazenamento de energia, como baterias e supercapacitores, não possuem energia cinética armazenada. Porém, estruturas rápidas de controle podem ser desenvolvidas para que a energia dessas fontes primárias possam ser retiradas a fim de proporcionar o efeito de inércia como nas redes elétricas. Além disso, indica-se a implementação de fontes de armazenamento de energia em microrredes com capacidade de operar no modo ilhado, para que o balanço de geração e carga sejam atendidos mesmo em situações climáticas desfavoráveis. Em Delille, Francois e Malarange, (2012) são propostas estratégias com uso de baterias e supercapacitores para emular uma inércia virtual.

## **2.2 SISTEMAS ISOLADOS NO BRASIL**

No Brasil cerca de 98% da população está conectada ao SIN e recebe energia da matriz energética nacional, onde cerca de 62% é gerada por usinas hidrelétricas, seguida pelas termoelétricas com 12,9%, Eólicas com 12,3%, biomassa com 8,3%, solar com 2,8%, nuclear



com 1,1 % e 0,4% fornecidos por outros tipos de geração (ONS, 2022). O SIN é composto por linhas de transmissão com mais de 169 mil quilômetros de extensão, responsáveis por despachar em torno de 176 GW de capacidade instalada de geração (ONS, 2022).

Os sistemas de transmissão e distribuição tem um alto custo de investimento, que se justificam pois são capazes de transportar uma elevada capacidade de energia para locais com grande densidade de consumo, atendendo milhares de consumidores. No entanto, pequenos vilarejos localizados em áreas remotas de difícil acesso, onde a infraestrutura do SIN não chega devido a aspectos técnicos e econômicos, utilizam microrredes isoladas. (FRANZ et al., 2014)

Estas microrredes isoladas compõem o SISOL e são responsáveis por atender mais de 3 milhões de consumidores, divididos em 251 localidades isoladas no Brasil. Essas localidades compreendem em torno de 40% de todo o território nacional e estão distribuídas nos estados do Acre, Amazonas, Amapá, Mato Grosso, Pará, Pernambuco, Rondônia e Roraima. Conforme é possível observar na Tabela 1 o estado do Amazonas é o que detém o maior número de sistemas ilhados e o de Mato Grosso é o único que tem previsão de ser interligado ao SIN em 2023. O consumo previsto para todo o SISOL para o ano 2023 é de 4,2 TWh, o que representa 0,6% do consumo nacional do país (EPE, 2022).

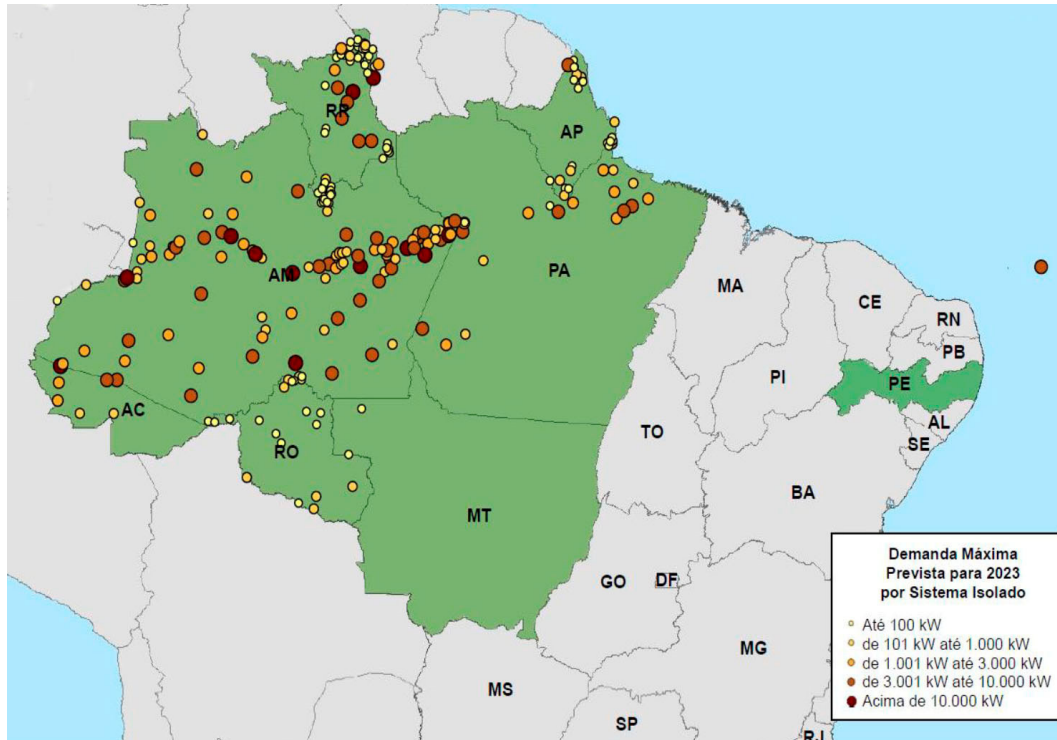
Tabela 1: Distribuição dos sistemas isolados por Estado.

<b>Estado</b>	<b>Número de Sistemas Isolados</b>	<b>Carga prevista para 2023 (MWh)</b>
Acre	7	261.247
Amazonas	97	2.055.186
Amapa	25	64.501
Mato Grasso	1	0
Pará	21	291.791
Pernambuco	1	25.971
Rondônia	22	14.389
Roraima	77	1.538.751
<b>TOTAL</b>	<b>251</b>	<b>4.251.836</b>

Fonte: (EPE, 2022).

A Figura 1 ilustra a distribuição das 251 localidades isoladas, onde verifica-se que a maior parte dos sistemas ficam concentrados na fronteira do país, em regiões de grande densidade de mata e locais de difícil acesso, mas que são de grande importância estratégica para o país, pois o povoamento dessas regiões é fundamental para a soberania do Brasil.

Figura 1: Localização dos sistemas isolados no ano de 2022.

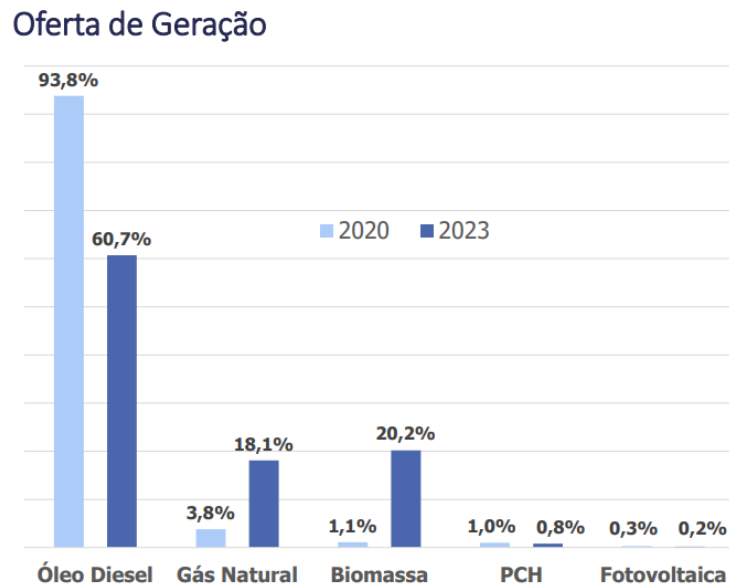


Fonte: (EPE, 2022).

A matriz energética do SISOL é formada em sua maioria por usinas termelétricas que utilizam GMG a diesel para fornecer energia elétrica. Esses sistemas são largamente empregados pois são fáceis de projetar, construir e operar. Contudo, trazem um consumo alto de diesel, a queima do combustível fóssil agride o meio ambiente e a logística para a entrega do combustível, devido as grandes distâncias entre as usinas, obstáculos naturais impostos pela vegetação e também pela hidrografia do local, tornam a atividade complexa e com custo elevado de operação (SOARES, 2008).

Na Figura 2 é possível observar que no ano de 2020 a dependência de GMG no SISOL ainda era grande, com mais de 93 %, e uma parcela muito pequena de fontes renováveis, como a biomassa, hídrica e fotovoltaica. Já a previsão para o ano de 2023 aponta para uma redução de 33,1 % da fonte diesel, resultando no aumento das fontes de gás natural e biomassa. Entretanto, a previsão para as fontes hídricas e fotovoltaicas, importantes para a diversificação da geração no sistema isolado, tiveram uma pequena redução (EPE, 2022).

Figura 2: Oferta de geração no SISOL em 2020 e previsão para 2023.



Fonte: (EPE, 2022).

Para pagar o alto custo de produção da energia nos sistemas isolados, em 1973 de acordo com a Lei nº 5.899/1973, foi criada a CCC, que inicialmente tinha como finalidade arrecadar recursos para subsidiar os custos com combustíveis das termoeletricas conectadas ao SIN, mas que em 1992 teve os recursos totalmente destinados para cobrir os custos com os combustíveis do SISOL. De acordo com a CCEE que desde 2017 realiza a gestão da CCC, no ano de 2022 foi previsto 11,9 bilhões de reais destinados para a CCC. Esses valores são embutidos nas tarifas dos consumidores das distribuidoras conectadas ao SIN (CCEE, 2022).

Nestes sistemas a geração deve ter capacidade para prover energia para a carga em qualquer instante, necessitando assim de um gerador reserva para fazer frente a eventuais falhas ou variações da carga. A energia no SISOL é fornecida durante 24 horas por dia, apenas em 16 localidades isoladas de Roraima que as cargas não são atendidas durante 24 horas, conforme ilustra a Tabela 2 (RENOVÁVEIS, 2022).

Tabela 2: Localidades de Roraima não atendidas 24h.

<b>Localidade</b>	<b>Tempo de operação (horas/dia)</b>
Vila Caicubi	12
Vila Cachoeirinha	12
Vila Dona Cota	10
Vila Floresta	10
Vila Itaquera	10
Vila Panacarica	10
Vila Remanso	12
Vila S. F. do Baixo Rio Branco	8
Vila Sacai	13
Vila Samaúma	9
Vila Santa Maria do Xerumirim	10
Vila Santa Maria Velha	10
Vila São Pedro	8
Vila Tanaaú	8
Vila Terra Preta	9
Vila Xixuaú	8

Fonte: (RENOVÁVEIS, 2022).

### 2.2.1 Aplicação de geração com fontes renováveis em sistemas isolados

São consideradas fontes de energia renovável, aquelas onde os recursos utilizados para a geração de energia são capazes de se regenerar. O uso dessas fontes de energia além de reduzir o impacto ambiental, contribui para a redução das outras fontes de energia que não são renováveis, como o combustível diesel usado nos GMG, que tem origem fóssil não renovável e no processo de combustão do diesel, ainda gera CO<sub>2</sub> que agride o meio ambiente. As fontes renováveis mais conhecidas e aplicadas são a solar, eólica, hidráulica, biomassa, geotérmica e energia do mar (NASCIMENTO; ALVES, 2016)

A região da Amazônia que contém a maior quantidade de sistemas elétricos isolados no Brasil, possui a maior bacia hidrográfica do planeta, o que poderia favorecer a implantação de pequenas centrais hidrelétricas, usando assim uma fonte de energia renovável. Entretanto, a região não oferece a disponibilidade de quedas de água que são fundamentais para o funcionamento de uma hidrelétrica. A força dos ventos que possibilitariam a utilização de usinas eólicas são encontradas apenas na região litorânea dos estados do Amapá e Pará, além da região nordeste de Roraima. Isso se deve a densa cobertura de matas e o baixo relevo que impedem a circulação de ventos, prejudicando a adoção deste tipo de fonte na região Amazônica (SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015).

Como citado, a região Amazônica possui uma densa cobertura vegetal, a maior do mundo. Este tipo de material de origem vegetal ou animal pode gerar um grande recurso de biomassa, possibilitando a produção de biogás ou biocombustíveis que podem alimentar geradores termelétricos. Contudo, a produção destes insumos deve obedecer às regulamentações ambientais, afim de minimizar os impactos ao ecossistema e garantir a preservação do bioma da Amazônia. Assim, essas medidas podem diminuir o resultado econômico da implementação dessas fontes de energia (MATIELLO et al., 2018).

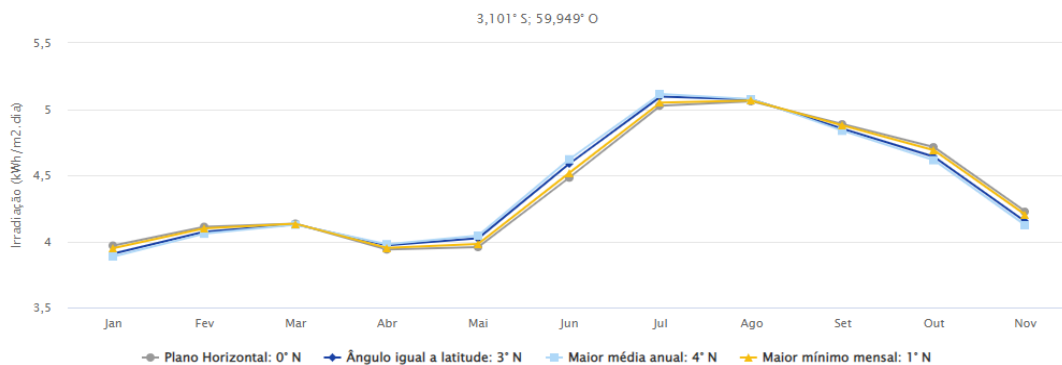
Pelo fato de estar localizada na região equatorial do país, a Amazônia possui bons índices de radiação solar, tendo uma média de 4,42 kWh/m<sup>2</sup> dia, conforme mostrado na Figura 3. A radiação poderia ser melhor como na região nordeste que fica em torno de 6 kWh/m<sup>2</sup> dia, mas devido ao grande volume de chuvas decorrente da evapotranspiração da floresta a radiação solar acaba tendo índices menores (CRESESB, 2000). Desta forma, e devido à grande expansão da energia fotovoltaica no país, o seu custo de implementação teve uma redução nos últimos anos, se tornando uma boa alternativa de geração de energia elétrica aos sistemas isolados que fazem parte do SISOL (SÁNCHEZ; TORRES; KALID, 2015).

Figura 3: Radiação Solar Média na região da Amazônia.

Estação: Manaus  
Município: Manaus, AM - BRASIL  
Latitude: 3,101° S  
Longitude: 59,949° O  
Distância do ponto de ref. (3,1179° S; 60,02° O): 8,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	3,97	4,11	4,13	3,94	3,96	4,48	4,49	5,03	5,06	4,89	4,71	4,23	4,42	1,12
✓	Ângulo igual a latitude	3° N	3,91	4,07	4,13	3,97	4,02	4,59	4,58	5,09	5,07	4,85	4,64	4,15	4,42	1,19
✓	Maior média anual	4° N	3,89	4,06	4,13	3,98	4,04	4,62	4,61	5,11	5,08	4,84	4,61	4,12	4,42	1,23
✓	Maior mínimo mensal	1° N	3,95	4,10	4,13	3,95	3,98	4,52	4,52	5,05	5,06	4,88	4,69	4,20	4,42	1,12

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Manaus–Manaus, AM–BRASIL



Fonte: Adaptado de (CRESESB, 2000).

A energia solar possui um perfil intermitente e sazonal, o que a impede de fornecer energia de forma ininterrupta. Por isso, esta fonte deve ser associada a uma fonte não intermitente, como na ligação híbrida FV-GMG que usa os geradores diesel como formadores

de rede. O GMG é uma fonte não intermitente, pois não depende das condições climáticas para produzir energia elétrica. Quanto maior for a contribuição solar, menor será o consumo de diesel e maior será a economia financeira. Entretanto, para que o sistema possa operar de forma segura e sem instabilidades, o limite de carga mínima do GMG deve ficar em torno de 30% da sua capacidade. A penetração do sistema FV, sem um controle específico para a sua associação com o GMG, deve ser de no máximo 30%, garantindo assim a estabilidade do sistema híbrido FV-GMG (MOSCARDINI JÚNIO, 2020; HAMILTON; NEGNEVITSKY; WANG, 2019; SAMSON *et al.*, 2009).

### 2.2.2 Penetração de sistema fotovoltaico em microrredes isoladas

A penetração do sistema fotovoltaico em termos de energia pode ser representada pela razão entre a quantidade de energia produzida pelo sistema FV e pela quantidade total de energia fornecida pela usina híbrida anual (LÉNA, 2013), como demonstra a Equação 1.

$$P_{fv} = \frac{P_{FV}}{P_{FV} + P_{UTE}} \times 100 \quad (1)$$

Onde:

$P_{fv}$  = Penetração do sistema fotovoltaico em %;

$P_{FV}$  = Energia gerada pelo sistema fotovoltaico anual, em kWh/ano;

$P_{UTE}$  = Energia gerada pela termelétrica anual, em kWh/ano;

Já a penetração fotovoltaica instantânea é definida pela razão entre a potência gerada pelo sistema fotovoltaico em um determinado tempo, pela demanda ativa consumida pelas cargas (HOMER, 2022; YAMEGUEU *et al.*, 2013; LÉNA, 2013). Como demonstra a Equação 2.

$$P_{fvi} = \frac{P_{FV}}{D_{carga}} \times 100 \quad (2)$$

Onde:

$P_{fvi}$  = Penetração instantânea do sistema fotovoltaico em %;

$P_{FV}$  = Potência do sistema fotovoltaico em um determinado instante, em kW;

$D_{carga}$  = Demanda consumida pela carga em um determinado instante, em kWh/ano;

Também é possível encontrar em diversas literaturas a penetração FV em relação a capacidade máxima de geração GMG, onde a taxa de penetração se dá pela razão entre a potência total fornecida pelo sistema fotovoltaico e a potência total fornecida pelo GMG (MOSCARDINI JÚNIO, 2020; DUFRANE; ZIMMERLE; DUGGAN, 2017; SMA, 2013)

## 2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas de geração fotovoltaica são normalmente formadas por módulos fotovoltaicos, conectados entre si com diversas possibilidades de configuração de arranjos, formados por ligações série, paralelo ou ambas as ligações na mesma configuração. Para que esses geradores possam fornecer energia elétrica em corrente alternada para as cargas, se faz necessário o emprego de um inversor de frequência, capaz de controlar a geração fotovoltaica e converter a energia produzida pelos módulos de corrente contínua para corrente alternada. Assim, neste capítulo serão apresentadas as principais características e aplicações dos geradores fotovoltaicos.

### 2.3.1 Inversores Fotovoltaicos

Os conversores de energia CC-CA popularmente chamados de inversores fotovoltaicos, são equipamentos fundamentais para o funcionamento de um sistema de geração fotovoltaica, sua principal função é converter a energia CC oriunda dos módulos fotovoltaicos em energia CA, podendo assim a energia ser consumida pelas cargas ligadas ao sistema FV e também injetar na rede da distribuidora de energia.

Os inversores fotovoltaicos podem ser divididos em duas categorias, definidas pelo seu tipo de aplicação. A primeira categoria chamada de Sistema Fotovoltaico Conectado na Rede (SFCR), contempla os inversores que são responsáveis por garantir que os critérios mínimos de qualidade de energia e segurança exigidos pelas distribuidoras de energia sejam seguidos, podem assim o sistema FV injetar sua energia na rede elétrica. A categoria chamada de Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) contempla os inversores que podem trabalhar de forma isolada da rede da distribuidora de energia, a maioria destes equipamentos também oferecem as mesmas proteções e qualidade de energia empregadas nos inversores conectados à rede elétrica (PINHO e GALDINO, 2014).

Os inversores também podem ser classificados de acordo com a sua potência e configuração da planta fotovoltaica, como segue abaixo (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUES, 2011):

- Microinversores: Estes inversores são integrados aos módulos fotovoltaicos e tem potências em torno de 50 a 400 W;
- Inversor por *String*: São inversores de apenas uma *string* e são normalmente usados em pequenas plantas de telhado, com potências que ficam na faixa de 0,4 a 2 kW;
- Inversores *multistring*: Inversores que tem entre uma e duas *strings*, comumente usados em plantas de telhado com tamanho médio, sua potência varia de 1,5 a 6 kW;
- Mini inversores centrais: Inversores com sistema trifásico e podendo ter várias *strings*, sua aplicação é comum em plantas de telhados maiores e pequenas usinas com potência até 100 kW;
- Inversores centrais: Com projeto modular e topologia trifásica, esses inversores são empregados em grandes usinas e podem ter potências que variam na casa dos décimos de MW.

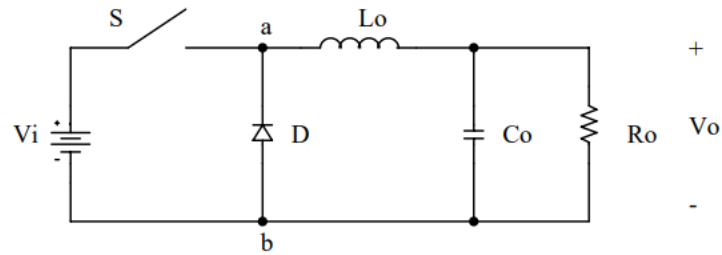
### 2.3.1.1 Conversores CC-CC

Para que o inversor possa controlar a potência oriunda dos módulos FV e assim ter uma maior eficiência, são utilizados conversores baseados em chaves eletrônicas estáticas, como os IGBTs. Esses conversores denominados conversores CC-CC podem apresentar inúmeras topologias, mas neste caso, serão apresentadas três topologias consideradas clássicas, o conversor *Buck*, conversor *Boost* e o conversor *Buck-Boost*.

O conversor *Buck* é um conversor abaixador de tensão, tendo como característica principal, ter em sua entrada uma fonte de tensão e como saída uma fonte de corrente. Sua operação consiste no armazenamento de energia em um indutor sob forma de corrente com uma tensão de saída que pode variar de zero até a sua tensão de entrada (PETRY, 2001; POMÍLIO, 2014). A Figura 4 apresenta o circuito elétrico básico do conversor *Buck*.



Figura 4: Circuito básico do conversor *Buck*.

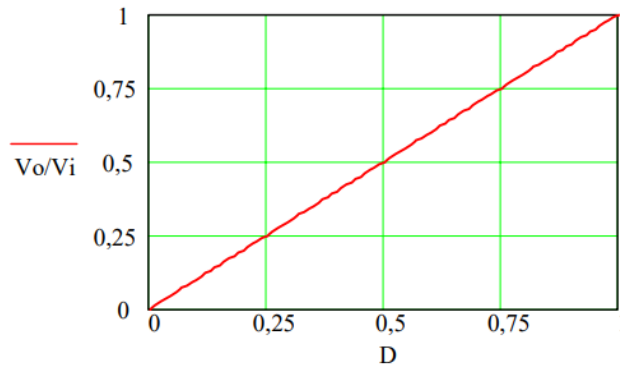


Fonte: (PETRY, 2001).

Seu funcionamento é simples, enquanto a chave ( $S$ ) permanecer fechada, em condução, a corrente irá fluir através do indutor ( $Lo$ ) até a saída, nesta etapa a fonte de tensão carrega o indutor através de sua magnetização, bem como, fornece energia para a saída. Quando a chave é aberta ou desligada, o diodo ( $D$ ) entra em condução e permite que a energia armazenada no indutor seja descarregada no circuito de saída, desmagnetizando assim o indutor (PETRY, 2001; POMÍLIO, 2014).

A Figura 5 apresenta o comportamento do ganho estático da tensão de saída em relação a tensão de entrada versus a razão cíclica do chaveamento.

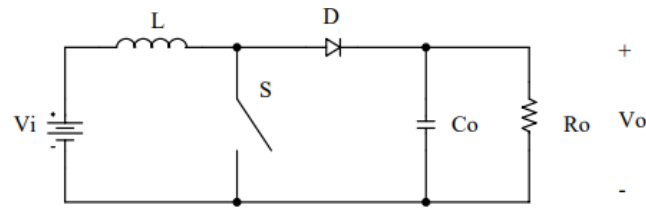
Figura 5: Ganho estático em função da razão cíclica do conversor *Buck*.



Fonte: (PETRY, 2001).

O conversor *Boost* diferente do *Buck*, trabalha como elevador de tensão, ou seja, consegue elevar a tensão saída em relação a tensão de entrada. Este conversor possui uma fonte de corrente como entrada e uma fonte de tensão como saída (PETRY, 2001; POMÍLIO, 2014). Sua topologia básica é representada pelo circuito descrito na Figura 6.

Figura 6: Circuito básico do conversor *Boost*.

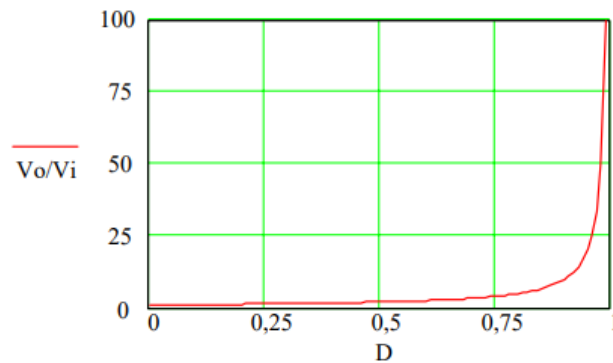


Fonte: (PETRY, 2001).

Seu funcionamento acontece da seguinte forma: Quando a chave (S) estiver fechada, em condução, a energia da fonte é enviada para o indutor (L) e o diodo (D) fica reversamente polarizado. Quando a chave é aberta, o diodo entra em condução e a energia acumulada no indutor é enviada, mais energia da fonte, são enviadas para o capacitor ( $C_o$ ) e a carga, fazendo com que a tensão da carga ( $V_o$ ) aumente (PETRY, 2001; POMÍLIO, 2014).

Na Figura 7 é apresentado o comportamento do ganho estático da tensão de saída em relação a tensão de entrada versus a razão cíclica do chaveamento do conversor *Boost*.

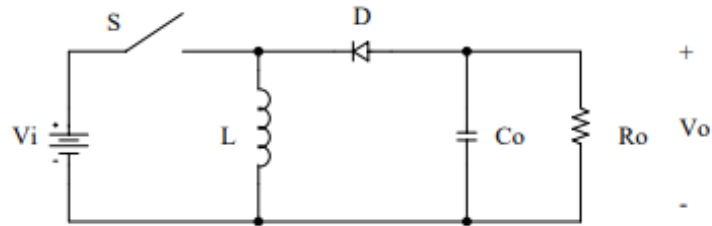
Figura 7: Ganho estático em função da razão cíclica do conversor *Boost*.



Fonte: (PETRY, 2001).

O conversor *Buck-Boost*, traz as características de ambos os conversores, podendo ser abaixador ou elevador de tensão. Este conversor é normalmente utilizado quando se possui uma carga com a característica de uma fonte de tensão e há necessidade de alimentar essa fonte a partir de uma fonte de tensão (BARBI, 2006; PETRY, 2001). A Figura 8 ilustra o circuito básico deste conversor.

Figura 8: Circuito básico do conversor Buck-Boost.

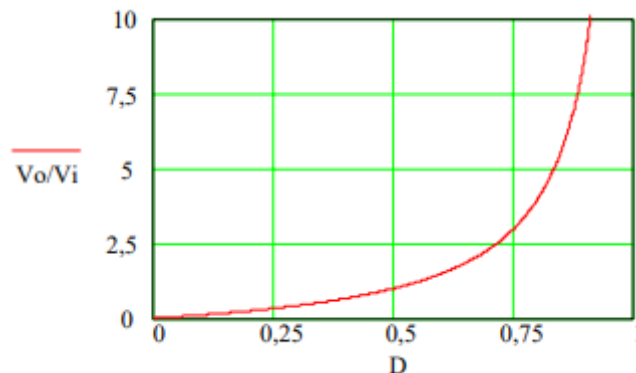


Fonte: (PETRY, 2001).

Quando a chave (S) estiver fechada e conduzindo, o diodo (D) é bloqueado e a fonte passa a carregar o indutor (L). Neste momento a tensão da carga é fornecida apenas pelo capacitor (Co). Quando a chave é aberta, o diodo passa a conduzir fornecendo a energia acumulada no indutor para o capacitor e a carga. Tanto a tensão de entrada quanto a tensão de saída são descontínuas. Assim a tensão suportada pela chave e pelo diodo é a soma das tensões de entrada e saída (BARBI, 2006; PETRY, 2001; POMÍLIO, 2014).

O comportamento do ganho estático da tensão de saída em relação a tensão de entrada versus a razão cíclica do chaveamento do conversor *Buck-Boost* é apresentado na Figura 9.

Figura 9: Ganho estático em função da razão cíclica do conversor *Buck-Boost*.



Fonte: (PETRY, 2001).

Para sistemas FV os conversores *Boost* são os mais utilizados e apresentam algumas vantagens em relação aos demais, são elas (POMÍLIO, 2014):

- Devido ao fato de a corrente de entrada não ser interrompida no modo de condução contínua, esse conversor tem menor exigência de filtros para interferência magnética;
- A chave principal é submetida a uma tensão igual a tensão de saída, podem assim, ser realizado por um sinal de baixa tensão;

- Pode ser adotado valores de capacitâncias menores, devido o capacitor de filtro operar em tensão mais elevada.

A principal desvantagem do conversor *Boost* se dá ao fato dele não ser isolado, tendo a fonte de entrada e carga de saída o mesmo referencial e com conexão física e elétrica. No Brasil não há restrição em relação a essa característica, dessa forma, o conversor *Boost* é uma forma mais prática e eficiente para a elevação da tensão CC (XIMENES, 2012).

### **2.3.1.2 Técnicas de MPPT**

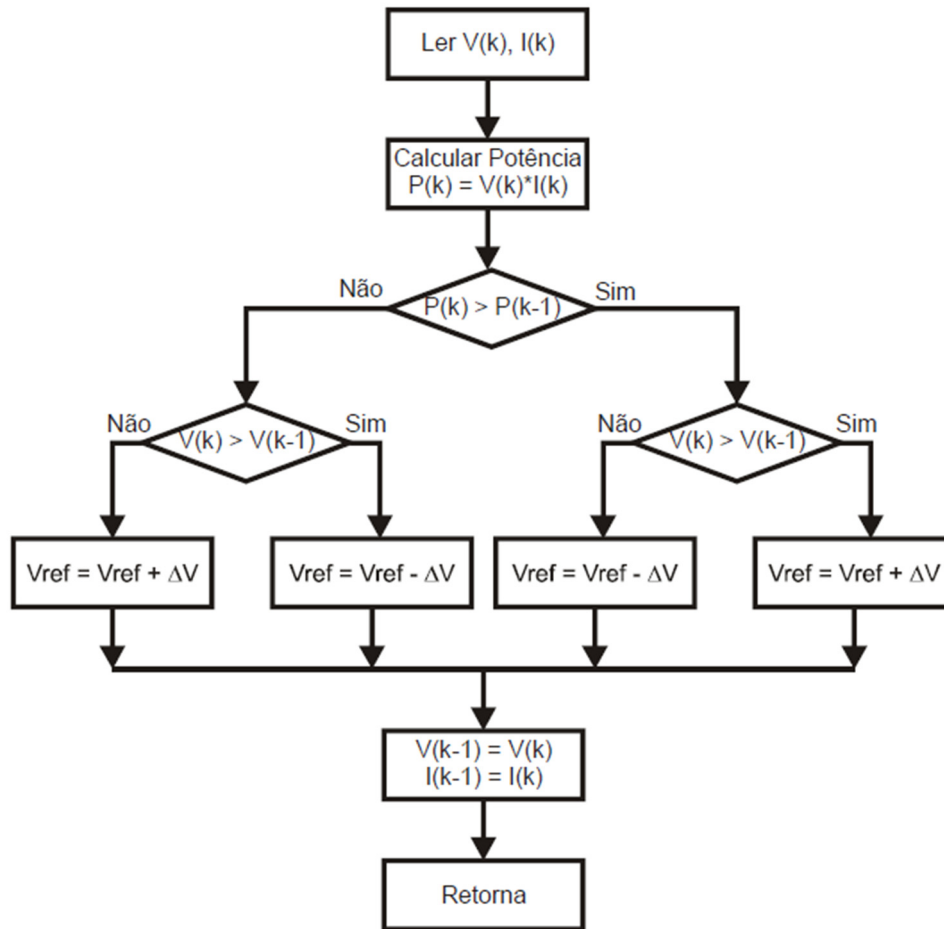
Como já visto, a potência de saída dos módulos fotovoltaicos é totalmente dependente da temperatura e radiação solar incidente, que variam de forma aleatória durante o dia. Assim, para assegurar que os módulos trabalhem na sua região de maior potência, gerando mais energia com o mesmo número de módulos, garantindo uma maior eficiência, visto que a conversão das células apresenta uma baixa eficiência, é fundamental a adoção de técnicas que busquem de forma contínua o ponto de máxima potência dos módulos. Tais técnicas são chamadas na literatura de *Maximum Power Point Tracker* (IMHOFF, 2007; VILLALVA, 2012).

Neste capítulo serão descritas as técnicas Perturba e Observa e a técnica de Condutância Incremental, que são metodologias de MPPT mais utilizadas atualmente.

#### **2.3.1.2.1 Técnica Perturba e Observa (P&O)**

A técnica Perturba e Observa é amplamente utilizada pois o seu controle é simples de ser implementado e não necessita de muitos parâmetros, como é possível verificar no fluxograma apresentado na Figura 10, apenas com a tensão e a corrente do módulo já é possível implementar o algoritmo do P&O (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

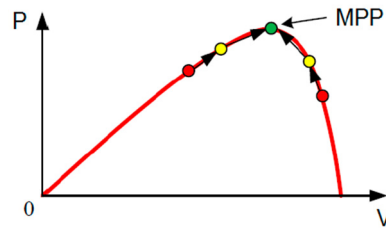
Figura 10: Fluxograma de funcionamento da técnica P&O.



Fonte: (IMHOFF, 2007).

Essa técnica trabalha realizando perturbações na tensão do módulo. Depois de realizar a perturbação é verificada a potência de saída. Se a potência teve um aumento o algoritmo continua acrescentando um fator constante na tensão, caso a potência tenha reduzido, significa que a perturbação passou para o outro lado do MPP (*Maximum Power Point*), fazendo com que o algoritmo realize a redução da tensão. Desta forma, o sistema consegue operar próximo do MPP executando as perturbações de forma contínua e ininterrupta (ESRAM; CHAPMAN, 2007). Na Figura 11 é possível observar o funcionamento do P&O em uma curva P-V.

Figura 11: Curva P-V utilizando a técnica P&O



Fonte: (MATTOS, 2011).

O P&O é muito eficiente e com baixo custo de implementação, mas pode apresentar grandes oscilações na tensão com baixa irradiância e também não tem uma boa resposta quando a radiação varia de forma abrupta, pois pode escolher inicialmente a direção oposta do ponto de máxima potência, levando mais tempo para encontrar o MPP. Se o tamanho do fator de incremento da tensão for alto, o algoritmo pode se tornar muito oscilante, bem como, se o incremento for muito baixo o rastreamento tende a ficar mais lento (IMHOFF, 2007).

### 2.3.1.2.2 Técnica da condutância Incremental

A técnica da condutância incremental analisa o sinal da derivada da potência pela tensão do módulo. Se a derivada for nula significa que o MPP foi encontrado, caso a derivada seja positiva o MPP está à esquerda da curva e se negativa o ponto está à direita, conforme demonstra a Equação 3 (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

$$\begin{cases} dP/dV = 0, & \text{no MPP} \\ dP/dV > 0, & \text{a direita do MPP} \\ dP/dV < 0, & \text{a esquerda do MPP} \end{cases} \quad (3)$$

A derivada da potência também pode ser escrita conforme a Equação 4.

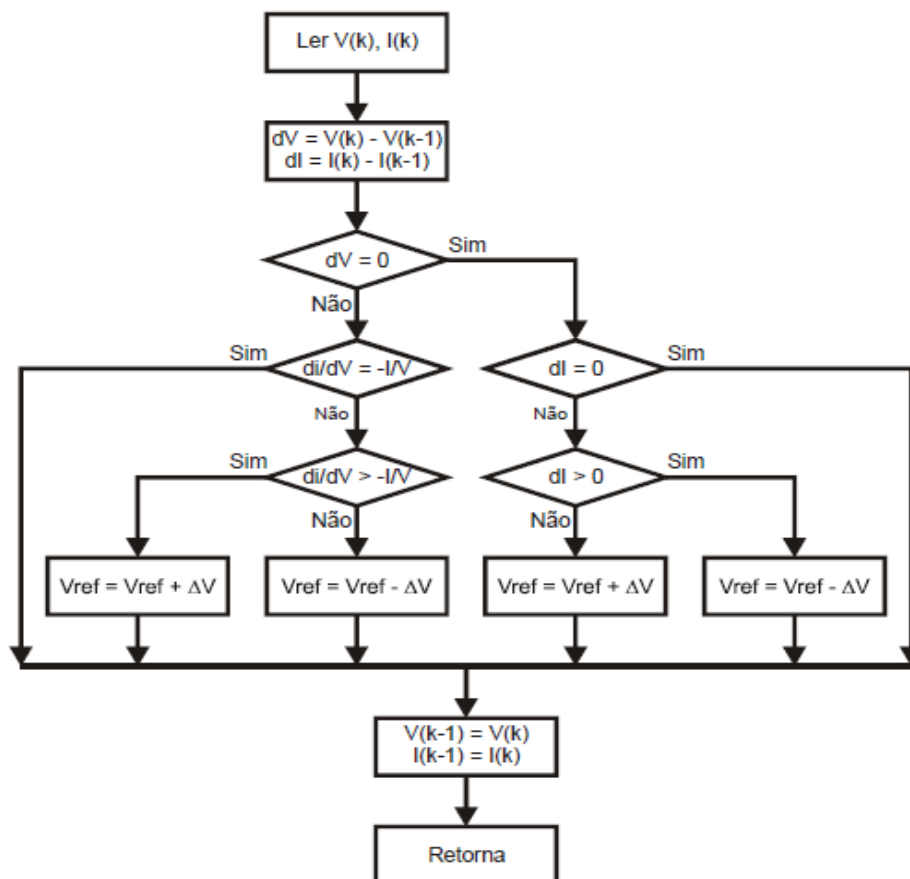
$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (4)$$

Com base na Equação 4 pode-se estabelecer uma nova relação, tendo como base a condutância, que é a variação da corrente pela tensão do módulo. Assim se estabelece um novo critério de análise no MPP, como demonstra a Equação 5.

$$\begin{cases} \Delta I / \Delta V = 0, & \text{no MPP} \\ \Delta I / \Delta V > 0, & \text{a direita do MPP} \\ \Delta I / \Delta V < 0, & \text{a esquerda do MPP} \end{cases} \quad (5)$$

Assim, para determinar se a tensão deve ser incrementada ou decrementada o algoritmo passa a comparar condutância incremental com a condutância instantânea, como poder ser visto na Figura 12 que apresenta o fluxograma desta técnica (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

Figura 12: Fluxograma de funcionamento da técnica de Condutância Incremental



Fonte: (IMHOFF, 2007).

A técnica de condutância incremental apresenta melhores resultados em regime permanente e também para rápidas mudanças de irradiação (OLIVEIRA et al., 2006).

### 2.3.1.3 Técnicas de LPPT

Para aplicações que envolvem sistemas híbridos como o FV-GMG, os métodos de MPPT não são os mais adequados, pois é necessário em alguns momentos, limitar a potência do sistema FV, garantindo que o limite de geração mínimo do GMG não seja ultrapassado, como também, evitando a motorização deste.

Contudo, este campo de pesquisa que aborda métodos para limitar a potência do sistema FV, conhecidos como LPPT (*limited Power Point Tracking*) ainda é pouco estudado na literatura (SANGWONGWANICH et al., 2018).

Em Urtasun (2013) e Santos (2020) são apresentados métodos simples e eficazes de realizar o LPPT. As estratégias adotadas utilizam a mesma malha de controle e tensão presente na estratégia tradicional de MPPT, não necessitando assim de controles e nem sensores adicionais aos já existentes nesta técnica, que usa o algoritmo P&O.

As propostas tem como objetivo encontrar o ponto de operação em que a potência gerada no arranjo fotovoltaico corresponda a potência de referência  $P_{ref-FV}$ . Assim como no P&O, a cada intervalo de tempo aplica-se uma perturbação de tensão no arranjo FV e verifica-se se a potência gerada do sistema FV atende a potência de referência (URTASUN; SANCHIS; MARROYO, 2013; SANTOS *et al.*, 2020).

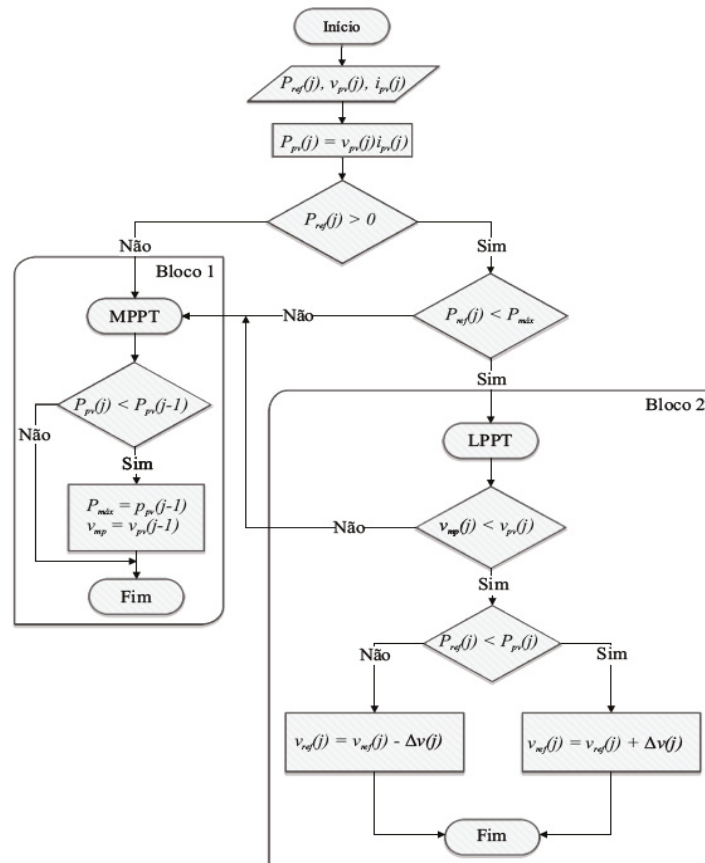
A Figura 13 apresenta o fluxograma da estratégia de controle segundo Santos (2020). A primeira condição verifica se a potência de referência é maior que zero, se for maior significa que está sendo solicitada uma limitação de potência e se for menor que zero, demonstra que não há solicitação de limitação de geração e o controle passa a aplicar o algoritmo de MPPT.

Antes de executar o LPPT é realizada mais uma condição, em que é verificado se a potência de referência é ou não maior que a potência máxima. Se a potência de referência for menor é ativado novamente o bloco de MPPT, caso contrário o algoritmo de LPPT é ativado. No bloco 2 onde o algoritmo de LPPT é executado se faz necessário saber se a potência está no lado esquerdo ou direito da curva característica do módulo. Desta forma, se a potência estiver no lado direito a tensão de referência é incrementada a cada interação. Já se o ponto estiver no lado esquerdo a tensão de referência é decrementada a cada interação, até atingir a potência de referência. Para isso, primeiro é verificado se a  $P_{ref}$  é menor que a  $P_{pv}$ , se for menor significa que a  $P_{ref}$  está à direita de  $P_{pv}$ , assim a tensão de referência é incrementada por  $\Delta v$  a cada interação. Caso a  $P_{ref}$  seja maior que a  $P_{pv}$ , significa que a  $P_{ref}$  está à esquerda de  $P_{pv}$ , fazendo



com que a tensão de referência seja decrementada por  $\Delta v$  a cada interação (SANTOS et al., 2020)

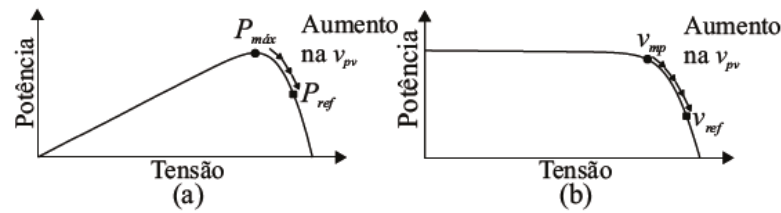
Figura 13: Fluxograma do algoritmo de LPPT



Fonte: (SANTOS et al., 2020)

Na Figura 14 é possível verificar o comportamento do algoritmo de LPPT na curva característica do módulo FV. Quando ocorre um incremento de tensão no ponto de máxima potência, há uma movimentação do ponto para o lado direito da curva até chegar no ponto onde se localiza a potência de referência. Ao se deslocar para o lado direito do ponto de máxima potência a tensão sofre um aumento a cada incremento, fazendo com que a corrente diminua e por consequência, diminuindo também a potência. O algoritmo poderia ser implementado para trabalhar no lado esquerdo da curva, contudo o tempo para encontrar a potência de referência seria maior, devido a extensão da curva ser maior no lado esquerdo.

Figura 14: Curva característica do módulo com o algoritmo de LPPT



Fonte: (SANTOS et al., 2020)

#### 2.3.1.4 Conversores CC-CA

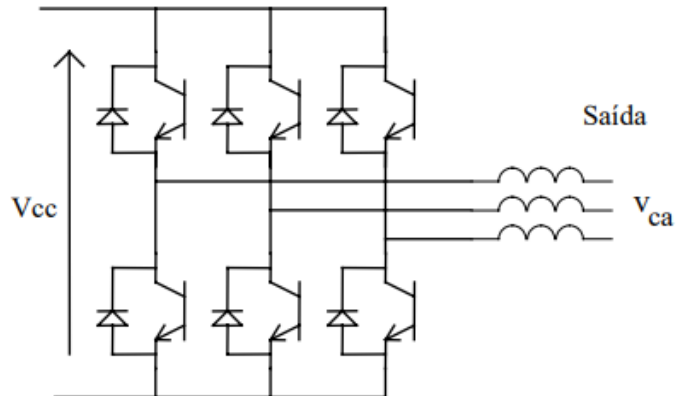
Para que a energia oriunda dos módulos FV e processada pelo circuito CC possa ser conectada na rede de distribuição elétrica e consumida pelas cargas (em maioria alimentadas por corrente alternada) é necessário o uso de conversores CC-CA, que além de realizar a conversão da energia CC em CA, também é responsável pela sincronização com a rede elétrica, mantendo em suas saídas tensões com frequência fixa e também independente de eventuais alterações na parte CC (POMILIO, 2014).

Os conversores CC-CA podem ter diversas topologias, de ponte completa ou meia-ponte, com e sem isolamento galvânica. Pelo fato de o Brasil não exigir isolamento galvânica nos conversores, o conversor mais utilizado são modelos sem isolamento, ou seja, sem transformador na saída CA do conversor, trazendo assim, menor custo de produção, redução no peso dos equipamentos e maior eficiência. Desta forma, será estudado nesse capítulo os conversores CC-CA mais utilizados e comercializados atualmente, e que também serão empregados na solução proposta neste trabalho.

##### 2.3.1.4.1 Inversor CC-CA tipo fonte de tensão

O inversor tipo fonte de tensão também chamado de VSI, é amplamente utilizado no mundo para fornecer energia oriunda de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica (CASARO; MARTINS, 2010). Conforme é possível observar na Figura 15, quando um interruptor da semi-ponte superior e outro da semi-ponte inferior estiverem em condução (não ao mesmo tempo), a tensão CC aparecerá em um conjunto de condutores pares na saída alternada. A utilização de indutores na saída é utilizada para limitar a corrente em situações onde a tensão  $V_{ca}$  for diferente da  $V_{cc}$  (POMILIO, 2014).

Figura 15: Inversor Trifásico tipo VSI de meia ponte.

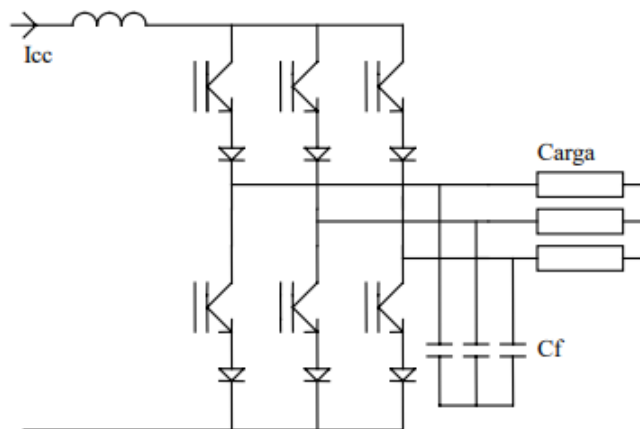


Fonte: (POMILIO, 2014).

#### 2.3.1.4.2 Inversor CC-CA tipo fonte de corrente

Os inversores tipo fonte de corrente chamados de CSI, são obtidos com retificadores controlados e com o uso de indutores com valor elevado de indutância, estes atuando como filtros. O controle do retificador atua mantendo constante o valor médio da corrente. No seu funcionamento, os interruptores devem permitir a passagem de corrente em um único sentido, além de serem capazes de bloquear tensões com ambas as polaridades, garantindo que haja sempre uma chave em condução em cada semi-ponte. Como a carga normalmente tem impedância indutiva, é usual a instalação de capacitores na saída do inversor, como ilustra a Figura 16.

Figura 16: Inversor Trifásico tipo CSI de meia ponte.



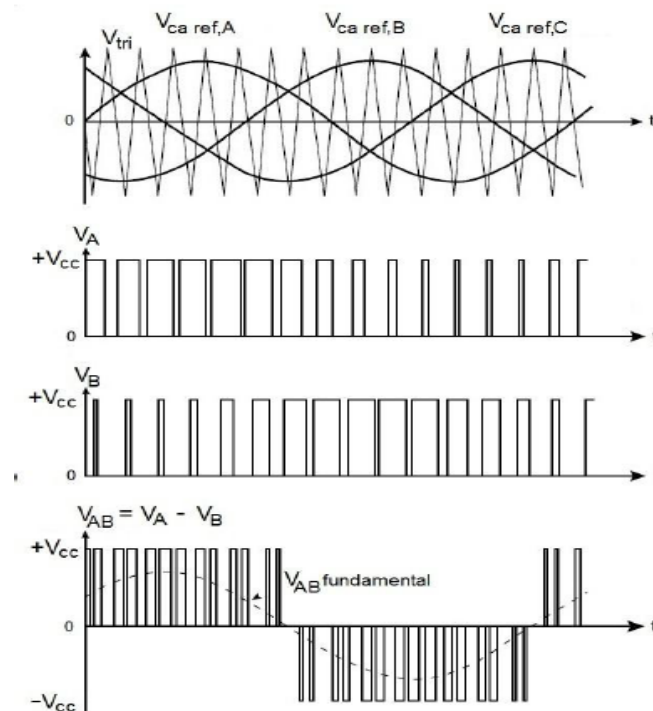
Fonte: (POMILIO, 2014).

#### 2.3.1.4.3 Estratégias de modulação

Em conversores CC-CA modernos a estratégia de controle mais utilizada é a PWM, que se baseia no acionamento dos dispositivos de chaveamento a uma frequência constante e com ciclos de trabalho variando ao longo do semi-ciclo, de forma proporcional ao valor instantâneo de um sinal de referência. Essa modulação é realizada através da comparação de uma tensão de referência, com um sinal triangular simétrico onde a frequência de referência determina a frequência de chaveamento. A frequência de onda triangular é chamada de portadora, essa é no mínimo vinte vezes superior a máxima frequência da onda de referência. A largura de pulso do modulador varia conforme a amplitude relativa da frequência de referência em comparação com a frequência portadora. Desta forma, é possível obter uma saída onde a senoidal de baixa frequência é constante (PINHO; GALDINO, 2014; POMILIO, 2014).

Na Figura 17 é possível verificar o sinal triangular de referência (portador), o sinal de pulso PWM e a frequência de referência.

Figura 17: Estratégia de controle PWM trifásico.



Fonte: (SKVARENINA, 2001).

Outra técnica PWM também utilizada é a SVPWM (Space Vector Width Modulation), essa técnica baseia-se na teoria de fasores espaciais e associa à cada estado de condução dos interruptores um vetor espacial no plano complexo. Ou seja, o SVPWM detecta a posição no

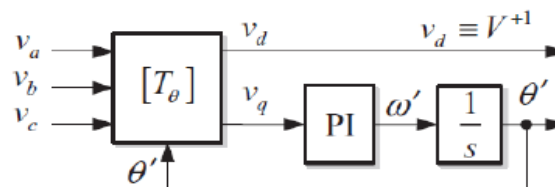
plano complexo da tensão e seleciona quatro vetores para sintetizá-lo. Essa técnica apresenta uma boa qualidade de corrente de saída e excelente controlabilidade, mas também tem um custo maior pois exige a utilização de DSPs para sua implementação (SWITCHCRAFT, 2017).

#### 2.3.1.4.4 PLL

Para que o inversor fotovoltaico possa ser sincronizado com a rede elétrica da distribuidora de energia é necessário que ele realize o sincronismo com a rede, essa tarefa é realizada pelo PLL (*Phase Locked Loop*). Para isso, ele captura a tensão da rede e fornece em sua saída uma forma de onda senoidal, em fase com a tensão e com baixo conteúdo harmônico (POMILIO, 2014).

Atualmente a técnica mais utilizada para sincronização de inversores trifásicos com a rede é a SRF – PLL (*Synchronous Reference Frame – Phase Locked Loop*). Essa técnica traduz os vetores de tensão trifásicos da referência a–b–c em uma referência rotativa chamada de  $d - q$ , usando para isso uma Transformada de Park  $T_\theta$  (KAURA e BLASCO, 1997). Como é possível observar na Figura 18

Figura 18: Diagrama de blocos do SRF-PLL



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUES, 2011)

A referência da posição angular  $d - q$  é controlada por uma malha fechada que regula a componente  $q$  para zero e  $T_\theta$  é multiplicado pelo escalar  $2\pi/3$  para detectar a amplitude de uma entrada senoidal (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUES, 2011). Conforme ilustra a equação 6.

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = [T_\theta] \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, [T_\theta] = \begin{bmatrix} \cos(\theta') & \cos(\theta' - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta' + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta') & -\sin(\theta' - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta' + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (6)$$

## 2.4 GRUPO MOTOR GERADOR

O GMG (Grupo Motor Gerador) é um conjunto composto por motor a combustão e gerador de corrente alternada, acoplados e montados em uma plataforma comum. São dotados de componentes de supervisão e controle, necessários para o seu funcionamento de forma autônoma. Sua função é transformar a energia mecânica oriunda do motor a combustão em energia elétrica através do gerador de energia (PINHO et al., 2008)

O motor a combustão interna pode utilizar diversos tipos de combustíveis, sendo os mais comuns o diesel, gasolina, gás e biodiesel. Os geradores elétricos podem ser monofásicos ou trifásicos, em sua maioria síncronos. A união entre o motor e o gerador se dá através de um acoplamento mecânico. Todos os equipamentos são montados sobre uma plataforma que pode possuir cabine, o que torna a operação de transporte e instalação do GMG muito prática, a cabine também pode ser dotada de isolamento acústico que atenua os ruídos gerados pelo motor a combustão e se torna uma boa alternativa para aplicação em ambientes que necessitam de controle de ruídos (DOMENEGHI, 2019).

A potência de geração do GMG depende do seu modo de operação. A potência declarada como *prime* se refere a operação em regime contínuo, durante 24 horas por dia. Neste regime de operação o fator de carga do GMG não deve ultrapassar 70% e permite sobrecargas de pico de até 110%, em períodos de curta duração. Já a potência declarada como *stand-by* se refere a uma operação esporádica, normalmente quando o GMG é destinado apenas como *backup*, ou seja, entra em operação apenas quando há uma falta de energia. Devido a operação neste regime não ser contínua a potência em *stand-by* declarada para o GMG é ligeiramente maior que a potência *prime*, normalmente em torno de 10% (DOMENEGHI, 2019).

O consumo de combustível do GMG pode ser determinado pela Equação 7, (SKARSTEIN e UHLEN, 1989)

$$F = 0,246 P_{CI} + 0,08415 P_{GMG} \quad (7)$$

Onde:

$F$  = Consumo de combustível, em L/h;

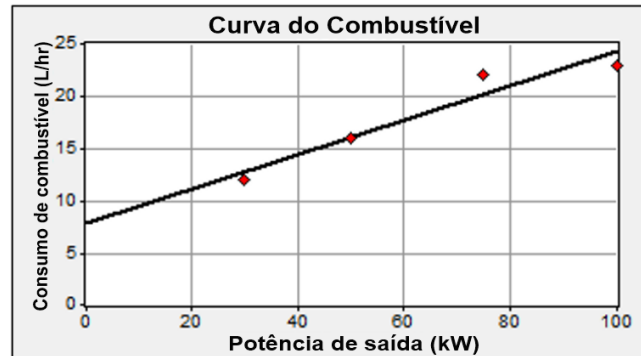
$P_{CI}$  = Potência efetivamente demandada pela carga, em kW;

$P_{GMG}$  = Potência nominal do Grupo Motor Gerador, em kW;

De acordo com a Equação 7 e a Figura 19 é possível verificar que o consumo mínimo de combustível de um GMG de 100 kW quando o mesmo opera a vazio (condição não

recomendada) é de aproximadamente de 9 litros por hora. A partir deste ponto o consumo varia de forma proporcional a sua potência de geração.

Figura 19: Curva de consumo de combustível de um GMG de 100 kW.



Fonte: Adaptado de (FERREIRA et al., 2022)

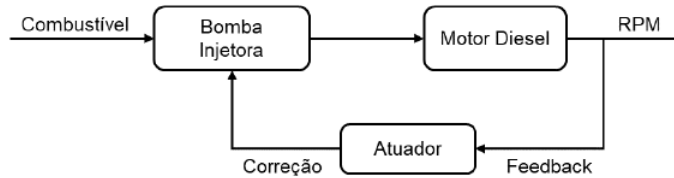
Conforme mencionado, a operação do gerador a vazio, ou seja, sem carga, não é recomendado. Quando o GMG opera com nenhuma, ou baixa carga, podem ocorrer avarias no sistema mecânico do gerador. Desta forma, a fim de prologar a vida útil do motor a combustão e também ter um consumo eficiente do combustível, é recomendado que o GMG opere com um limite mínimo 30% da sua capacidade de geração (NEGNEVISKY *et al.*, 1991; PINHO *et al.*, 2008; MOSCARDINI JÚNIO, 2020).

Para que o GMG possa operar com segurança são necessários apenas dois controles. O primeiro é o controle de velocidade do motor a combustão, esse controle é essencial para que o gerador mantenha a sua frequência estável frente as variações de potência da carga. O segundo controle se destina a regular a tensão de saída da máquina, mantendo a tensão dentro dos limites de operação (PEREIRA, 2015).

O controle de velocidade dos motores é realizado a partir da injeção de combustível na câmara de compressão, conforme varia a dosagem de combustível a rotação também varia. Atualmente o controle de dosagem é realizado por atuadores eletrônicos chamados de reguladores ou reguladores de velocidade. Esses dispositivos eletrônicos possuem uma precisão maior que os atuadores mecânicos. Conforme é possível verificar na Figura 20 o controle é realizado em malha fechada, a atuação ocorre sobre a bomba injetora, que injeta mais ou menos combustível de acordo com a resposta do sensor de *feedback* que informa a velocidade do eixo do motor. Aumentando a quantidade de combustível quando o GMG perde rotação e

diminuindo a injeção de combustível quando a rotação ultrapassa o valor de referência (DOMENEGHI, 2019)

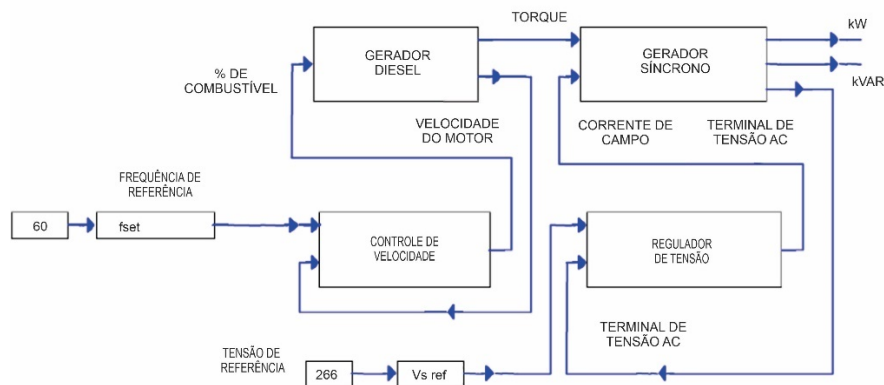
Figura 20: Representação da malha de controle de velocidade do GMG.



Fonte: (DOMENEGHI, 2019).

O controle de tensão é realizado pelo AVR (*Automatic Voltage Regulator*). Esse regulador trabalha atuando no circuito de campo do gerador síncrono, em malha fechada como o regulador de velocidade. Quando a tensão nos terminais do GMG é menor que o valor de referência, o AVR fornece mais corrente para o circuito de campo do gerador, aumentando a tensão de saída até atingir a tensão de referência. Caso a tensão de referência seja menor que a tensão de saída, o AVR reduz a corrente de excitação do campo até que a tensão de saída atinja o valor de referência (DOMENEGHI, 2019). A Figura 21 representa o diagrama de blocos dos controles citados neste capítulo.

Figura 21: Diagrama de blocos dos principais controles do GMG.



Fonte: Adaptado de (BENHAMED et al., 2016)



## **2.5 CRITÉRIOS DE CONEXÃO E QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Existem normas específicas que regulamentam os limites de tensão, frequência e harmônicos aceitáveis e permitidos para a operação segura dos equipamentos de geração de energia. No Brasil os módulos 3, 4 e 8 do PRODIST trazem de forma clara diversos parâmetros necessários para a operação segura dos geradores e das redes de distribuição.

O módulo 3 do PRODIST traz os critérios técnicos, operacionais, requisitos de projeto, requisitos para operação e manutenção da conexão, contratos e procedimentos para acesso ao sistema de distribuição. Os critérios são definidos de acordo com a potência instalada dos sistemas de geração e seus níveis de tensão.

O controle operacional dos sistemas, bem como, da realização de testes para a verificação do desempenho das instalações, são tratados no módulo 4. Dentre os testes solicitados, é possível citar os testes dos relés de proteção e todas as suas funções, avaliação de desempenho dinâmico dos sistemas de controle de frequência e tensão, levantamento dos limites dos geradores etc. Este módulo também é o responsável por determinar os padrões mínimos necessários para a operação de sistemas ilhados, como a adoção de sistemas de Controle Automático de Geração (CAG) ou outra forma de controle capaz de assegurar a operação segura da microrrede e com bom desempenho.

A qualidade mínima da energia fornecida e os limites de operação são informados pelo módulo 8 do PRODIST, que determina a qualidade da energia que deve ser fornecida ao consumidor conectado aos sistemas de distribuição, centrais de geração e em sistemas isolados, como as microrredes.

São delimitados neste módulo os limites de tensão, distorções harmônicas, fatores de potência e frequência que os sistemas de geração e distribuição devem operar.

Para esse trabalho os aspectos mais relevantes são os limites de frequência, que estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Limites de variação de frequência indicados pelo PRODIST.

Frequência (Hz)	Tempo limite
$f > 66$	Nunca
$f > 63,5$	10 segundos
$f > 62$	30 segundos
$59,9 \leq f \leq 60,1$	Permanente (faixa ideal)
$59,5 \leq f \leq 60,5$	30 segundos
$f < 57,5$	5 segundos
$f < 58,5$	10 segundos
$f < 56,5$	Nunca

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2022)

A NBR 16149 de 2013 estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e as redes de distribuição de energia, determinando os requisitos mínimos que devem ser atendidos pelos inversores fotovoltaicos.

Como mostra a Tabela 4 os limites de frequência estabelecidos por essa norma são mais largos que a faixa estabelecida como ideal pelo PRODIST, contudo o seu tempo de desconexão para frequências acima de 62 Hz e abaixo de 57,5 é significativamente menor.

Tabela 4: Limites de variação de frequência indicados pela NBR 16149.

Frequência (Hz)	Tempo limite
$f > 62$	0,2 segundos
$60,5 \leq f \leq 62$	Redução de potência
$60 \leq f \leq 60,5$	Permanente (faixa ideal)
$57,5 \leq f \leq 60,5$	Operação normal
$f < 57,5$	0,2 segundos

Fonte: Adaptado de (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS DE NORMAS, 2013)

### **3 APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO**

Neste capítulo é apresentado o estudo de caso utilizado para aplicação das metodologias propostas no capítulo 4.

O local escolhido foi a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), pois a universidade possui uma rede de distribuição de energia com os elementos necessários para a formação de uma microrrede híbrida FV-GMG isolada.

#### **3.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA UFSM**

O sistema de distribuição da UFSM é atendido em 13,8 kV por um único alimentador que supre a energia de toda a universidade. Após passar pelo posto de medição este alimentador é dividido em quatro novos alimentadores, sendo um de uso exclusivo para alimentação do Hospital Universitário de Santa Maria (HUSM) e outro para alimentação do prédio destinado ao Instituto Nacional de Pesquisas Especiais (INPE). Os dois alimentadores restantes se destinam ao fornecimento de energia para os demais prédios da universidade.

O sistema de distribuição possui mais de 18 quilômetros de rede, em torno de 434 postes, 106 transformadores, sistema de geração distribuída tipo fotovoltaico e sistemas de backup com uso de GMGs a diesel. A rede forma um sistema radial e conta com 10 chaves seccionadoras e 15 chaves fusíveis que, em caso de contingências ou para redistribuição de cargas, podem ser manobradas e reconfigurar a rede (DOMENEGHI, 2019).

#### **3.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE**

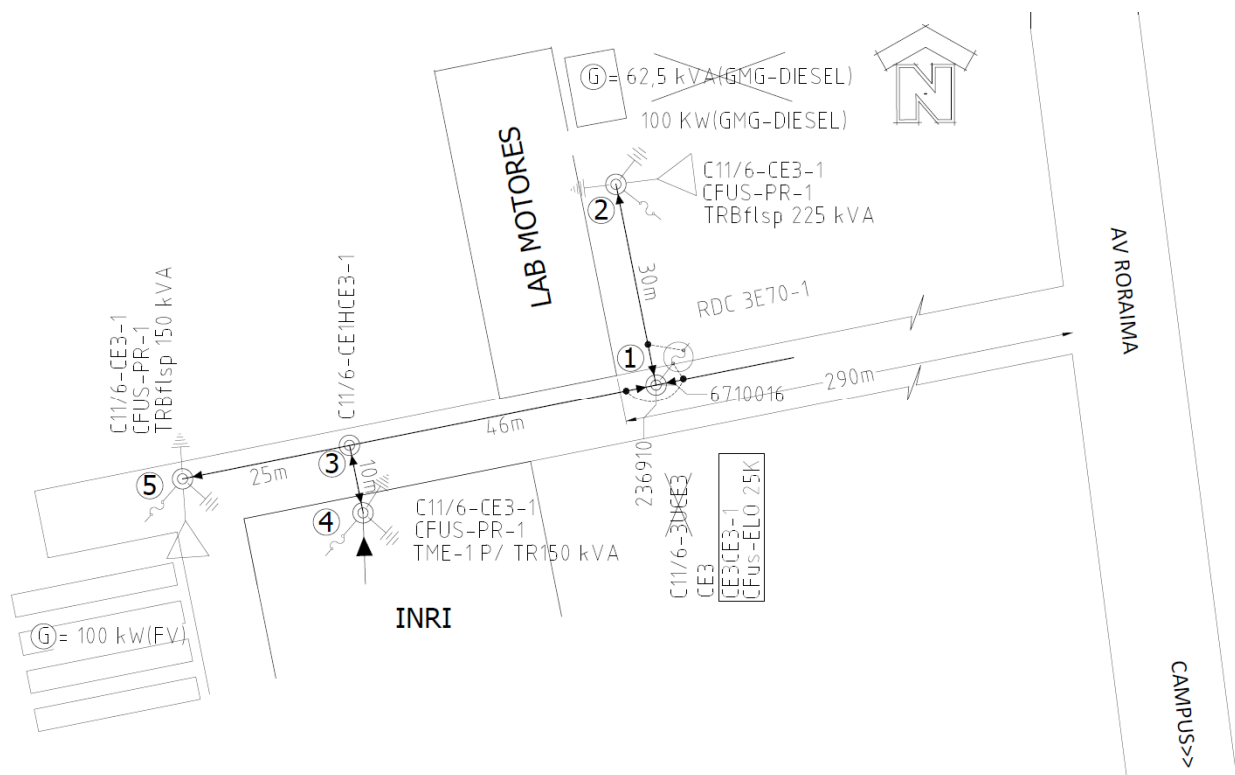
Para que fosse possível validar as metodologias propostas nesta dissertação, foi necessário escolher uma parte do sistema de distribuição da UFSM que contemplasse ao mesmo tempo:

- Um sistema de geração fotovoltaico acima de 75 kW (potência de geração mais comum no SISOL);
- um GMG diesel com potência similar ao FV;
- Cargas elétricas;

- E principalmente que a rede onde a geração e cargas estivessem conectadas pudesse ser momentaneamente reconfigurada, formando uma microrrede isolada.

Desta forma, a parte da rede de distribuição que melhor antedeu aos critérios estabelecidos, foi a rede que alimenta os prédios do Instituto de Redes Inteligentes (INRI) e do Laboratório de Motores (LABMOT). Como é possível verificar na Figura 22 essa rede conecta uma usina FV de 100 kW, um GMG diesel de 62,5 kVA e os dois prédios acima citados. Com a inserção de uma chave fusível no poste número 1 é possível reconfigurar a rede existente em uma microrrede, separando essa porção de rede do restante do sistema de distribuição da UFSM.

Figura 22: Proposta de Microrrede Híbrida FV-GMG na UFSM.



Fonte: Autor.

A Figura 23 ilustra a usina fotovoltaica de 100 kW da UFSM que fica ao lado do INRI. Essa usina foi inaugurada em 2018 e é resultado do projeto de eficiência energética da UFSM em parceria com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e da RGE Sul. A produção de energia da usina representa uma economia anual para a universidade estimada em torno de R\$ 140.000,00 (UFSM, 2018).

Figura 23: Usina FV da UFSM



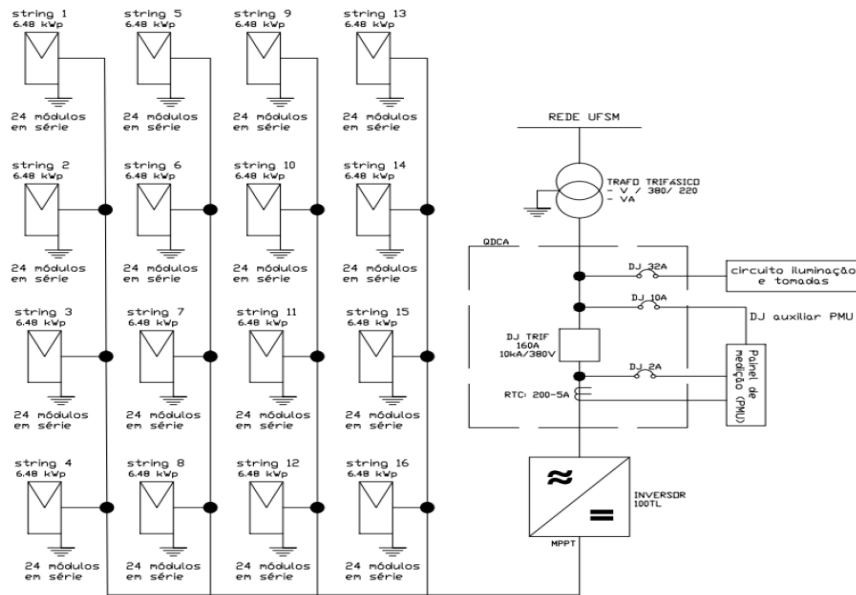
Fonte: Autor.

A usina é composta de 384 módulos de 270 Wp, configurados em uma associação em paralelo de 16 arranjos FV, com 24 módulos associados em série por arranjo. O sistema conta com um inversor de 100 kW que se conecta diretamente a rede de distribuição por meio de um transformador de energia. O diagrama unifilar da usina é apresentado na Figura 24.

Para possibilitar o desenvolvimento dos controles propostos, o arranjo do sistema fotovoltaico precisou ser alterado, bem como, o número de Seguidores do Ponto de Máxima Potência do inversor.

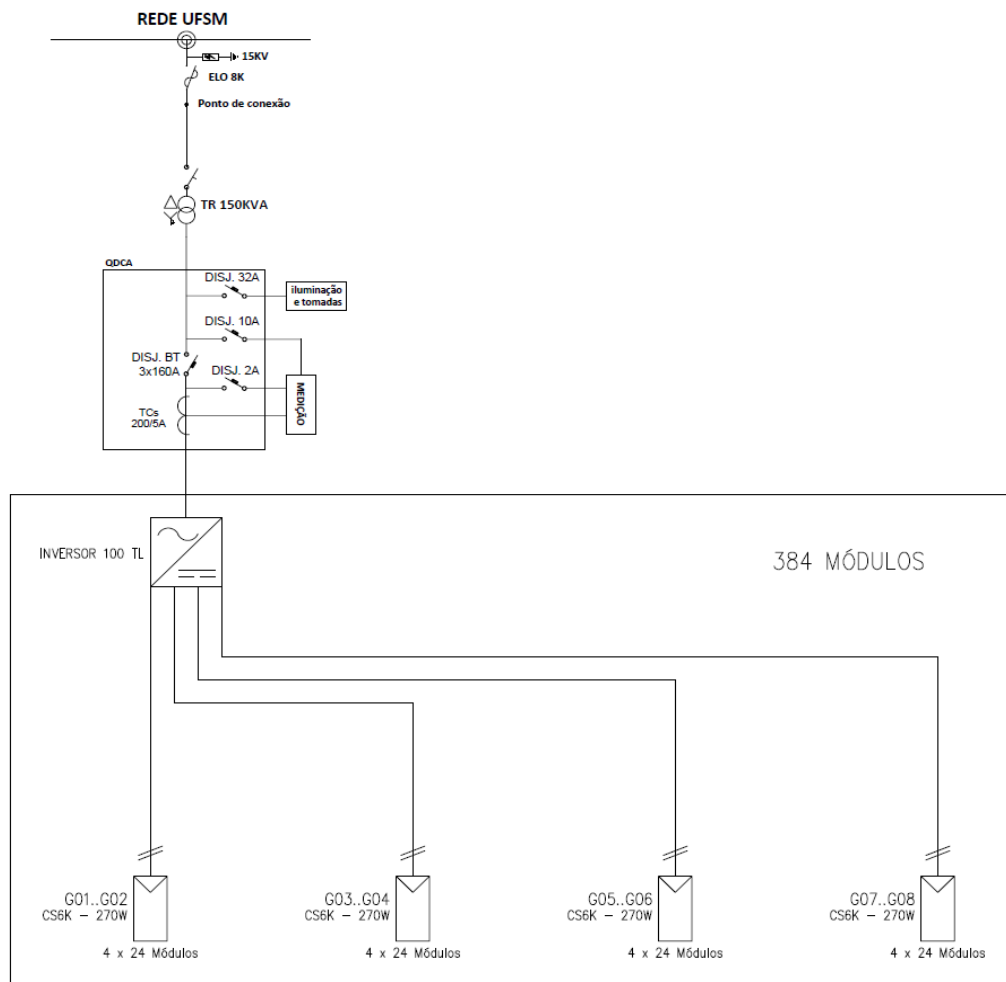
Desta forma, o inversor passou de 1 para 4 SPMPs. O sistema fotovoltaico ficou dividido em 4 arranjos, um arranjo FV para cada SPMP. Cada arranjo teve quatro *strings* associadas em paralelo e cada *string* ficou com 24 módulos associados em série, conforme apresenta a Figura 25.

Figura 24: Diagrama Unifilar da usina FV da UFSM.



Fonte: Adaptado de (FISCHER, 2021)

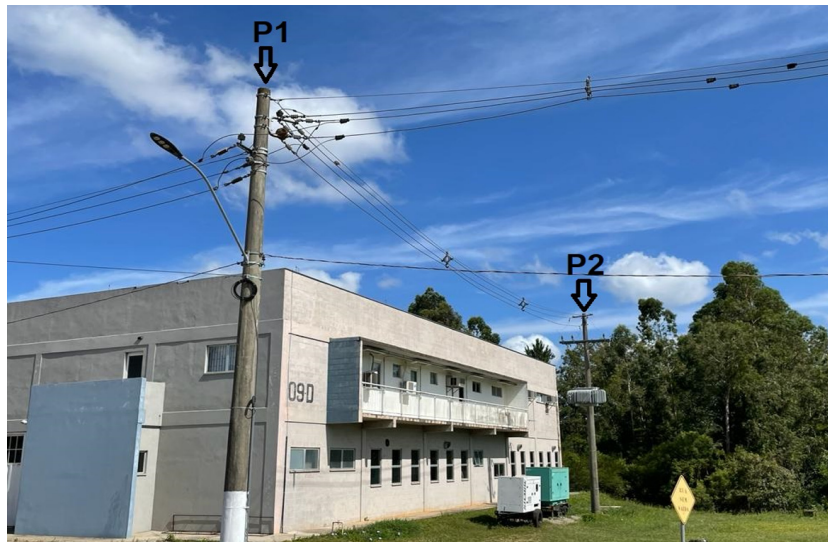
Figura 25: Diagrama Unifilar da configuração proposta para o sistema teste.



Fonte: Autor.

Como indicado na Figura 22 para que o sistema teste possa ser implementado em ambiente de simulação, são necessárias duas modificações na rede de distribuição existente. A primeira modificação é a instalação de uma chave fusível de 25 K no poste de número 1, responsável por reconfigurar a rede existente em uma microrrede híbrida. A segunda modificação é a alteração da potência do GMG existente de 62,5 kVA para um GMG de 100 kW, mesma potência do sistema FV. A Figura 26 apresenta o poste de número 1 onde a chave fusível foi instalada e ao fundo da imagem é possível verificar o GMG existente que foi alterado por um equipamento de maior potência. Ambas as alterações foram realizadas em nível de simulação.

Figura 26: Pontos de alteração da rede existente para formação da microrrede híbrida FV-GMG



Fonte: Autor.

## 4 METODOLOGIA

A metodologia proposta tem caráter exploratório e experimental, onde o objetivo é verificar e validar o desempenho das estratégias de controle propostas para mitigar os desvios de frequência de um sistema híbrido FV-GMG com alta penetração FV e que utilizam inversores do tipo SFCR. Também é realizada uma análise econômica do sistema híbrido proposto, a fim de verificar o resultado financeiro alcançado. Abaixo segue a lista dos procedimentos metodológicos desenvolvidos:

- Modelagem no *software* Matlab/Simulink® de um sistema teste composto por uma microrrede híbrida FV-GMG, conforme apresentado no capítulo 3;
- Modelagem de um sistema de controle utilizado para mitigar as perturbações e instabilidades causadas pelos desvios de frequência;
- Modelagem de um sistema de controle que garante a maior penetração da fonte fotovoltaica, levando em consideração as variações da carga, variações da geração FV e ainda assegura a geração mínima do GMG;
- Análise das variações de radiação solar e geração de energia em sistemas fotovoltaicos reais, a fim de utilizar estes dados para as simulações;
- Simulação de cenários com diferentes patamares de radiação solar e com variação da potência demandada pelas cargas;
- Análise dos resultados e validação das metodologias propostas;
- Modelagem do sistema híbrido FV-GMG proposto, no *software* de otimização HOMER® para obtenção dos resultados econômicos.

São apresentados neste capítulo a modelagem do sistema fotovoltaico, do GMG, das cargas que compõem a microrrede e dos controles propostos neste trabalho. Após a modelagem completa de todos os sistemas que compõem a microrrede híbrida FV-GMG, são realizadas simulações com diferentes cenários, a fim de validar o modelo e os controles implementados.

Para verificar a economia alcançada em função da alta penetração fotovoltaica, são apresentados os resultados obtidos por meio da modelagem realizada no software de otimização, com os parâmetros e configurações da microrrede híbrida.



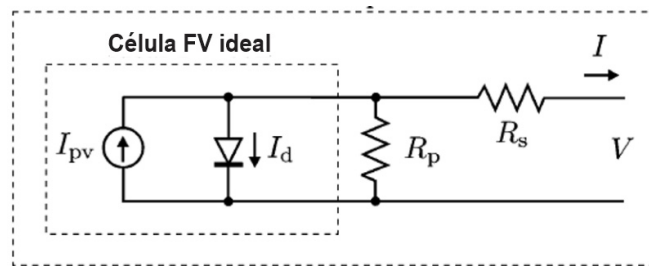
## 4.1 MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste subtítulo é apresentado a modelagem dos principais elementos que compõem o sistema fotovoltaico.

### 4.1.1 Modelagem do módulo fotovoltaico.

Para realizar a modelagem do módulo fotovoltaico foi utilizado um circuito equivalente que representa com precisão o comportamento de uma célula fotovoltaica. Esse modelo é largamente utilizado e indicado em diversas literaturas. Conforme é possível verificar na Figura 27 o circuito é composto de uma fonte de corrente, um diodo e duas resistências.

Figura 27: Circuito equivalente do módulo fotovoltaico implementado na simulação



Fonte: Adaptado de (VILLALA, GAZOLI e FILHO, 2009)

A Equação 8 representa o modelo matemático do circuito equivalente do módulo fotovoltaico implementado (VILLALA, GAZOLI e FILHO, 2009).

$$I = I_{pv} - I_0 \left[ e^{\frac{(V+R_s I)}{V_T a}} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (8)$$

$$V_T = \frac{N_s k T}{q}$$

Onde:

$V_T$  = Tensão térmica V;

$I_0$  = Corrente inversa máxima de saturação do diodo em A;

$a$  = Fator de idealidade do diodo (próximo de 1);

$k$  = Constante de Boltzmann ( $1.3806e^{-23}$  J/K);

$q$  = Carga elementar do elétron ( $1.6022e^{-19}$  C);

$T$  = Temperatura da célula em K;

$N_s$  = Número de células conectadas em série no módulo.

As características e dados elétricos dos módulos fotovoltaicos que foram configurados no modelo acima apresentado, se refere aos módulos instalados na usina fotovoltaica da UFSM, cujas informações são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5: Parâmetros do módulo fotovoltaico implementado

Parâmetros do módulo fotovoltaico	Valor	Unidade
Potência nominal máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ )	270	W
Tensão operacional ideal ( $V_{mp}$ )	30,8	V
Corrente operacional ideal ( $I_{mp}$ )	8,75	A
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	37,9	V
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	9,32	A
Eficiência do módulo	16,5	%
Coefficiente de temperatura ( $P_{m\acute{a}x}$ )	-0,41	% / °C
Coefficiente de temperatura ( $V_{oc}$ )	-0,31	% / °C
Coefficiente de temperatura ( $I_{sc}$ )	0,053	% / °C
Temperatura operacional nominal da célula	43±2	°C

Fonte: Adaptado de (CANADIANSOLAR, 2017)

#### 4.1.2 Modelagem do conversor CC/CC *Boost*

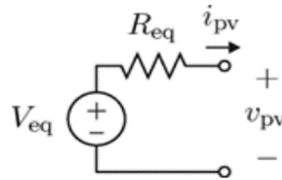
Os conversores CC/CC do tipo *Boost* são amplamente utilizados em sistemas fotovoltaicos. Sua função é de elevar e controlar a tensão ao nível em que se encontra o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico, permitindo assim, uma maior eficiência do sistema frente as variações da radiação solar.

Nesta modelagem são apresentados os dimensionamentos dos componentes do conversor *Boost*, as equações que descrevem o modelo médio em regime permanente e, através da inserção de pequenos sinais, é apresentado o modelo linearizado do conversor. Também são calculadas e apresentadas as funções de transferência e o projeto de controle usado no conversor, onde a técnica P&O é implementada como algoritmo de MPPT.

Para que o conversor possa ser modelado é necessário conectar na sua entrada o arranjo do sistema fotovoltaico. O circuito equivalente que melhor representa o modelo do painel fotovoltaico já foi apresentado e modelado. Contudo, este circuito tornaria a modelagem do conversor *Boost* muito complexa e difícil de ser realizada. Assim, se fez necessário realizar uma

simplificação do módulo fotovoltaico, linearizando o modelo em torno do seu ponto de máxima potência. Em Villala (2010) é apresentado o modelo do arranjo fotovoltaico linearizado, conforme demonstra a Figura 28.

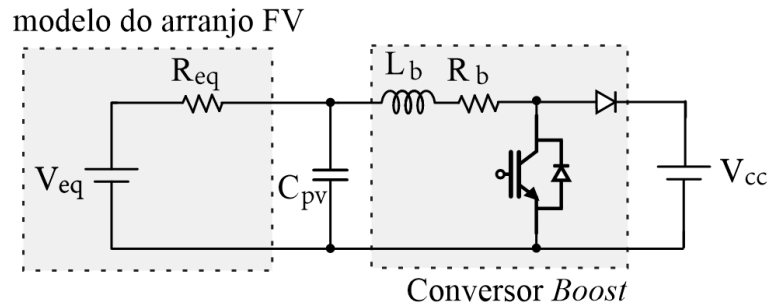
Figura 28: Circuito equivalente do arranjo FV linearizado



Fonte: (VILLALA, SIQUEIRA e RUPPERT, 2010)

A Figura 29 apresenta o conversor *Boost* que será modelado, é possível verificar que o modelo do arranjo fotovoltaico composto por uma fonte de tensão equivalente e uma resistência equivalente já foi inserido na entrada no conversor. Diferente de um conversor *Boost* normal onde o capacitor se encontra na saída, neste o capacitor é instalado na entrada do conversor, permitindo assim o controle da tensão do arranjo fotovoltaico.

Figura 29: Circuito equivalente do conversor *Boost* conectado ao arranjo fotovoltaico



Fonte: Autor.

Primeiramente é necessário dimensionar o indutor e o capacitor que fazem parte do conversor. Para isso, é necessário definir as especificações do projeto, conforme demonstrado na Tabela 6.

Tabela 6: Especificações para o projeto do conversor *Boost*

Grandeza	Valor	Unidade
Tensão de entrada ( $V_{eq}$ )	739,2	V
Tensão de saída ( $V_{pv}$ )	1.000	V
Corrente de entrada ( $I_L$ )	35	A
Frequência de comutação ( $f_s$ )	20	kHz
Máxima ondulação da corrente de entrada ( $\Delta I_L$ )	5	%
Máxima ondulação da tensão de entrada ( $\Delta V_{eq}$ )	1	%

Fonte: Autor.

O dimensionamento do indutor e capacitor foi realizado conforme as equações apresentadas em Pomilio (2014) e Gomes (2014).

Determinação da razão cíclica de operação:

$$\frac{V_{pv}}{V_{eq}} = \frac{1}{1-D} = D = 0,26 \quad (9)$$

Determinação da ondulação máxima da corrente de entrada:

$$\Delta I_L = \frac{\Delta I_L \times I_L}{100} = 1,75 \text{ A} \quad (10)$$

Determinação da ondulação máxima da tensão de entrada:

$$\Delta V_{eq} = \frac{\Delta V_{Vi} \times V_i}{100} = 7,39 \text{ V} \quad (11)$$

Determinação da resistência equivalente de entrada:

$$R_{eq} = \frac{V_{eq}}{I_L} = 21,12 \Omega \quad (12)$$

Determinação do indutor:

$$L_b = \frac{V_{eq} \times D}{F_s \times \Delta I_L} = 5,49 \text{ mH} \quad (13)$$

Determinação do capacitor:

$$C_{pv} = \frac{I_L \times D}{F_s \times \Delta V_{eq}} = 61,5 \mu\text{F} \quad (14)$$

As funções de transferência do conversor são obtidas considerando a análise de pequenos sinais, o que torna o equacionamento matemático mais simples e ao mesmo tempo traz a mesma resposta do método matemático mais completo, realizado por meio das variáveis de estado. Desta forma, o conversor é linearizado através da abordagem dos pequenos sinais (ERICKSON e MAKSIMOVIC, 2001; XAVIER, 2018).

De acordo com Erickson e Eaksimovic (2001) e Xavier (2018) a expressão que define a função de transferência do capacitor é apresentada na Equação 15, sendo a Equação 16 referente a função de transferência do indutor.

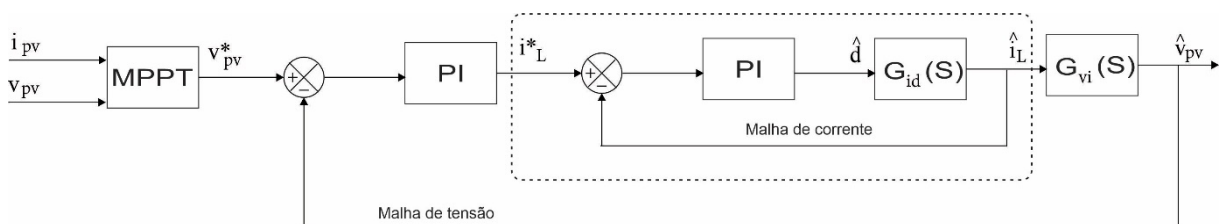
$$G_{vi}(s) = \frac{\hat{v}_{pv}(s)}{\hat{i}_L(s)} = -\frac{1}{C_{pv}s + \frac{1}{R_{eq}}} \quad (15)$$

$$G_{id}(s) = \frac{\hat{i}_L(s)}{\hat{d}(s)} = -\frac{V_{cc}}{L_b s + R_b} \quad (16)$$

A função de um controlador é a de melhorar o desempenho do sistema em relação as variações que possam acarretar em uma alteração na variável de interesse. Neste trabalho para realizar os controles da malha de tensão e corrente são utilizados dois controladores do tipo Proporcional Integral (PI). A sua escolha se deve ao fato deste controlador ser de fácil implementação e também de ter um bom comportamento em relação ao sobressinal e ao tempo de acomodação.

A Figura 30 ilustra as malhas de controle junto dos controladores. A malha externa é responsável por controlar a tensão de saída do módulo fotovoltaico, de acordo com a referência de tensão informada pelo algoritmo de MPPT. A malha de controle interna é responsável por controlar a corrente do indutor.

Figura 30: Modelo de controle do conversor *Boost*



Fonte: Autor.

A obtenção dos ganhos proporcionais e integrais dos controladores é realizado através do método da alocação de pólos. No caso da malha de controle da corrente do indutor o ajuste da alocação de pólos é realizado de forma a cancelar o polo da planta de controle.

Os ganhos integrais e proporcionais do controlador PI do indutor são dados pela expressão abaixo:

$$\begin{cases} K_{pi} = \frac{2\pi f_{ci} L_b}{V_{cc}} \\ K_{ii} = \frac{2\pi f_{ci} R_b}{V_{cc}} \end{cases} \quad (17)$$

O  $f_{ci}$  apresentado na equação acima se refere a frequência de corte da malha de corrente. Para que seja possível desprezar os atrasos gerados pelos sensores e pelo próprio conversor, o seu valor é normalmente é fixado uma década abaixo da frequência de corte.

O mesmo procedimento adotado na malha de corrente do indutor é realizado na malha de controle de tensão do capacitor, usando os ajustes da alocação de pólos para cancelar a planta de controle.

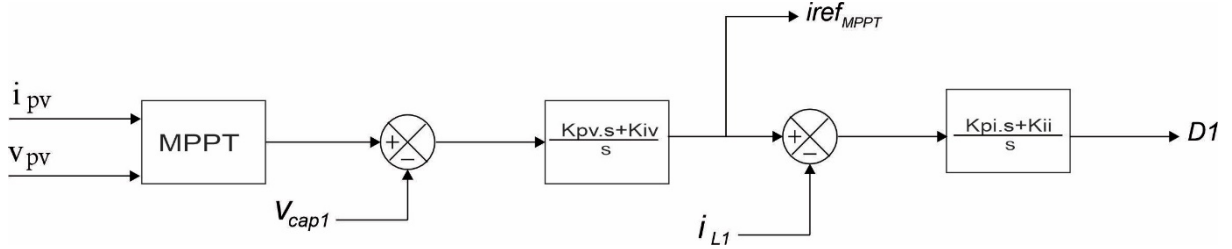
Desta forma, os ganhos integrais e proporcionais do controlador *Boost* do capacitor são dados pela expressão abaixo:

$$\begin{cases} K_{pv} = 2\pi f_{cv} C_{pv} \\ K_{iv} = \frac{-2\pi f_{cv}}{R_{eq}} \end{cases} \quad (18)$$

O  $f_{cv}$  apresentado na Equação 18 se refere a frequência de corte da malha de tensão. Para permitir o funcionamento do controle em cascata o seu valor é ajustado uma década abaixo da frequência de corte da malha de corrente.

Este controle da malha de tensão do capacitor e malha de corrente do indutor é utilizado nos quatro arranjos que fazem parte do sistema fotovoltaico. Contudo, apenas no arranjo de número um a entrada de referência do conversor será o algoritmo de MPPT implementado conforme a técnica P&O, como demonstra a Figura 31. Nos outros três arranjos FV é implementado uma proposta de algoritmo de redução de potência que, junto de outros controles, garantem uma alta penetração fotovoltaica no sistema híbrido FV-GMG.

Figura 31: Controle do conversor *Boost* modelado na simulação



Fonte: Autor.

O arranjo FV 1 mantido em MPPT, serve de referência para os demais arranjos que estão sendo reduzidos e, portanto, fora do ponto de máxima potência. Assim, quando for necessário a injeção de mais potência, os arranjos reduzidos aumentam a sua potência para o ponto exato de MPPT indicado pelo arranjo FV1. Tais controles são apresentados no capítulo 4.4.

### 4.1.3 Modelagem do inversor CC/CA

O inversor CC/CA implementado é do tipo VSI trifásico, que contém três braços de comutação e modulação por PWM. As chaves semicondutoras utilizadas neste conversor são as IGBTs, com adoção de diodos antiparalelos, que evitam a polarização reversa da chave. Este inversor é conectado na saída  $V_{cc}$  do conversor *Boost*, que foi modelado anteriormente.

A modulação PWM utilizada nos inversores geram harmônicos de tensão, e devido a isso, é necessário o emprego de filtros na saída do inversor. Os filtros do tipo ativo têm um custo de implementação muito alto, assim, os filtros mais utilizados nos inversores fotovoltaicos são os filtros do tipo passivo. Estes filtros são tradicionalmente apresentados na literatura como:

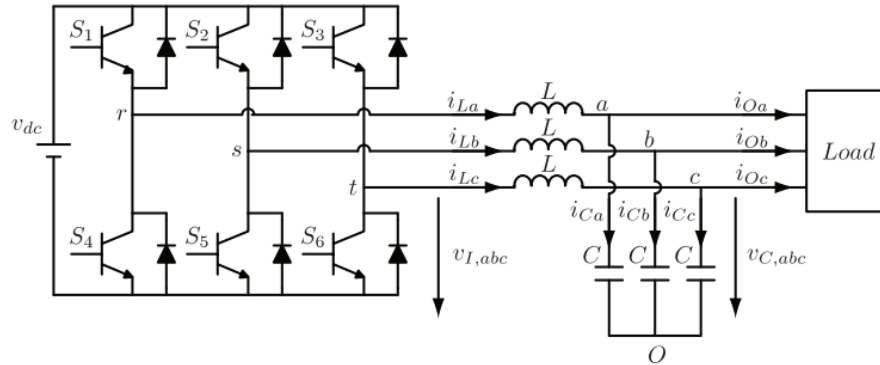
- Filtros indutivos (L): Projetados apenas com um indutor;
- Filtros indutivos-capacitivos (LC): Projetados com um indutor e um capacitor;
- Filtros indutivos-capacitivos-indutivos (LCL): Composto de dois indutores e um capacitor.

Os filtros tipo L são de primeira ordem e possuem atenuação de 20 dB por década na região de altas frequências. O que o torna mais indicado para aplicações de baixa potência.

Os filtros LC são de segunda ordem e possuem uma atenuação em altas frequências de 40 dB por década. Resultando em um indutor de menor indutância. Este filtro tipo LC é o que

foi escolhido para ser implementado na simulação. Na Figura 32 é possível observar o modelo de inversor e filtro que foi modelado no experimento.

Figura 32: Modelo de inversor e filtro LC implementado no sistema FV



Fonte: (VAZQUEZ, LEON, *et al.*, 2010)

Os componentes do filtro LC são calculados conforme as equações abaixo apresentadas (RAMOS, 2022).

- Impedância base pré transformador

$$Z_{Base} = \frac{V_{nominal}^2}{P_{nominal}} = 1,44 \Omega \quad (19)$$

- Resistência associada a parte indutiva do filtro

$$R_L = 0,0015 \times Z_{Base} = 2,1 \text{ m}\Omega \quad (20)$$

- Indutância referente ao indutor

$$L_{Filtro} = \frac{0,15 \times Z_{Base}}{2\pi f} = 0,57 \text{ mH} \quad (21)$$

- Potência reativa do capacitor

$$Q_c = 0,1 \times P_{nominal} = 10 \text{ kVar} \quad (22)$$

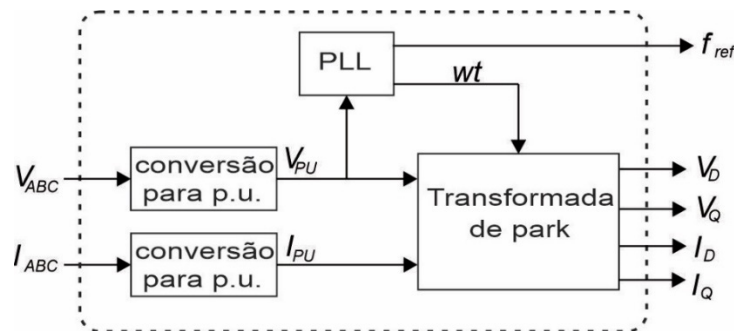
- Potência do resistor associado ao capacitor

$$P_c = \frac{Q_c}{50} = 200 \text{ W} \quad (23)$$



Como mencionado no capítulo 2 para que o inversor possa ser sincronizado com a rede elétrica é necessário um controle capaz de verificar os parâmetros da rede e depois de encontrar o ponto de sincronismo, conectar o inversor fotovoltaico na rede de distribuição. Este controle é realizado pelo PLL que usa a Transformada de Park para transformar a base de referência a-b-c da rede em uma referência rotativa chamada de  $d - q$ . Esse bloco de controle é representado pela Figura 33.

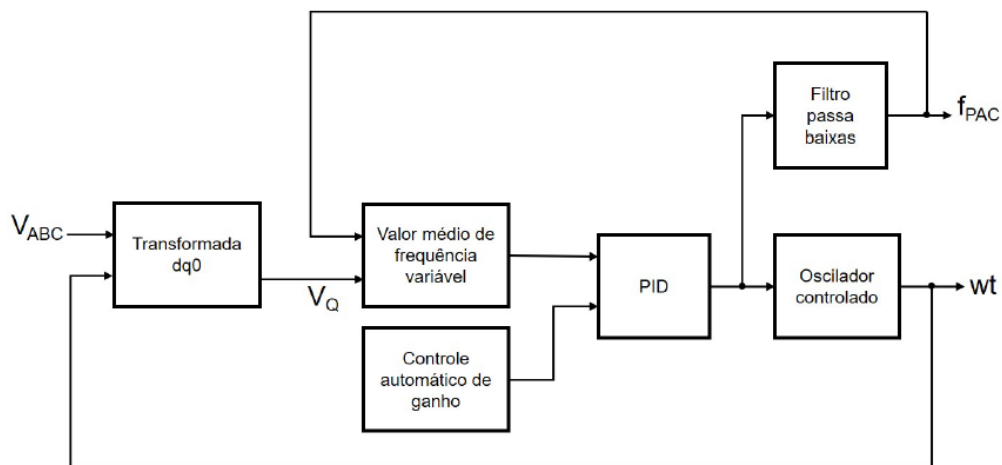
Figura 33: Bloco de controle do PLL e Transformada de Park.



Fonte: Autor.

O PLL que foi modelado no experimento é disponibilizado na biblioteca do Matlab/Simulink®. Como apresenta a Figura 34 ele é composto de um medidor de frequência, um controlador do tipo proporcional integral derivativo, um oscilador controlado e um filtro passa baixa.

Figura 34: PLL modelado no sistema FV.



Fonte: Adaptado de (MATHWORKS, 2022)

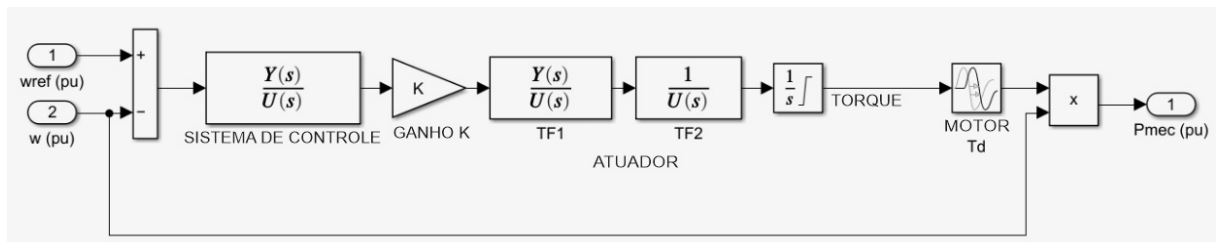
## 4.2 MODELAGEM DO GRUPO MOTOR GERADOR A DIESEL

O GMG é o responsável por ser o formador de rede no sistema híbrido FV-GMG isolado, fornecendo assim os parâmetros de tensão e frequência para a rede e para o sistema FV. A sua modelagem é realizada a partir de um modelo dinâmico capaz de representar o comportamento transitório do equipamento, bem como, as características mecânicas e elétricas dos componentes que compõem o gerador.

O GMG é composto basicamente de um motor a combustão, responsável por fornecer potência mecânica, um gerador síncrono que transforma a potência mecânica em elétrica e dois sistemas de controle. Um sistema de controle chamado de regulador de velocidade é responsável por controlar a rotação do motor a combustão mantendo a frequência do gerador estável e constante. O outro controle, chamado de AVR é responsável por regular a tensão de saída do gerador.

A Figura 35 ilustra o modelo do motor diesel e regulador de velocidade que foi implementado no sistema teste. Este modelo é proposto em Long, Yu, *et al.* (2021), Muhtadi, Soedibyo e Ashari, (2019), Elsherbiny, Nada e Kamal, (2019), Miao, Domijan e Fan, (2011), e também faz parte da biblioteca do Matlab/Simulink®, de onde foi selecionado para modelagem.

Figura 35: Modelo do motor diesel e do regulador implementado.



Fonte: (ELSHARBINY, NADA e KAMAL, 2019)

O funcionamento do motor diesel e do regulador que controla a velocidade do motor pode ser expresso pela função de transferência apresentada na equação 24. Onde  $H_c$  representa a função de transferência do regulador de velocidade e  $H_a$  a função de transferência do atuador (MUHTADI, SOEDIBYO e ASHARI, 2019).

$$\begin{cases} H_c = K \frac{T_3 s + 1}{T_1 T_2 + T_1 s + 1} \\ H_a = \frac{T_4 s + 1}{(1 + T_5 s)(1 + T_6 s)s} \end{cases} \quad (24)$$

Os valores que são empregados na função de transferência são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros do motor diesel e regulador de velocidade.

Parâmetro	Valor	Unidade
Constante de tempo do regulador (T1)	0,01	s
Constante de tempo do regulador (T2)	0	s
Constante de tempo do regulador (T3)	0,2	s
Constante de tempo do atuador (T4)	0,25	s
Constante de tempo do atuador (T5)	0,009	s
Constante de tempo do atuador (T6)	0,0384	s
Tempo de retardo do motor (Td)	0,024	s
Ganho do regulador	20	K

Fonte: Adaptado de (MIAO, DOMIJAN e FAN, 2011)

Para o gerador síncrono foi utilizado o modelo presente na biblioteca do Matlab/Simulink®. A potência nominal do gerador foi mantida em 100 kW, mesma potência do sistema FV modelado, tensão de linha em 380 V e frequência em 60 Hz. Os demais parâmetros elétricos do gerador são descritos na Tabela 8.

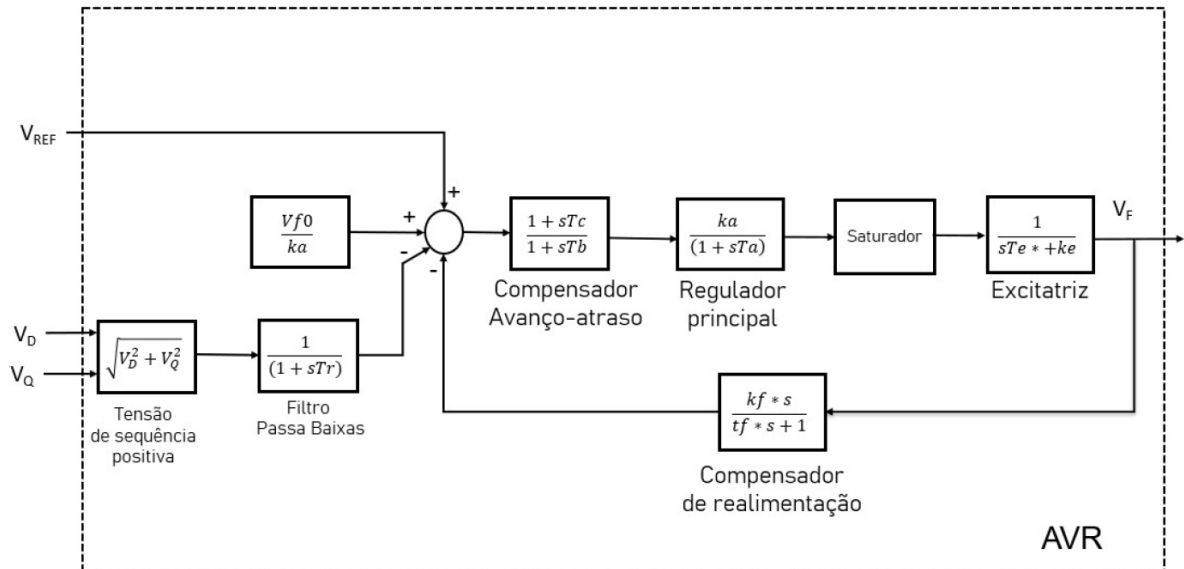
Tabela 8: Parâmetros elétricos do gerador síncrono.

Parâmetro	Valor	Unidade
Reatância de eixo direto (Xd)	2,32	pu
Reatância transitória de eixo direto (X'd)	0,17	pu
Reatância sub-transitória de eixo direto (X''d)	0,12	pu
Reatância de eixo em quadratura (Xq)	1,06	pu
Reatância transitória de eixo em quadratura (X'q)	0,13	pu
Reatância sub-transitória de eixo em quadratura (X''q)	0,07	pu
Constante de tempo transitória de eixo direto (T'd)	0,03	s
Constante de tempo sub-transitória de eixo direto (T''d)	0,008	s
Constante de tempo sub-transitória de eixo em quadratura (T''q)	0,008	s
Resistência do estator (Rs)	0,025	pu
Coefficiente de inércia	0,8	s
Fator de fricção	0,021	pu
Par de polos	2	-

O controle de tensão do gerador síncrono denominado AVR, é responsável por controlar as tensões de campo e terminal durante situações normais e anormais. Este foi modelado de acordo com o descrito na norma IEEE 421.5-2016 como modelo AC1A, que também está

presente na biblioteca do Matlab/Simulink®. Sua malha de controle é apresentada na Figura 36 e os principais parâmetros utilizados no controle são descritos na Tabela 9.

Figura 36: Malha de controle do AVR.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2016)

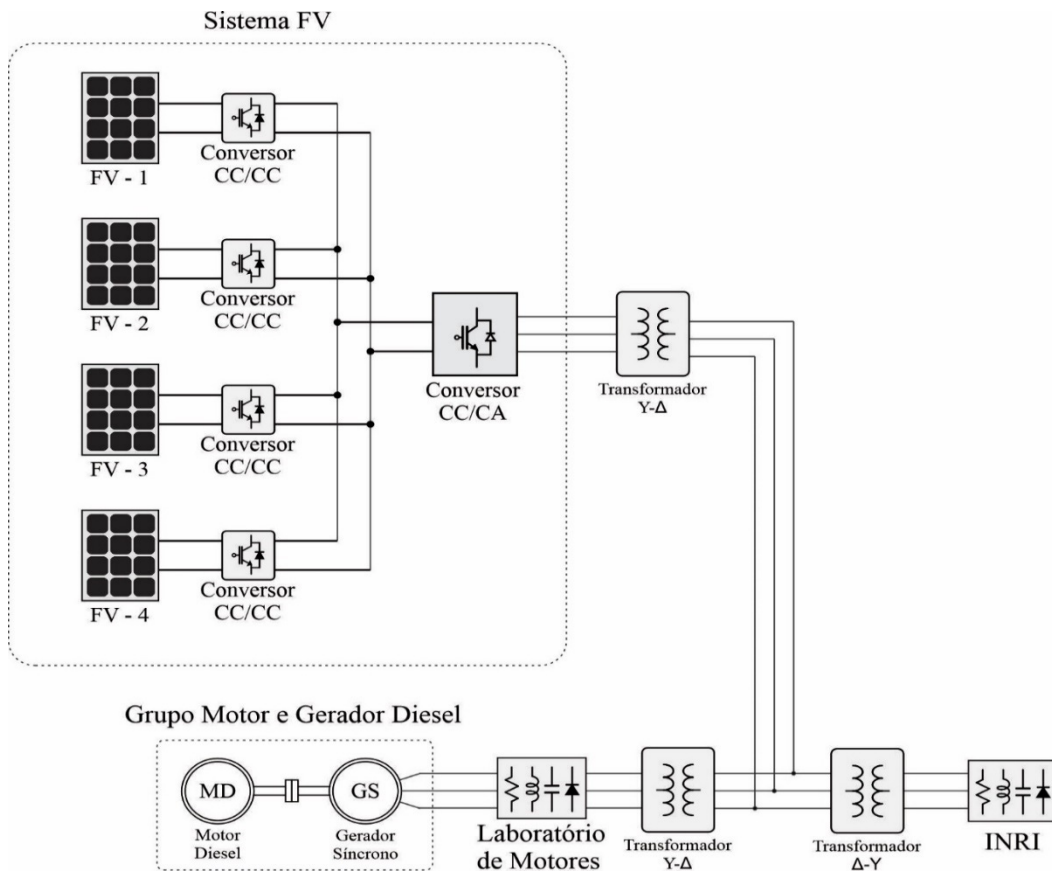
Tabela 9: Parâmetros do AVR modelado.

Parâmetro	Valor	Unidade
Constante de tempo do filtro passa baixa (Tr)	0,02	s
Ganho do regulador principal (ka)	200,00	-
Constante de tempo do regulador principal	0,015	s
Tensão máxima de entrada do regulador (VImax)	10	pu
Tensão mínima de entrada do regulador (VImin)	-10	pu
Tensão máxima de saída do regulador (VRmax)	5,64	pu
Tensão mínima de saída do regulador (VRmin)	-4,53	pu

### 4.3 MICRORREDE MODELADA

A Figura 37 apresenta a microrrede híbrida FV-GMG, modelada de acordo com as informações contidas no capítulo 3, onde é apresentado o sistema teste.

Figura 37: Microrrede híbrida FV-GMG modelada no Matlab/Simulink®.



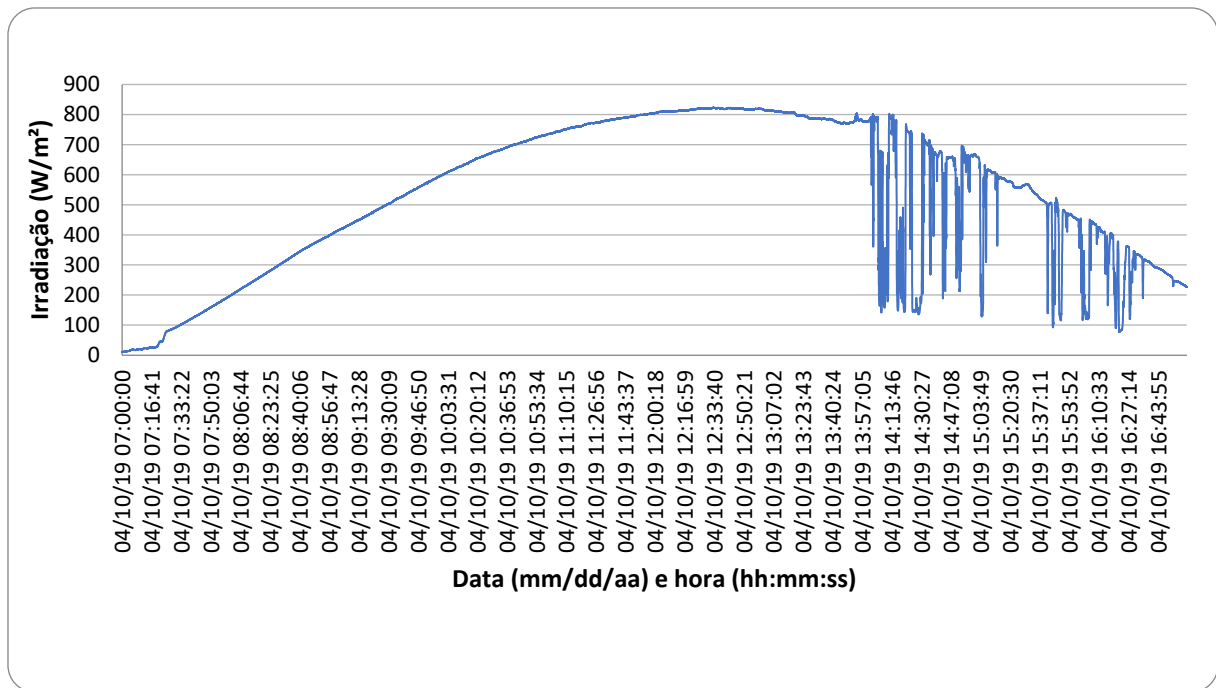
Fonte: Autor

As cargas do Laboratório de Motores e do Instituto de Redes Inteligentes, foram modeladas como uma carga dinâmica, onde a potência ativa e reativa variam em função da tensão de sequência positiva e as correntes são equilibradas. Essa carga é variável, permitindo assim a criação de vários cenários com diferentes patamares de carga.

Como a intermitência do sistema fotovoltaico é causada principalmente devido às variações da radiação solar, para realizar as simulações e validar as metodologias propostas, foram analisadas as irradiâncias de diversos dias do mês, durante um período de dois anos, conforme os dados da estação meteorológica da usina solar da UFSM. Desta forma, foi possível verificar e quantificar o percentual de variação de irradiância que ocorreu em um determinado período.

O dia 10 de abril de 2019 foi o dia que trouxe uma curva de irradiação com características desejáveis para aplicação nas simulações. Pois como visto na Figura 38 até às 13 horas e 46 minutos a irradiância teve o comportamento padrão para um dia ensolarado, e a partir deste instante, começou a ocorrer diversas variações de irradiância, causadas possivelmente pela passagens de nuvens.

Figura 38: Curva de irradiação da usina solar da UFSM no dia 10 de abril de 2019.

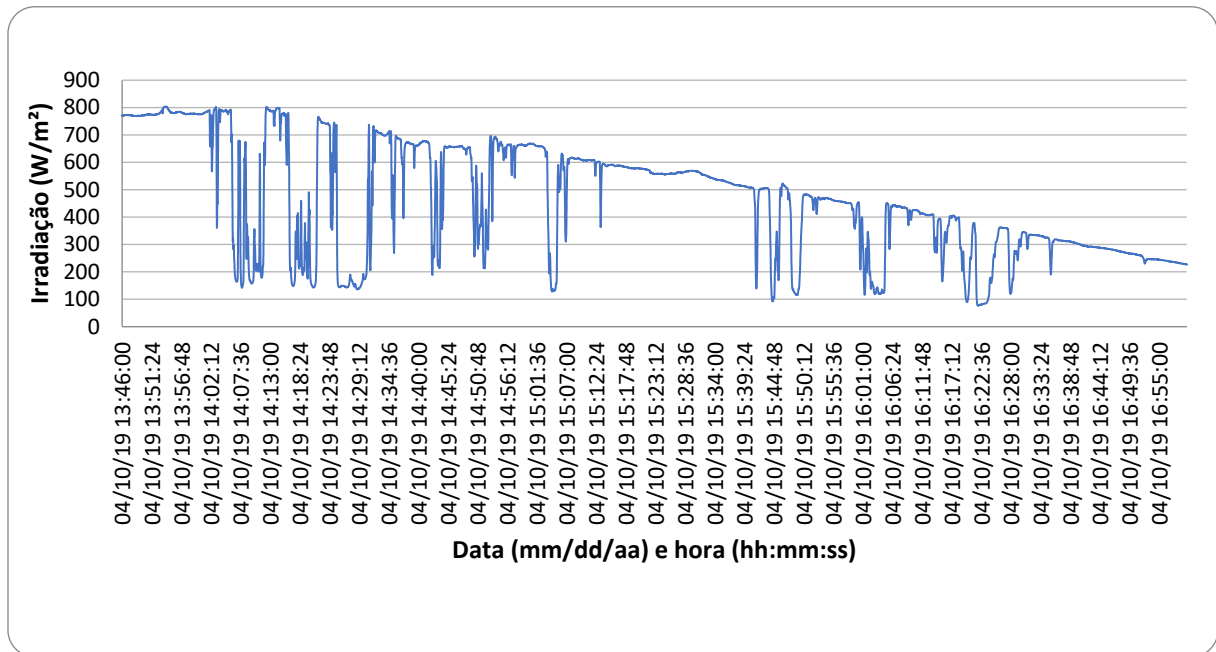


Fonte: Autor

Na Figura 39 é apresentado o gráfico do mesmo dia acima citado, após às 13 horas e 46 minutos, a fim de permitir uma melhor visualização das variações da irradiação. É possível observar que as quedas e subidas da irradiação são muito abruptas e ocorrem em um espaço de tempo muito curto. Às 14 horas, 7 minutos e 29 segundos a irradiação que estava em 583,62 W/m<sup>2</sup> caiu para 213,53 W/m<sup>2</sup> em apenas 6 segundos, uma redução de 63% da irradiação. Às 14 horas, 25 minutos e 6 segundos a irradiação caiu de 552,61 W/m<sup>2</sup> para 271,74 W/m<sup>2</sup> em um tempo de aproximadamente 4 segundos, gerando uma queda de 51%.

Estes fenômenos ocorreram diversas vezes durante o dia, comprovando a grande intermitência da geração fotovoltaica. Além da necessidade de controles adicionais quando a sua aplicação se destina a uma ligação híbrida, com geradores de baixa inércia que não suportam tais variações, como os GMGs.

Figura 39: Variações de irradiação da usina solar da UFSM no dia 10 de abril de 2019



Fonte: Autor

#### 4.4 IMPLEMENTAÇÃO E MODELAGEM DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DA MICRORREDE HÍBRIDA FV-GMG

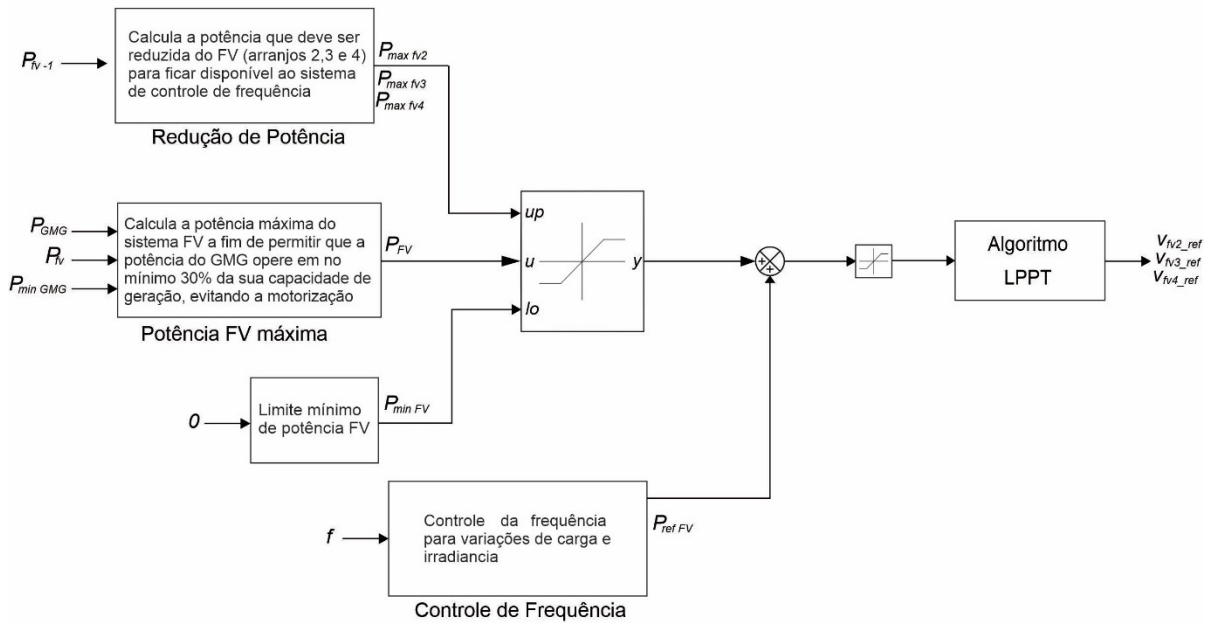
Para que fosse possível obter um alto nível de penetração do sistema FV na microrrede, controlar os devios de frequência causados pela intermitência solar e ao mesmo tempo garantir a geração mínima de 30 % para o GMG, foram desenvolvidos um conjunto de estratégias de controle.

A solução mais difundida na literatura para resolver o problema das variações de geração do sistema FV é o emprego de banco de baterias. Assim, quando as variações de geração ocorrem o banco de baterias é utilizado para suprir a energia perdida, diminuindo as variações de potência que teriam que ser absorvidas pelo GMG. Os bancos de baterias são eficientes, mas no Brasil essa tecnologia tem um custo de implementação extremamente elevado, inviabilizando financeiramente a maioria dos projetos.

A metodologia proposta visa reduzir a geração FV e utilizar a energia que estava sendo reduzida para suprir parcialmente a energia que é perdida durante as variações da radiação solar. O sistema FV modelado de 100 kW foi reduzido para 77,5 kW, ficando uma energia reserva de 22,5 kW, usada para mitigar as variações abruptas de potência da fonte solar.

As estratégias de controle podem ser resumidas em quatro etapas e são apresentadas na Figura 40. Seus funcionamentos são detalhados nos próximos sub-capítulos.

Figura 40: Sistema de controle simplificado



Fonte: Autor

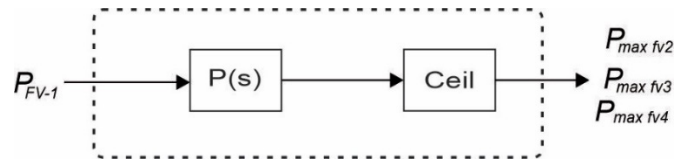
#### 4.4.1 Estratégia de controle que indica a redução de potência do sistema FV

Para essa estratégia de controle o Arranjo fotovoltaico 1, é mantido sempre no seu ponto de máxima potência, de acordo com o algoritmo de MPPT tipo P&O e serve de referência para os arranjos 2, 3 e 4 que são reduzidos posteriormente pelo algoritmo de LPPT. Assim, o sistema de 100 kW que teria 25 kW em cada arranjo, passa a ter uma potência de operação máxima de 77,5 kW. Sendo 25 kW fornecidos pelo arranjo FV 1, e 17,5 kW para os outros três arranjos. Devido a isso, que o arranjo fotovoltaico existente na usina da UFSM, usada como sistema teste, teve que ser reconfigurada.

A Figura 41 apresenta a malha de controle dessa função. A potência do arranjo FV1 é fornecida como referência para a entrada do controle, esse sinal passa por um controlador do tipo proporcional, ajustado em 0,7. A resposta deste sinal reduzido em 30% se refere a potência reduzida dos arranjos FV 2, FV 3 e FV 4. Essa informação é enviada ao bloco de saturação como limite superior, indicando a potência máxima disponível do sistema FV. Assim, se antes a potência máxima dos três arranjos poderia chegar à 75 kW, agora seu valor máximo passa a ser de 52,5 kW.



Figura 41: Malha de controle que indica o limite máximo disponível para a geração FV



Fonte: Autor

#### 4.4.2 Estratégia de controle que garante a geração mínima do GMG e define a potência de operação máxima permitida para o sistema FV

Essa malha de controle é responsável por garantir que o GMG opere com no mínimo 30 % de sua capacidade, proporcionando uma operação eficiente, preservando o conjunto mecânico e também evitando a sua motorização.

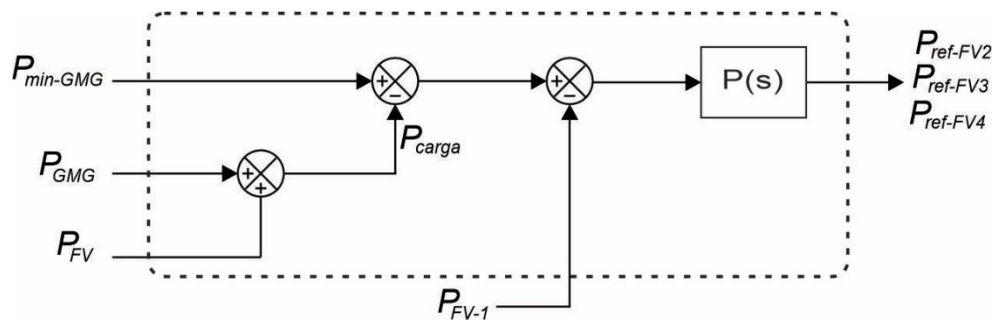
A medição da carga conectada na microrrede é fundamental para o funcionamento deste controle, pois o resultado da subtração do valor da carga e da geração mínima do GMG, garante a máxima penetração FV possível no sistema híbrido. Para reduzir componentes de medição, a carga é mensurada de acordo com o somatório dos sistemas de geração. Assim, duas entradas na malha de controle são representadas pelos sinais que informam a geração do sistema FV e do GMG. Ambos os sinais entram em um operador de soma, sendo o resultado a informação de carga da microrrede.

A primeira entrada da malha recebe o sinal de potência mínima do GMG, que neste caso é 30 kW, resultado de 30% da capacidade instalada do GMG. Este sinal entra no mesmo operador de soma que a informação de carga da microrrede. O resultado deste operador é a potência máxima que o sistema FV pode fornecer, sem infringir o critério de capacidade mínima do GMG.

Conforme é possível verificar na Figura 42, ainda existe mais um sinal de entrada na malha, que se refere a potência do arranjo FV 1. Essa informação é importante pois este arranjo não tem a potência reduzida e se mantém sempre em MPPT. Dessa forma, a geração máxima do sistema FV, menos a potência do arranjo FV 1, resulta na geração que os arranjos FV 2, FV 3 e FV 4 terão que ter.

Poderia ser realizada uma malha de controle para cada um dos três arranjos FV que tem a potência reduzida, mas para fins de simplificação, é realizada uma única malha de controle. Assim, para obter o valor que deverá ter cada um dos três dos arranjos, um controle proporcional é adicionado na malha, cujo valor é ajustado em 1/3.

Figura 42: Malha de controle que garante a potência mínima do GMG



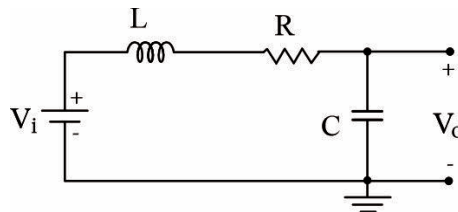
Fonte: Autor

#### 4.4.3 Estratégia de controle que visa mitigar os desvios de frequência

Essa estratégia de controle é de extrema importância para o sistema híbrido FV-GMG com alta penetração FV, pois deve garantir uma atuação rápida do controle frente aos mínimos desvios de frequência.

A primeira entrada da malha recebe o sinal de referência da frequência, que neste caso é 60 Hz. O segundo sinal de entrada se refere a frequência medida na barra da microrrede, que é tratado com um filtro passa baixa de segunda ordem do tipo passivo, implementado para eliminar os ruídos e limpar o sinal. A frequência de corte do filtro foi definida de modo a apenas atenuar pequenos ruídos. Assim o valor determinado foi de 30 rad/s com uma atenuação de 40 dB por década. A Figura 43 apresenta o circuito elétrico tipo RLC equivalente do filtro.

Figura 43: Circuito equivalente do filtro passa baixa de segunda ordem passivo.



Fonte: Adaptado de (ISCTE, 2022)

Aplicando a lei de Kirchoff no circuito acima obtemos a seguinte equação:

$$\frac{V_0}{V_i}(s) = \frac{\frac{1}{sC}}{R + sL + \frac{1}{sC}} = \frac{1}{s^2LC + sCR + 1} = \frac{\frac{1}{LC}}{s^2 + s\frac{R}{L} + \frac{1}{LC}} \quad (25)$$

A partir da equação acima a obtém-se a função de transferência geral do filtro:

$$H(s) = K \frac{\omega_0^2}{s^2 + \frac{s\omega_0}{Q} + \omega_0} \quad (26)$$

Onde:

$K$  = Representa o ganho estático, que neste caso é unitário;

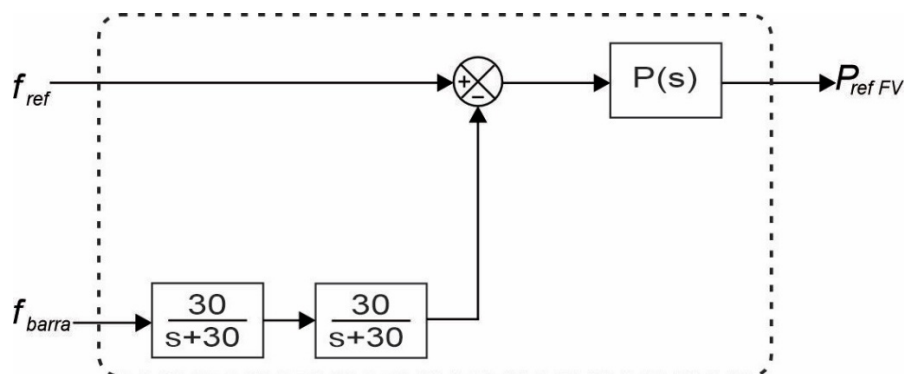
$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$  que representa a frequência de corte;

$Q = \frac{1}{R} \sqrt{\frac{L}{C}}$  que representa o fator de qualidade.

Na Figura 44 é possível verificar a presença de um controle tipo proporcional na malha, esse controle recebe o sinal da frequência de referência com o erro calculado pelo operador de soma que recebe o sinal filtrado da barra. O resultado que entra no operador é a variação de frequência, que pode ser positiva indicando uma subfrequência, ou negativa indicando uma sobrefrequência. Diversas simulações foram realizadas para validar o valor de ganho deste controlador e os melhores resultados foram obtidos com o valor 35, sendo este o valor ajustado no controlador.

A resposta deste controle representa uma potência que é somada no operador que recebe o valor de potência do sistema FV. Assim, caso não ocorra nenhum desvio de frequência, a potência de referência FV que vai para o algoritmo de redução não sofre alteração, mantendo a proporção de penetração da fonte solar em 70% e GMG em 30%. Caso ocorra qualquer desvio de frequência, esse valor sofrerá um aumento ou uma redução. No caso da necessidade de aumento de geração, o sistema usará a margem de potência do FV que estava sendo reduzida para suprir parcialmente a potência perdida e assim amenizar o desvio de frequência.

Figura 44: Malha de controle da frequência



Fonte: Autor

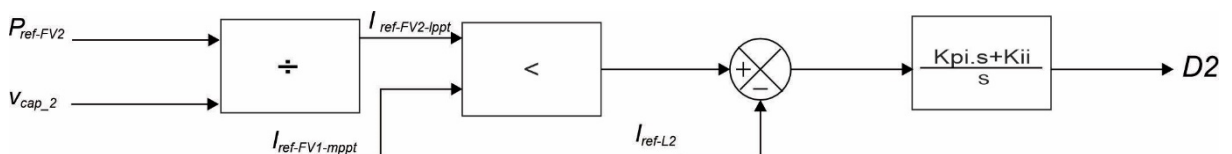
#### 4.4.4 Controle de LPPT

Com a potência de referência do sistema FV definida, o próximo passo é enviar essa informação ao controle de LPPT, responsável por ajustar a potência de saída de acordo com a potência de referência.

Como visto no capítulo 4.1.2 a tensão no capacitor de entrada do conversor *Boost*, está ligada a corrente que circula pelo indutor. Desta forma, controlando a corrente no indutor é possível controlar a tensão de entrada no capacitor, e assim, controlar a potência do arranjo FV.

A Figura 45 ilustra a malha de controle responsável por reduzir ou manter a geração em seu ponto de máxima potência. Para fins de simplificação na apresentação, foi ilustrado apenas a malha de controle do arranjo FV 2, que é igual a malha de controle dos arranjos FV 3 e FV 4.

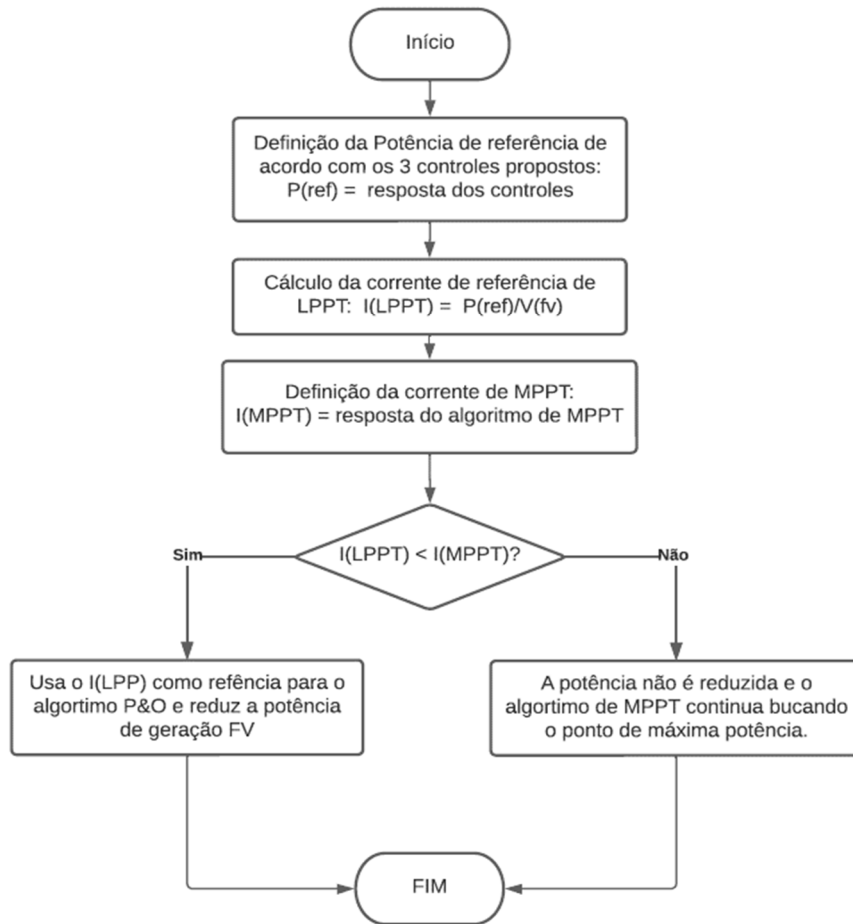
Figura 45: Malha de controle de LPPT implementada



Fonte: Autor

Conforme o fluxograma apresentado na Figura 46, a potência de referência do arranjo FV 2, é dividido pela sua tensão, obtendo assim uma corrente de referência. Essa corrente de referência é comparada com a corrente do arranjo FV 1 que está em MPPT. Se a corrente de referência do arranjo FV 2 que está sendo reduzido for menor que a corrente do arranjo que está em MPPT, significa que o sistema solicita uma redução de potência. Assim, o sinal de corrente do arranjo FV 2 é enviado para a malha de controle do indutor. Caso a corrente do arranjo FV 1 seja menor que a corrente do arranjo FV 2, significa que o sistema está solicitando mais potência, desta forma, a corrente do arranjo FV 1 que está trabalhando em MPPT é enviada para a malha de controle do indutor, fazendo com que o sistema busque o ponto de máxima potência e injete mais energia na microrrede.

Figura 46: Fluxograma do algoritmo LPPT implementado



Fonte: Autor

#### 4.5 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

As simulações foram realizadas no software Matlab/Simulink®. Os cenários foram criados levando em consideração as intermitências do sistema FV (observadas na usina solar da UFSM e citadas no capítulo 4.3) e as variações de demanda da carga.

A geração FV tem ligação direta com as condições da temperatura e radiação solar. A temperatura não costuma oscilar tanto durante o dia, a ponto de causar muito impacto na produção de energia. Já a radiação solar, pode variar de forma rápida e provocar grandes quedas de potência no sistema FV. Assim, nas simulações a temperatura foi mantida constante em 25 °C e a irradiância foi variada de acordo com os cenários criados.

A demanda de energia em consumidores residenciais, comerciais ou industriais costumam oscilar durante o dia. Nas indústrias as oscilações na demanda são provocadas principalmente pela partida e desligamento de motores. Em consumidores residenciais e comerciais, os responsáveis são normalmente os equipamentos de climatização. Este é um

fenômeno normal e na maioria das vezes não chega a gerar um problema ao sistema de distribuição, pois a inércia gerada pelas usinas hidrelétricas, por exemplo, é muito grande e consegue absorver a maioria das oscilações de demanda provocadas pelas cargas.

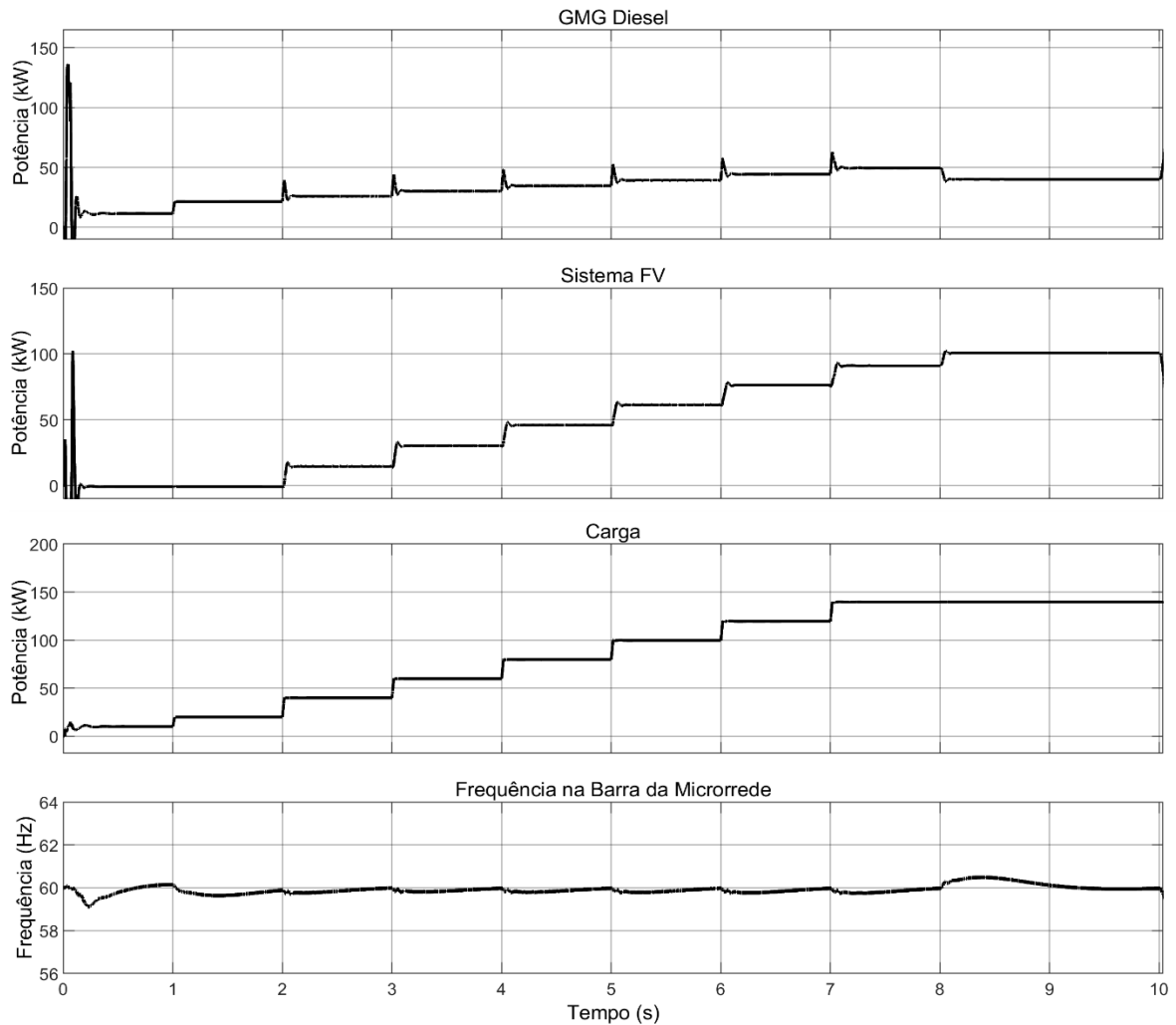
Contudo, quando a microrrede é abastecida por GMGs as oscilações de demanda podem ser um grande problema, pois a inércia presente no GMG é pequena e pode não ser capaz de suportar grandes variações de carga em um curto espaço de tempo. Desta forma, as oscilações de demanda provocadas pelas cargas conectadas na microrrede, também foram previstas nas simulações.

Antes de simular os cenários com as inserções de variações de irradiância e demanda, é necessário partir os sistemas de geração e inserir as cargas de forma progressiva na microrrede, a fim de permitir que o sistema possa acomodar as cargas e a geração sem gerar instabilidade. Foram previstos 10 segundos para a partida e estabilização, onde primeiramente o GMG foi acionado com uma pequena carga na microrrede, após 2 segundos as cargas e a geração FV foram inseridas na microrrede de forma progressiva e sem grandes degraus de potência.

Essa partida foi simulada com e sem os sistemas de controle propostos.

A Figura 47 apresenta a partida da microrrede sem as metodologias de controle propostas. É possível verificar que durante os 10 segundos de partida a frequência não teve grandes variações. Apresentando oscilações dentro da normalidade entre o período de 6 à 9 segundos, demonstrando que a microrrede operou de forma estável. No final do período de partida a irradiância chegou a  $1.000 \text{ W/m}^2$ , a carga ficou com 140 kW, o sistema FV que opera em MPPT, buscou o seu ponto de máxima potência, gerando 100 kW. O GMG ficou com a geração restante de 40 kW.

Figura 47: Partida e estabilização da microrrede sem os controles propostos

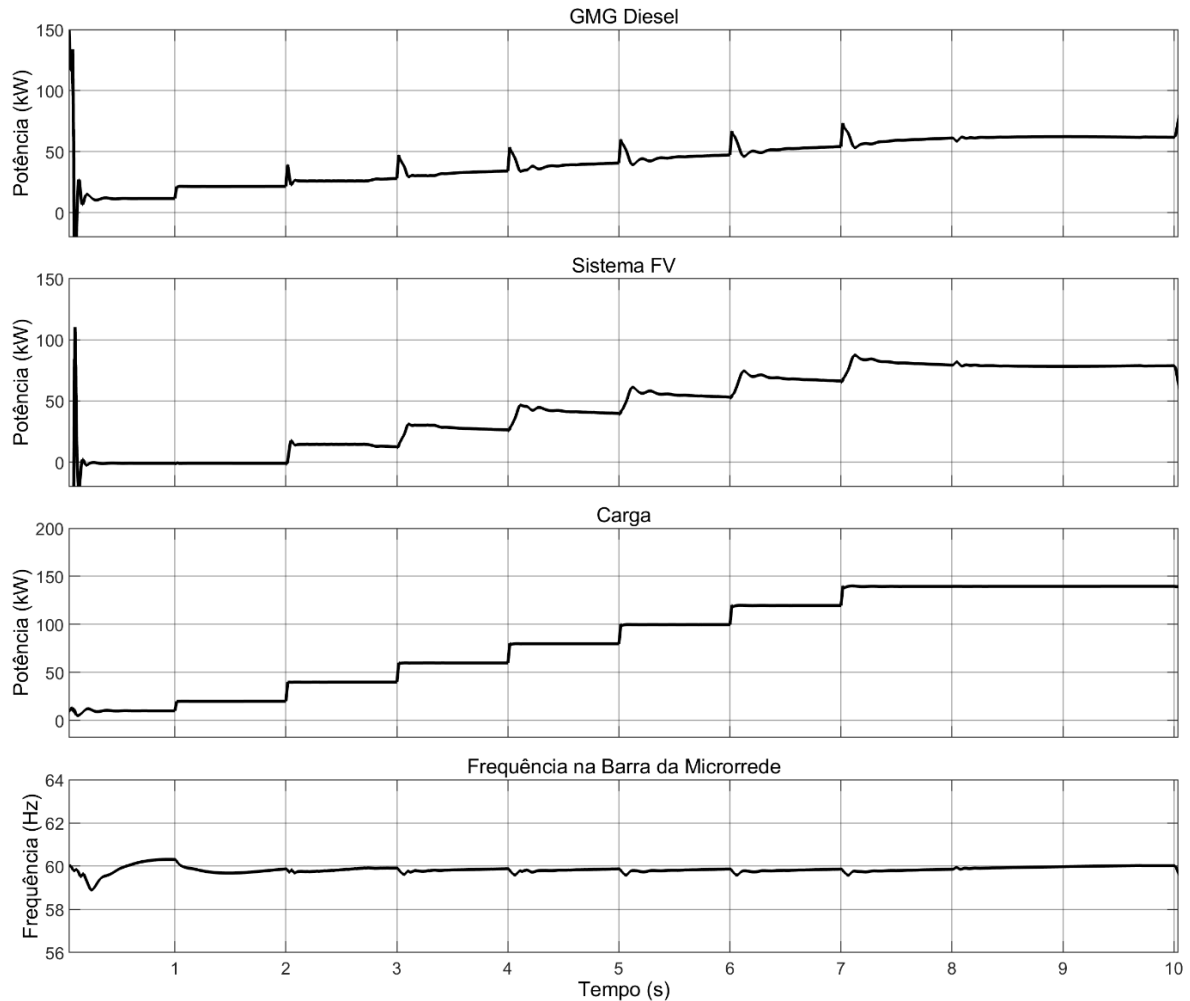


Fonte: Autor

Como mostra a Figura 48 com os controles em operação é possível verificar que a frequência também se manteve estável, com um resultado melhor de estabilização durante o período de 6 à 9 segundos. A carga chegou novamente ao patamar de 140 kW, mas o sistema FV, agora operando com o MPPT em apenas um arranjo e os demais sendo reduzidos pelo algoritmo de LPPT, teve a sua potência final variando em torno de 78 kW e o GMG absorveu a demanda restante, gerando 62 kW.

Conforme indicado no capítulo 4.4.1 a potência máxima em regime permanente que o sistema FV poderia alcançar em operação normal seria de 77,5 kW. No entanto durante transitórios, onde há desvios de frequência, o controle atua para mitigar as variações. A potência de 77,5 kW é o valor ideal calculado, mas nas simulações, com as perdas geradas nos componentes eletrônicos e nos sistemas elétricos é admitida pequenas variações. Na resposta da simulação essa potência oscilou entre 77 e 78 kW.

Figura 48: Partida e estabilização da microrrede com os controles propostos.



Fonte: Autor

#### 4.5.1 Cenário 1

A simulação do cenário 1 inicia após os 10 segundos utilizados para partida e estabilização da microrrede. Em 10 segundos é simulada uma perda de geração FV na ordem de 50 %, onde a radiação cai de  $1.000 \text{ W/m}^2$  para  $500 \text{ W/m}^2$ . Em 15 segundos é simulada uma perda de carga na ordem de 40 %, reduzindo a carga de 140 kW para 80 kW. Mais uma oscilação de carga é realizada em 20 segundos, subindo a carga para o patamar inicial de 140 kW. Finalizando a simulação deste cenário, em 25 segundos é simulada uma elevação de potência no sistema FV, subindo a irradiância de  $500 \text{ W/m}^2$  para  $1.000 \text{ W/m}^2$ .

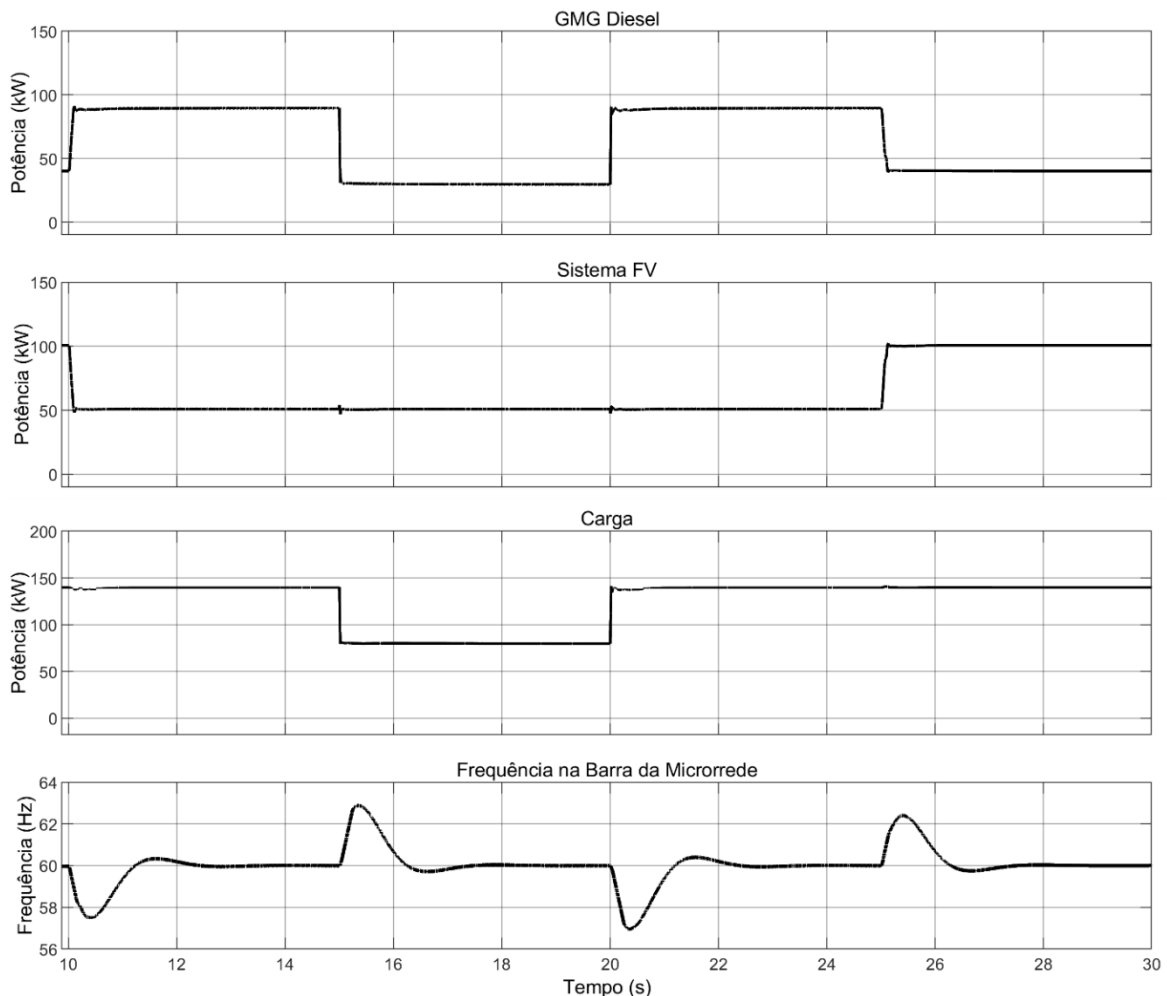
A Figura 49 apresenta as respostas da microrrede híbrida FV-GMG frente as oscilações provocadas pelo cenário um, sem os controles propostos. Logo após a primeira perturbação de perda de geração FV, no tempo de 10,40 segundos é observada uma subfrequência na barra da



microrrede que chega à 57,46 Hz, e leva em torno de 2 segundos para estabilizar novamente em 60 Hz. Quando ocorre a segunda perturbação, com a perda de carga, é possível observar uma sobrefrequência que atinge o valor de pico de 62,88 Hz e leva 2,3 segundos para voltar aos 60 Hz e estabilizar. A maior subfrequência verificada, ocorre no instante 20,36 segundos, quando ocorre a elevação da carga para 140 kW, neste ponto a frequência registrou 56,95 Hz e levou 2,5 segundos para estabilizar. Na última perturbação, onde a irradiância foi elevada de 500 W/m<sup>2</sup> para 1.000 W/m<sup>2</sup>, observou-se novamente uma sobrefrequência no valor de 62,40 Hz no instante de tempo igual à 25,41 segundos, levando cerca de 2,3 segundos para recuperação.

Todas as oscilações de frequência observadas, registraram valores abaixo de 57,5 Hz e acima 62 Hz, violando os limites estabelecidos pela NBR 16149 e assim, causando a desconexão do sistema FV da microrrede.

Figura 49: Respostas da Microrrede sem controle ao cenário 1.

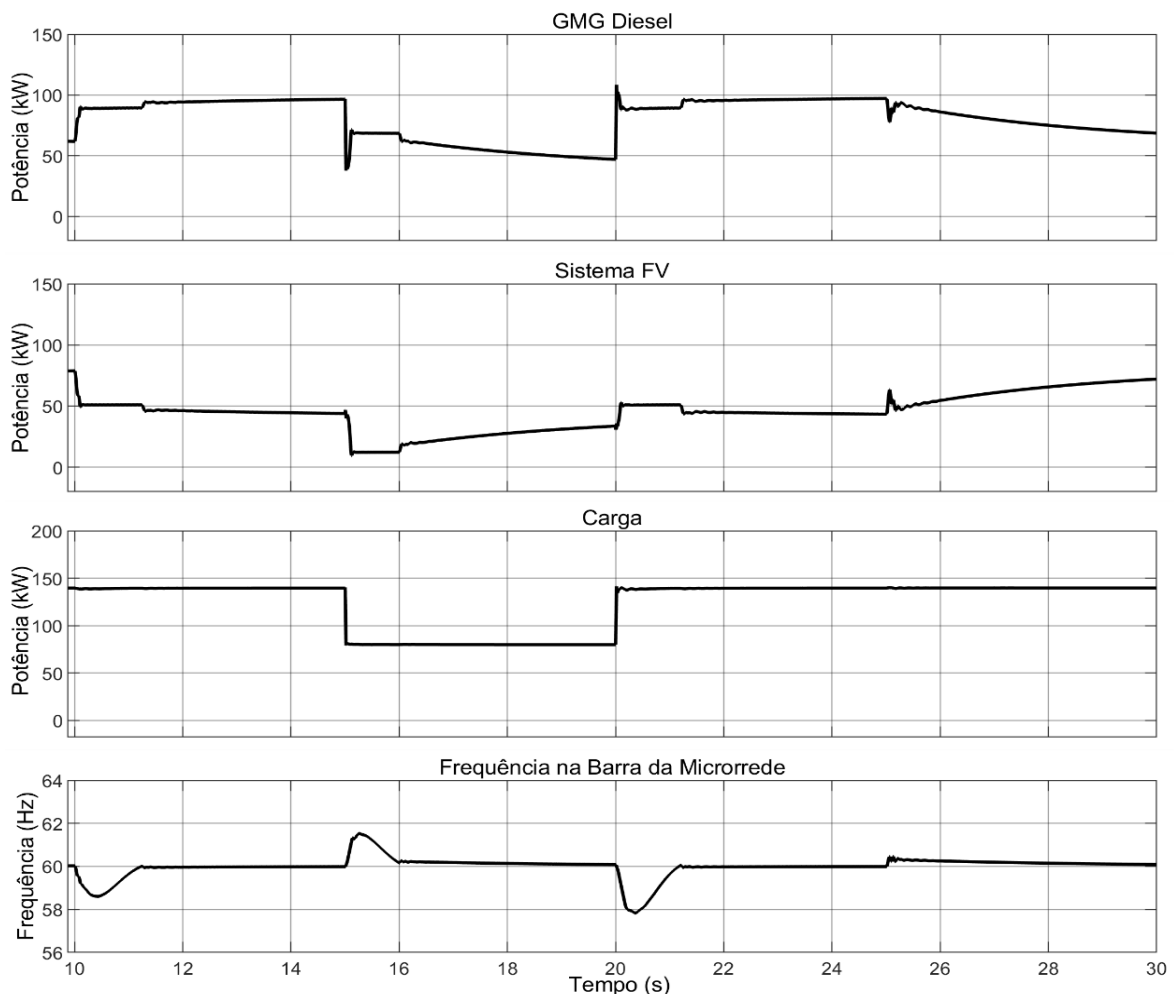


Fonte: Autor

A Figura 50 apresenta as respostas da microrrede ao cenário 1 com controles propostos em funcionamento, onde é possível observar que não houve grandes oscilação de frequência. Na primeira perturbação, é verificada uma subfrequência, que registra o menor valor de 58,60 Hz em 10,40 segundos, buscando a estabilidade em 1,2 segundos. Com a perda de carga provocada pela segunda perturbação, ocorre uma sobrefrequência que registra o valor máximo de 61,48 Hz em 15,31 segundos, levando 1,1 segundos para se recuperar e voltar ao patamar de 60 Hz. Na terceira perturbação, onde ocorreu o aumento de carga para seu patamar de origem é possível verificar uma subfrequência no instante 20,35 segundos, atingindo um valor de 57,87 Hz e recuperando a estabilidade em 1,2 segundos. Em 25,14 segundos é observada uma leve elevação na frequência, que não chega a causar uma sobrefrequência.

Com as repostas dos controles propostos, frente as perturbações provocadas pelo cenário um, é evidenciado que em nenhum momento houve qualquer violação aos parâmetros de frequência estabelecidos pela NBR 16149.

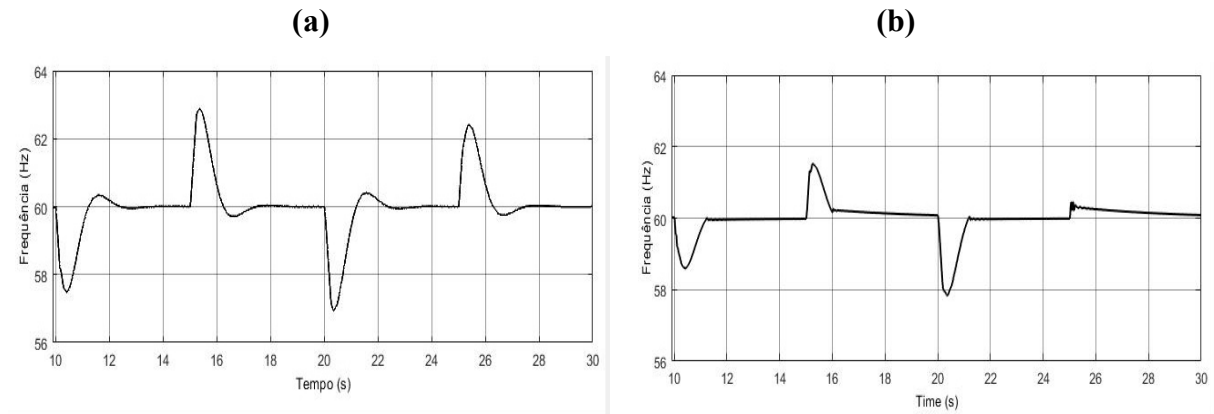
Figura 50: Respostas da Microrrede com os controles propostos ao cenário 1.



Fonte: Autor

A Figura 51 traz a resposta em relação a frequência da microrrede lado a lado, onde é possível visualizar melhor os ganhos obtidos com o sistema de controle proposto.

Figura 51: Resposta a frequência da Microrrede em: (a) sem os controles propostos e (b) com os controles propostos.



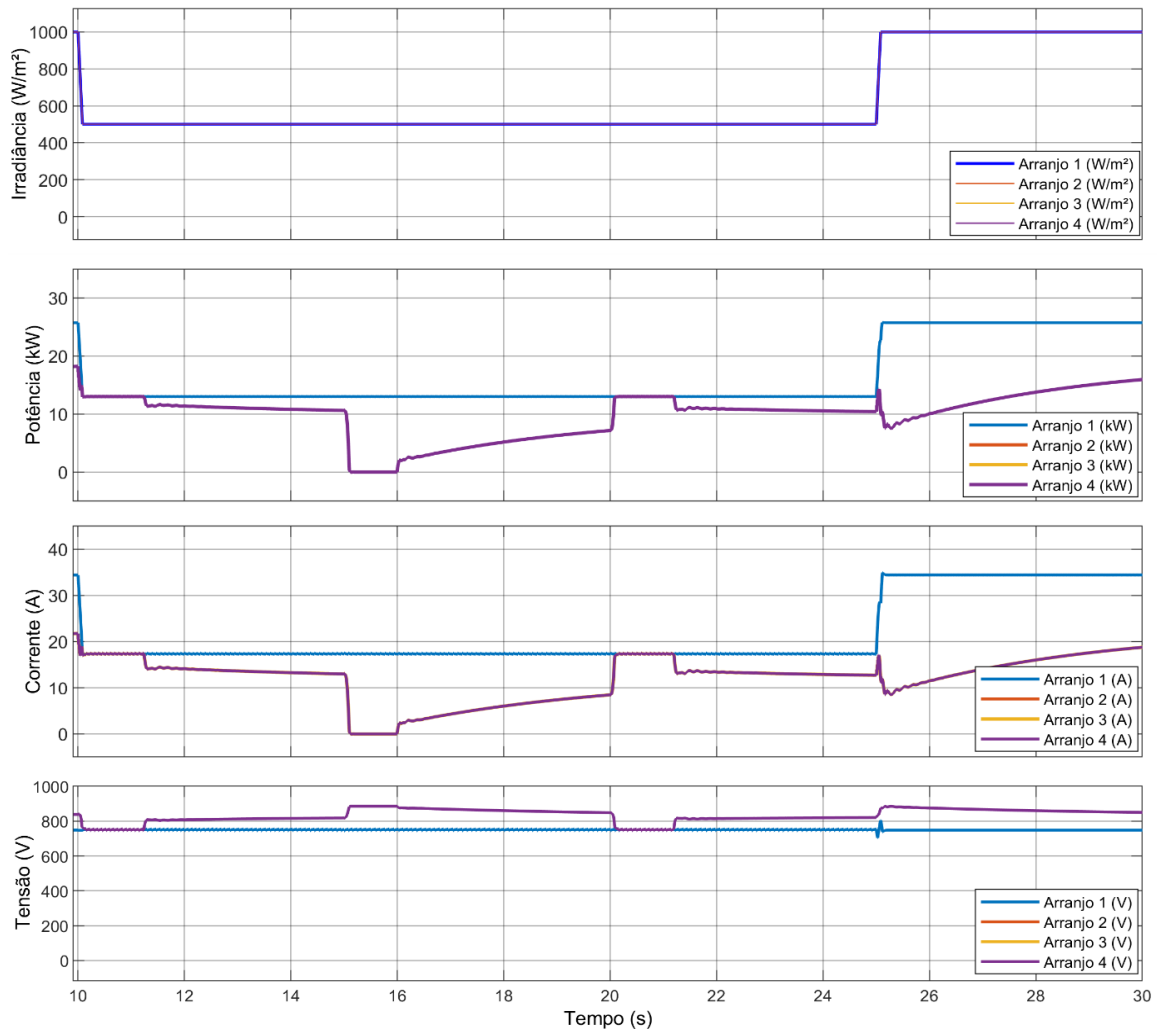
Para entender como os controles propostos conseguiram mitigar as variações de frequência é preciso analisar a Figura 52 que apresenta as grandezas elétricas e irradiação do sistema fotovoltaico. A linha azul apresenta o comportamento do arranjo FV 1, que não teve seu algoritmo alterado e permanece sempre trabalhando em MPPT (essa condição só é alterada caso a geração FV exceda o limite de geração mínima do GMG). Verifica-se que, independentemente das perturbações provocadas pelo cenário 1, esse arranjo FV fica sempre buscando a máxima potência. Já a linha de cor violeta, que representa as cores sobrepostas dos arranjos FV 2, 3 e 4 varia de acordo com as perturbações, sempre tentando controlar os desvios de frequência, injetando mais ou menos potência.

No tempo de 10 segundos, a potência dos arranjos FV 2, 3 e 4 é menor que o arranjo FV 1, dessa forma a queda de geração perdida na primeira perturbação não causa uma sobrefrequência tão grande, como a percebida na simulação onde não há esse controle. Em 15 segundos, na segunda perturbação onde ocorre a perda de carga, o controle percebe a elevação da frequência e atua reduzindo a geração FV, mitigando assim a sobrefrequência da microrrede.

Em 20 segundos quando há uma elevação abrupta da carga, o controle identifica a queda de frequência e rapidamente usa a potência que estava sendo reduzida nos três arranjos FV (de acordo com a referência de MPPT do arranjo FV 1) para elevar a sua geração e colocar todos os arranjos FV em seu ponto de máxima potência, provocando uma atenuação da subfrequência.

Depois de recuperar a estabilidade frente a elevação da carga, os arranjos FV 2, 3 e 4, começam a ser reduzidos novamente e quando ocorre a última perturbação com o aumento da radiação solar em 50 %, o controle percebe a pequena elevação de frequência e reduz a sua potência, minimizando a variação de frequência

Figura 52: Grandezas do Sistema FV com os controles em funcionamento.



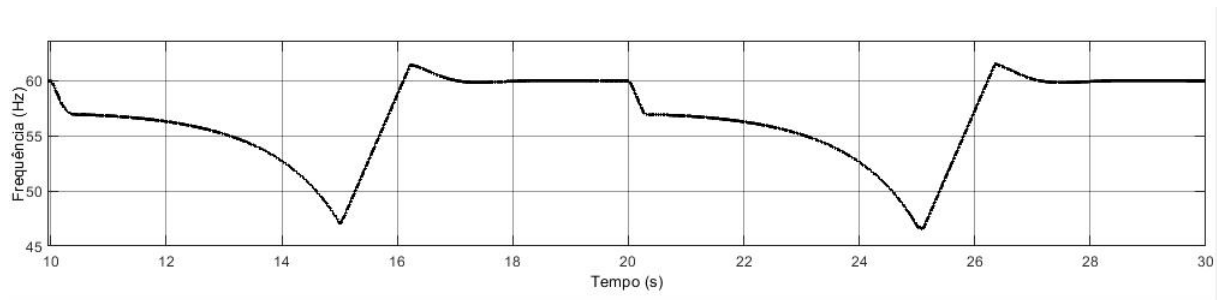
Fonte: Autor

#### 4.5.2 Cenário 2

No cenário 2, foram simuladas quedas de irradiação de 60%, oscilação mais severa observada na usina FV da UFSM. Para esse nível de queda, a microrrede sem o sistema de controle apresentou severos desvios de frequência. Como mostra a Figura 53 quando ocorre a redução da irradiação no instante 10 segundos, a frequência tem uma queda expressiva, chegando a atingir 47,19 Hz em 15 segundos e levando mais de 6 segundos para estabilizar.

Em 20 segundos quando ocorre a terceira perturbação e a carga volta para o seu valor de origem, ocorre mais uma queda abrupta de frequência, chegando no instante de 25 segundos ao valor de 46,66 Hz. As frequências verificadas ultrapassaram os valores permitidos pelo PRODIST e pela NBR 16149. Como os GMGs são parametrizados para operar dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, a violação destes parâmetros levaria o GMG ao desarme, deixando a microrrede e todas as cargas sem energia.

Figura 53: Respostas da Microrrede sem os controles propostos ao cenário 2.

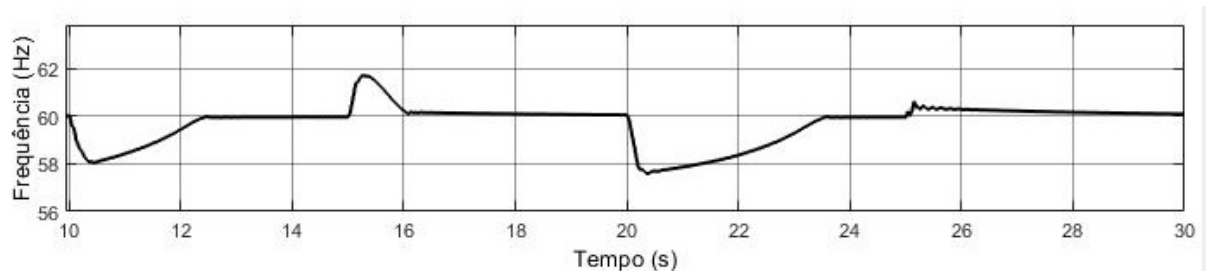


Fonte: Autor

Já no sistema com os controles propostos esse cenário não causou grandes desvios de frequência na microrrede. Conforme visto na Figura 54 no instante 10,5 segundos, quando ocorre a queda da irradiância, há uma sobrefrequência que atinge o valor mínimo de 58,09 Hz. Em 20,44 segundos quando ocorre a elevação da carga, o sistema FV está com uma baixa irradiância, tendo assim uma geração FV menor para ser injetada na rede e contornar a subfrequência. Mas essa potência foi o suficiente para conter a oscilação de frequência, que registrou 57,68 Hz como menor valor.

Mesmo com variações de irradiância mais severas, os controles propostos tiveram uma boa resposta e não transgrediram em nenhum momento os limites definidos pela NBR 16149 e também pelo PRODIST.

Figura 54: Respostas da Microrrede com os controles propostos ao cenário 2.



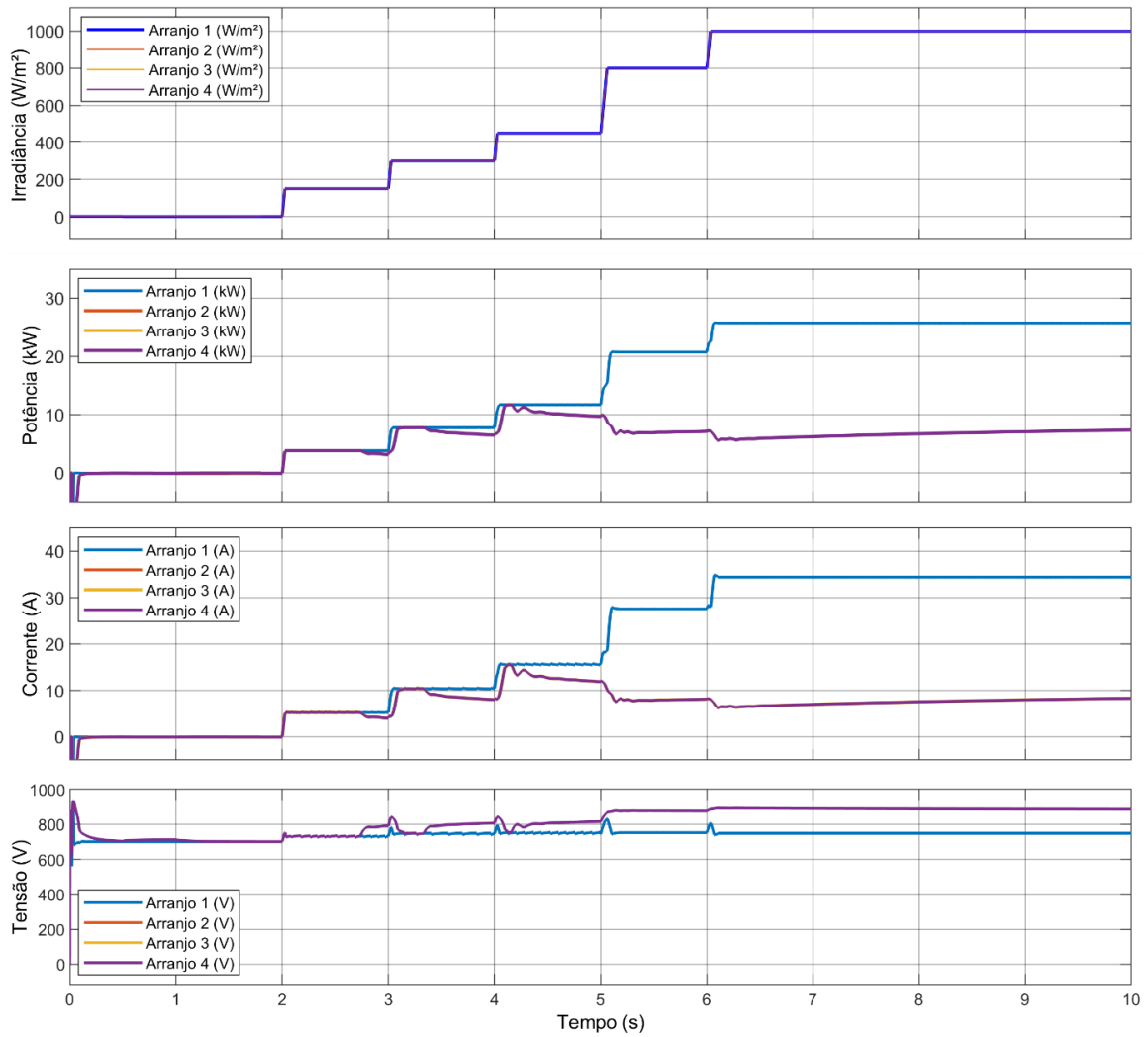
Fonte: Autor

### 4.5.3 Cenário 3

O terceiro cenário é realizado para validar o controle que garante que o GMG não opere abaixo de 30 % da sua capacidade, mantendo a operação eficiente e preservando os componentes mecânicos da máquina. Neste cenário a demanda foi menor, permitindo a partida e estabilidade em um tempo de 6 segundos. Neste instante a demanda chega em 80 kW e a irradiância em 1.000 W/m<sup>2</sup>. Para este cenário não foi necessário a simulação do sistema sem os controles propostos, pois os 1.000 W/m<sup>2</sup> de irradiância levaria o sistema FV a sua geração máxima de 100 kW. Como a carga foi fixada em 80 kW, sobriaria para o GMG uma geração de 20 kW, ultrapassando o seu limite mínimo de carga.

Na Figura 55 é possível verificar que, a partir de 3 segundos enquanto a irradiância e o arranjo FV 1 continuam subindo, os demais arranjos FV começam a reduzir a sua potência. Depois de 6 segundos quando o sistema se estabiliza, os arranjos FV 2, 3 e 4, indicados pela linha de cor violeta, iniciam um leve incremento de geração, até chegar no ponto em que a potência do GMG fique próxima do seu limite mínimo de geração.

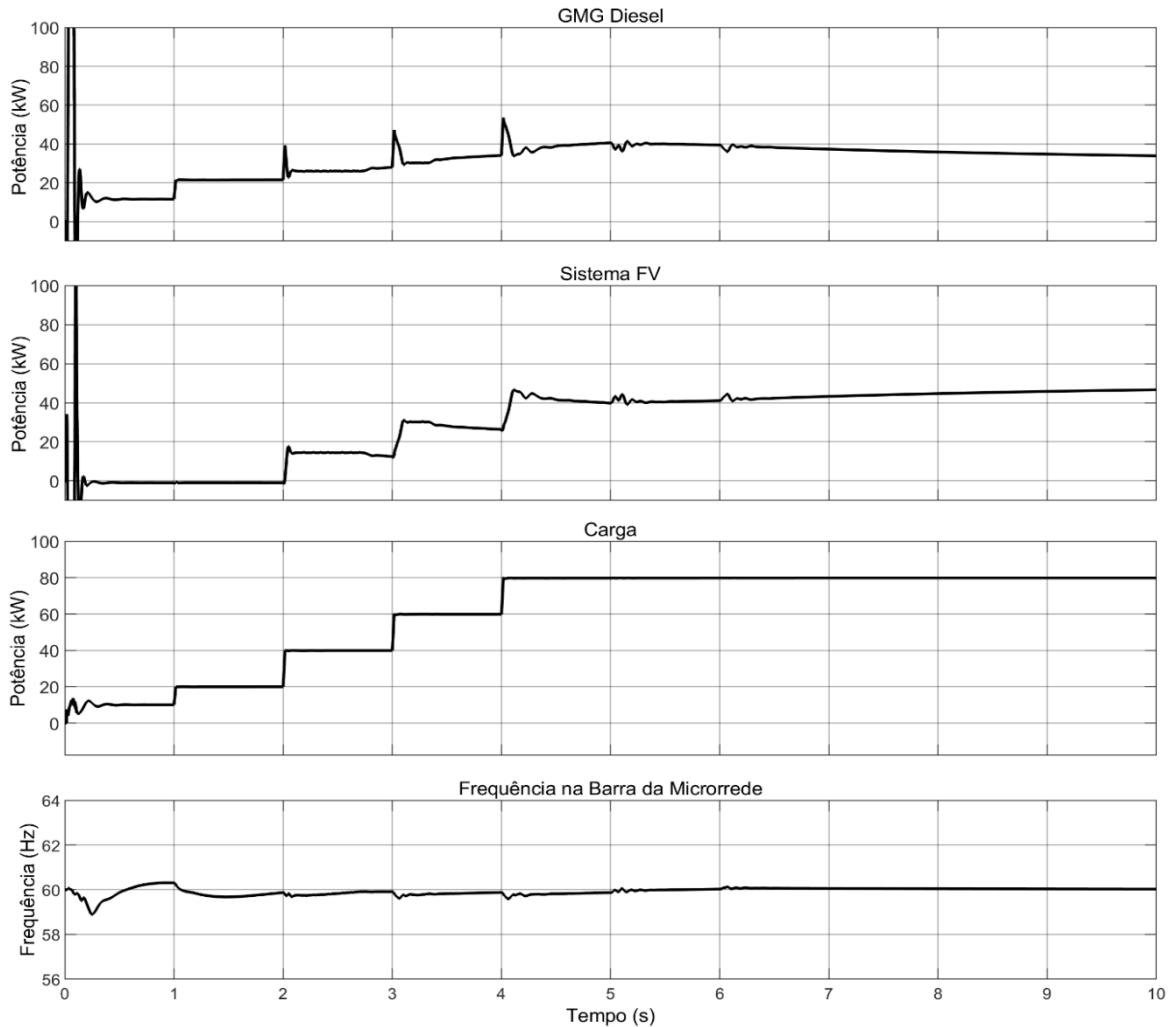
Figura 55: Respostas das grandezas do Sistema FV mediante a simulação do cenário 3.



Fonte: Autor

Conforme observado na Figura 56, em 10 segundos no final do tempo de simulação, a carga ficou fixada em 80 kW, já o sistema FV reduziu a sua potência para 47 kW, permitindo assim, uma geração de 33 kW para o GMG.

Figura 56: Respostas da Microrrede com os controles propostos ao cenário 3.



Fonte: Autor

#### 4.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS ECONÔMICOS

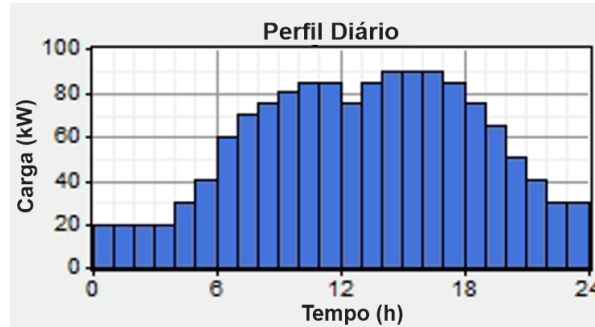
Para verificar a economia alcançada com a microrrede híbrida FV-GMG com alta penetração FV, foi utilizado o *software* de otimização HOMER®, onde os parâmetros da microrrede foram modelados e os resultados econômicos obtidos. A fim de obter o retorno econômico frente ao investimento realizado, para as análises foi levada em consideração a aquisição e implementação dos sistemas de geração.

A primeira modelagem diz respeito a carga da microrrede, representada pelos prédios do Instituto de Redes Inteligentes (INRI) e do Laboratório de Motores (LABMOT). Para fins de simulação, foi configurado um perfil de carga que não ultrapasse os limites de geração do GMG. A curva de carga apresentada na Figura 57 também levou em consideração o perfil de demanda geral da UFSM apresentado em Trindade (2020) e Domeneghi (2019).



O consumo diário da microrrede ficou em média 1.515 kWh/dia, com uma demanda média de 63,1 kW, demanda de pico com 95 kW e fator de carga de 0,66.

Figura 57: Curva de carga diária da microrrede modelada no HOMER®.



A modelagem do GMG levou em consideração as informações apresentadas na descrição do sistema teste, além das demais características de operação que são descritas abaixo:

- Potência: 100 kW;
- Custo do equipamento: R\$ 150.000,00;
- Custo de reposição: R\$ 150.000,00;
- Custo de operação de manutenção: 3,47 R\$/h;
- Coeficiente de operação à vazio: 0,06 L/h/kW rated;
- Coeficiente de operação em carga: 0,21 L/h/kW out;
- Preço do combustível diesel: 7,48 R\$/L

O custo de aquisição do GMG foi estimado, levando em consideração o preço médio aplicado pelos fabricantes no Brasil.

O valor do diesel foi estipulado conforme informado na CNN (2022).

Conforme Antúnez (2013) o custo médio de manutenção de um GMG desta potência trabalhando em regime permanente é de R\$ 2.500,00 por mês. O custo de operação e manutenção do GMG calculado pelo HOMER® leva em consideração o custo mensal de manutenção do equipamento e o tempo de utilização mensal que é de 720 horas, conforme a equação abaixo:

$$O\&M = C_m/T_u \quad (27)$$

Onde:

$C_m$  = É o custo de manutenção em R\$;

Tu= Tempo de utilização em horas.

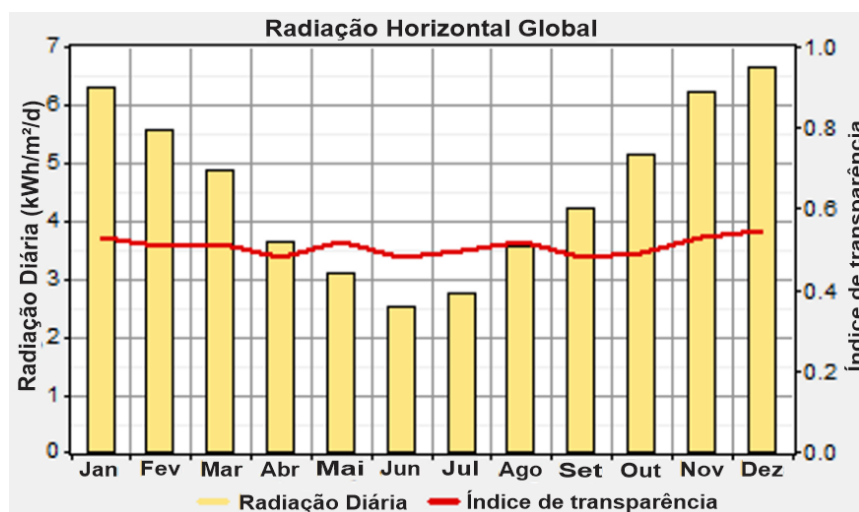
O sistema FV foi modelado conforme os parâmetros apresentados no sistema teste. As demais características necessárias para a modelagem seguem abaixo:

- Potência: 100 kWp;
- Custo do sistema: R\$ 389.000,00;
- Custo de operação de manutenção: 7.780,00 R\$/ano;
- Tempo de vida dos módulos: 25 anos;
- Fator de perdas: 80 %;
- Ângulo de inclinação do módulo: 29°;
- Refletância: 20 %.

O custo de implementação do sistema FV foi calculado conforme o valor médio apurado pelo estudo estratégico do mercado fotovoltaico da empresa de estudos energéticos Greener (GREENER, 2022). O custo de operação e manutenção de um sistema FV foi considerado, a cada ano, como 2 % do valor de implementação do sistema (PATIL, BIRADAR, *et al.*, 2017).

Os dados de radiação solar foram informados pelo HOMER® de acordo com as coordenadas geográficas da cidade de Santa Maria. A Figura 58 ilustra os dados da radiação solar que o *software* informou e que foram utilizados nas simulações.

Figura 58: Curva de radiação solar mensal para a cidade de Santa Maria - RS.



A resposta com o retorno financeiro apresentado pelo *software* é informada em ordem crescente e ordenada pelo Valor Presente Líquido (VPL), que é o custo total de instalação e operação do sistema ao longo do seu tempo de vida.

O HOMER® apresenta diversas configurações possíveis de sistema, cada uma delas com o seu VPL. Neste estudo a análise econômica é realizada durante um período de 25 anos. Para os resultados obtidos de três cenários mais relevantes, são apresentadas diferentes capacidades de geração do sistema FV.

A Tabela 10, apresenta o resumo com os resultados econômicos dos três cenários analisados. O cenário 1 que apresenta o sistema FV com 100 kWp é o sistema que traz o melhor resultado econômico, o maior índice de penetração FV e também o menor consumo de diesel. A lógica indicaria que um sistema FV de 70 kW seria a melhor configuração, já que o sistema tem sempre que reduzir a sua potência para manter a geração mínima de 30 % do GMG. Contudo, por mais que os 100 kW de geração FV não sejam utilizados em sua totalidade, nos meses de inverno ou nos dias que a radiação solar é menor, esse sistema consegue produzir mais energia, contribuindo para uma maior redução de combustível do GMG. Este cenário conseguiu uma redução de combustível na ordem de 18% em comparação ao cenário 3, trazendo uma economia média anual de R\$ 200.000,00. Este cenário também trouxe uma redução de 97.689 quilos de CO<sub>2</sub>, diminuindo o impacto ambiental causado pela geração a diesel.

O cenário 3 apresenta uma configuração apenas com o uso do GMG para atender toda a demanda da microrrede. Este cenário representa a maioria das microrredes utilizadas em sistemas isolados.

No cenário 2 é apresentado um sistema com o máximo de 30% de geração FV em relação com a potência do GMG. Tal cenário pode ser implementado sem controles adicionais para mitigar os desvios de frequência, mas também é o cenário onde a redução de combustível é menor, na faixa de 5%.

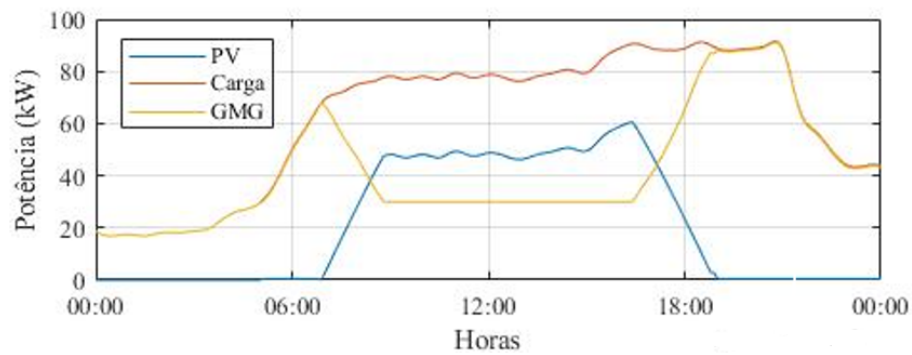
O retorno financeiro apontado, levou em consideração o valor total de implementação da microrrede híbrida FV-GMG, tendo como melhor resultado a configuração proposta no cenário um, com um retorno financeiro estimado em dois anos e oito meses.

Tabela 10: Resultados econômicos dos três cenários analisados.

Cenários	PV (kW)	GMG (kW)	Custo de Energia (R\$/kWh)	Custo Total de operação (R\$/ano)	Capital Inicial (R\$)	Valor Presente Líquido (R\$)	Penetração de energia renovável (%)	Retorno Financeiro do sistema (Ano)	Consumo de diesel do GMG (L/ano)	Dioxido de carbono emitido (Kg/ano)
Cenário 1	100	100	2,29	1.250.707	545.000,00	13.896.021	25,5	2,71	150.581,00	369.530
Cenário 2	30	100	2,54	1.383.819	272.700,00	15.044.658	7,64	4,36	169.056,00	445.179
Cenário 3		100	2,63	1.444.258	156.000,00	15.573.129	0	0	177.423,00	467.219

A Figura 59 ilustra a curva de carga e geração de um dia normal do cenário 1. É possível verificar que, assim como nos controles propostos, mediante a uma configuração no *software* HOMER®, foi possível configurar o limite mínimo de geração do GMG em 30 %.

Figura 59: Curva de carga e geração do cenário 1.



## 5 CONCLUSÃO

Como visto, por mais que a grande parte dos consumidores brasileiros estejam conectados ao SIN, ainda existe uma parcela significativa da população que está isolada do sistema, e recebe a sua energia por meio de microrredes, onde mais de 90 % têm a energia gerada por meio de GMGs a diesel. Este tipo de geração tem grande custo de operação, em função do elevado preço do óleo Diesel e também gera grande impacto ambiental. Diante disso, a proposta desta dissertação foi de apresentar uma solução de controle que permitisse o uso de microrredes híbridas FV-GMG com uma alta penetração FV.

Mediante as simulações realizadas, que levaram em consideração dados de cenários reais, foi possível verificar os bons resultados obtidos com o sistema de controle proposto.

O controle de redução de potência, permitiu o gerenciamento e controle da geração FV, diminuindo os degraus de potência provocados pela intermitência da radiação solar.

O controle de frequência atuou com rapidez e precisão, garantindo a estabilidade da microrrede sem violar os parâmetros de frequência estabelecidos pela NBR 16149 e PRODIST. Mesmo o sistema híbrido FV-GMG sendo exposto a condições severas, provocadas pelas oscilações abruptas da geração FV e também grandes variações de carga. Fazendo com que a energia fosse mantida de forma contínua e estável na microrrede, sem a presença de interrupções.

A geração mínima do GMG também foi assegurada pelo controle de geração máxima do sistema FV. Permitindo um consumo eficiente do combustível, prolongando a vida útil dos componentes mecânicos da máquina e também evitando a possibilidade de motorização do GMG.

A simulação realizada para obtenção do retorno econômico da microrrede híbrida FV-GMG proposta, comprovou que a configuração conseguiu uma redução total de 18% no consumo de combustível em relação a um sistema atendido somente com o GMG, representando uma economia anual de em média R\$ 200.000,00. Levando em consideração que o sistema híbrido FV-GMG simulado teve o custo de implementação estimado em R\$ 545.000,00, o retorno financeiro do sistema proposto foi de aproximadamente dois anos e oito meses, o que representa um excelente tempo de retorno. Além disso, com essa solução 97.689 quilos de CO<sub>2</sub> deixariam de ser emitidos na atmosfera, reduzindo o impacto ambiental gerado na produção de energia.

## 5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A seguir são apresentadas algumas possibilidades para trabalhos futuros:

- Estudo de Redes Neurais Artificiais para previsão do ponto de máxima potência dos arranjos fotovoltaicos;
- Estudo de ferramentas para previsão de nuvens;
- Construção de um protótipo com as metodologias propostas, implementação das alterações sugeridas no capítulo 3 para formação de microrrede e teste da metodologia em um cenário real.

## REFERÊNCIAS

### 6 BIBLIOGRAFIA

- ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão Geral do Setor**, 2022. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>>. Acesso em: 21 maio 21.
- ALSIRAJI, H. A.; EL-SHATSHAT, R.. Comprehensive assessment of virtual synchronous machine based voltage source converter controllers. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 7, p. 1762-1769, 2017.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Matriz Elétrica Brasileira**, 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIslmMiOjR9>>. Acesso em: 21 maio 2022.
- ANEEL. PRODIST MODULO 8, 2022. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_7.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf)>. Acesso em: 17 dez. 2022.
- ANTÚNEZ, P. F. Agência de Cooperação Técnica Alemã. Potencial de integração de energia fotovoltaica em redes isoladas com geradores a diesel. **Agência de Cooperação Técnica Alemã - GIZ**, agosto 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS DE NORMAS. **NBR 16149: Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013.
- ASTRIANI, Y. et al. Load sharing control between pv power plant and diesel generator to mitigate effec of pv fluctuation using pid algorithm. **Int. Conf. High Volt. Eng. Power Syst**, p. 140-144, Janeiro 2017.
- BARBI, I. M. **Conversores CC-CC básicos não isolados**. 2. ed. [S.l.]: Ed. Florianópolis, 2006.
- BENHAMED, S. et al. Dynamic modeling of diesel generator based on electrical and mechanical aspects. **IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**, October 2016.
- CANADIANSOLAR. Media Center. **Minha Casa Solar**, 2017. Disponível em: <[http://recursos.minhacasasolar.com.br/MediaCenter/EN\\_CS6K-P\\_en-v5.54.pdf](http://recursos.minhacasasolar.com.br/MediaCenter/EN_CS6K-P_en-v5.54.pdf)>. Acesso em: 2 dez. 2022.
- CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Processamento Eletrônico da Energia Solar Fotovoltaica em Sistemas Conectados à Rede Elétrica. **Revista Controle & Automação**, Brazil, v. 21, p. 159-172, março/abril 2010.
- CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Contas Setoriais**, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais>>. Acesso em: 20 jul. 2022.
- CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Conta Consumo de Combustíveis**, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-consumo-de-combustiveis-ccc>>. Acesso em: 29 ago. 2022.

CNN, B. Redução do ICMS sobre o diesel entra em vigor, 2022. Disponível em: <<https://www.cnnbrasil.com.br/business/reducao-no-icms-sobre-o-diesel-entra-em-vigor-nesta-sexta-feira-1o-no-rs/#:~:text=O%20pre%C3%A7o%20m%C3%A9dio%20desse%20tipo,em%20R%24%207%2C38>>. Acesso em: 02 dez. 2022.

CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, 2000. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=2>>. Acesso em: 02 dez. 2022.

CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. **Potencial Solar**, 2000. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 07 set. 2022.

DATTA, M. et al. A fuzzy based method for leveling output power fluctuations of photovoltaic-diesel hybrid power system. **Renewable Energy**, v. 36, n. 6, p. 1693-1703, Junho 2011.

DELILLE, G.; FRANCOIS, B.; MALARANGE, G. Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 3, n. 4, p. 931-939, outubro 2012.

DOMENEGHI, G. M. **Controle de Demanda e formação de microrredes com grupos motor-generadores distribuídos**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2019.

DUFRANE, S.; ZIMMERLE, D.; DUGGAN, G. Optimization of photovoltaic penetration for a hybrid diesel and photovoltaic micro-grid via means of a cloud forecasting system. **GHTC - Global humanitarian technology conference**, IEEE, p. 1-7, 2017.

ELSHARBINY, A. M.; NADA, A. S.; KAMAL, M. Smooth transition from grid to standalone solar diesel mode hybrid generation system with a battery. **International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)**, v. 10, n. 4, p. 2088-8694, Dezembro 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Sistemas Isolados**, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados>>. Acesso em: 21 maio 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Planejamento do Atendimento aos Sistemas isolados - Ciclo 2022**, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-669/Workshop%20Sistemas%20Isolados%20-%20Ciclo%202022.pdf>>. Acesso em: 26 ago. 2022.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. **Fundamentals of power electronics**. 2º. ed. New York: Springer Science % Business Media, 2001.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on energy conversion**, v. 22, june 2007.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**. São Paulo: GEPEA, 2000.



FARANDA, F.; LEVA, S.; MAUGERI, V. MPPT techniques for PV Systems: Energetic and cost comparison. **IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, p. 1-6, July 2008. ISSN 1932-5517.

FERREIRA, F. S. et al. Sistema de controle para o despacho ótimo de uma geração híbrida fotovoltaico-diesel. **Glagtee 2022**, Rio de Janeiro, novembro 2022.

FIORI, V. M. **Novo Inversor Fotovoltaico conectado à rede elétrica sem transformador com eliminação da corrente de modo comum**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia de Automação e Sistemas) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

FISCHER, D. R. **Desenvolvimento de uma ferramenta para previsão de curto prazo da geração de energia fotovoltaica**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2021.

FRANZ, M. et al. **Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs**. European Union Energy Initiative and Partnership Dialogue Facility, Eschborn, 2014.

GIREESH, K. A.; BABU, C. A. A Novel Power Management Strategy for Solar-Variable Speed Diesel Generator Hybrid System. **IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)**, 1-6 2019. ISSN 10.1109/ICECCT.2019.8869044.

GOMES, A. C. **Análise, projeto e implementação de um conversor boost com técnica de rastreamento de máxima potência para sistema fotovoltaico**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, MG, 2014.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída, 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distirbuida-2o-sem-2021/>>. Acesso em: 2 dez. 2022.

HAMILTON, J.; NEGNEVITSKY, M.; WANG, X. High penetration renewable generation within Australian isolated and remote power systems. **Science Direct**, v. 168, p. 684-692, fev. 2019.

HESSE, R.; TURSCHNER, D.; BECK, H. P. Micro grid stabilization using the Virtual Synchronous Machine. **Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality**, Valencia, p. 15-17, 2009.

HILAL, H. et al. Smart diesel generator to compensate on-grid PV fluctuation: A case study in Sumba Island Indonesia. **Proc. Conf. Power Eng. Renewable Energy**, 33-37 2016.

HOMER. Renewable Penetration. **Homer Grid 1.8**, 2022. Disponível em: <[https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/renewable\\_penetration.html](https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/renewable_penetration.html)>. Acesso em: 24 set. 2022.

IEEE. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. **IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)**, p. 1-207, Agosto 2016.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2007.

ISCTE. Apontamentos sobre filtros analógicos, 2022. Disponível em: <<http://cadeiras.iscte.pt/cse/Folhas/Filtros/Filtros.htm>>. Acesso em: 02 dez. 2022.

JACONDINO, A. L. **Metodologia para reposição de serivos e gestão de carga em microrredes inteligentes**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2016.

KAMARUZZAMAN, Z. A.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H. Effect of gridconnected photovoltaic systems on static and dynamic voltage stability with analysis techniques - a review. **PRZEGLAD ELEKTROTECHNICZNY**, p. 134-138, 2015.

KAURA, V.; BLASCO, V. Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, January/February 1997. 58-63.

KERDPHOL, T.; SAIFUR RAHMAN, F.; WATANABE, M. Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia. **IEEE Access**, Japan, v. 7, p. 14422-14433, 14 maio 2019. ISSN 10.1109/ACCESS.219.2892747.

LÉNA, G. Rural Electrification with PV Hybrid. **IEA - International Energy Agency**, 2013.

LIM, P. Y.; NAYAR, C. V. Modelling and Simulation of Photovoltaic-Variable Speed Diesel Generator Hybrid Power System for Off-Grid Rural Electrification. **IJES**, Australia, v. 2, p. 5-14, 2012.

LONG, Q. et al. Diesel Generator Model Parameterization for Microgrid Simulation Using Hybrid Box-Constrained Levenberg-Marquardt Algorithm. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 12, n. 2, p. 943-952, Março 2021.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão. **Revista Virtual de Química**, Niterói, v. 7, n. 1, p. 126-143, out. 2014.

MATHWORKS. Help Center - PLL (3ph), 2022. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/pll3ph.html>>. Acesso em: 02 dez. 2022.

MATHWORKS. PV Array. **The MathWorks, Inc**, 2022. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/pvarray.html>>. Acesso em: 02 dez. 2022.

MATIELLO, S. et al. Energia e desenvolvimento: alternativas energéticas para comunidades isoladas da Amazônia. **Revista Presença Geográfica**, v. 5, p. 11-21, 2018.

MATTOS, F. C. **Contribuição ao estudo de um sistema solar fotovoltaico monofásico de único estágio**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.

MIAO, Z.; DOMIJAN, A.; FAN, L. Investigation of Microgrids With Both Inverter Interfaced and Direct AC-Connected Distributed Energy Resources. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1634-1642, Julho 2011.

MISHRA, S.; RAMASUBRAMANIAN, D.; SEKHAR, P. A Seamless Control Methodology for a Grid Connected and Isolated PV-Diesel Microgrid. **IEEE Trans. Power Syst**, v. 28, n. 4, p. 4393-4404, 2013.

MOBALLEGH, S.; JIANG, J. Modeling, Prediction, and Experimental Validations of Power Peaks of PV Arrays Under. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, p. 293-300, 2014.

MOSCARDINI JÚNIO, E. D. F. **A influência do banco de dados solarimétricos e do simulador fotovoltaico no dimensionamento e na economia de combustível em usinas fotovoltaico-diesel**. 2020. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2020.

MUHTADI, M. Z. Z.; SOEDIBYO; ASHARI, M. Penetration of Photovoltaic – Synchronous Diesel Generator Systems without Storage for Isolated Area. **2019 International Conference on Computer Science, Information Technology, and Electrical Engineering (ICOMITEE)**, Jember, p. 227-231, 2019.

NASCIMENTO, R. S.; ALVES, G. M. Fontes alternativas e renováveis de energia no Brasil: Métodos e benefícios ambientais. **XX Encontro Latino Americano de Iniciação Científica, XVI Encontro Latino Americano de Pós-Graduação e VI Encontro de Iniciação à Docência**, Universidade do Vale do Paraíba, 2016.

NEGNEVISKY, M. et al. Achieving High Renewable energy penetration in off-grid system via low load diesel integration: A case study of King Island Australia. **CIGRE SESSION 47**, Paris, n. 2, p. 26-31, May 1991.

OLIVEIRA, K. C. et al. Comparative Study of Maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems. **In VII Induscon**, 2006.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **O sistema em números**, 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 21 maio 2022.

P2PAYS. Battery storage for supplementing renewable energy systems. **p2pays**, 26 jul. 2010. Disponível em: <[www.p2pays.org/ref/36/35393.pdf](http://www.p2pays.org/ref/36/35393.pdf)>.

PAN, W.; GAO, W.; MALJADI, E. The dynamic performance and effect of hybrid renewable power system with diesel/wind/PV/battery. **2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply**, Nanjing, p. 1-5, abr. 2009.

PATIL, V. R. et al. Techno-economic comparison of solar organic Rankine cycle (ORC) and photovoltaic (PV) systems with energy storage. **Renewable Energy**, v. 113, p. 1250-1260, Julho 2017. ISSN 0960-1481.

PEREIRA, J. C. **GRUPOS GERADORES: PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO, INSTALAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE GRUPOS GERADORES**. **joseclaudio.eng.br**, 2015. Disponível em: <[https://www.joseclaudio.eng.br/grupos\\_geradores\\_1](https://www.joseclaudio.eng.br/grupos_geradores_1)>. Acesso em: 22 nov. 2022.

PETRY, A. Introdução aos conversores CC-CC. **professores petry**, 2001. Disponível em: <[https://www.professorpetry.com.br/Bases\\_Dados/Apostilas\\_Tutoriais/Introducao\\_Conversores\\_CC\\_CC.pdf](https://www.professorpetry.com.br/Bases_Dados/Apostilas_Tutoriais/Introducao_Conversores_CC_CC.pdf)>. Acesso em: 11 set. 2022.

PINHO, J. T. et al. **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1<sup>a</sup>. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PINHO, J. T. et al. **Sistemas híbridos - Soluções para a Amazônia**. 1<sup>a</sup>. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: GTEs, 2014.

POMILIO, J. A. Conversores CC/CA - Inversores. **FEE**, 2014. Disponível em: <<https://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/it744/%25CAP4.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2022.

POMÍLIO, J. A. Topologias Básicas de Conversores CC-CC. **FEE**, 2014. Disponível em: <<https://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/it744/cap3.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2022.

RAMOS, C. R. **Impacto do controle de potência reativa e tensão na detecção de ilhamento em gerações distribuídas**. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2022.

REITER, R. D. D. O. **Análise e projeto de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados**. 2016, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2016.

RENOVÁVEIS, F. D. E. Fórum de Energias Renováveis de Roraima. **Fórum de Energias Renováveis**, 2022. Disponível em: <<https://energiasroraima.com.br/dos-165-sistemas-isolados-de-energia-existentis-no-brasil-29-estao-em-roraima/>>. Acesso em: 16 nov. 2022.

SALIH, H. W.; WANG, S.; FARHAN, B. S. A novel GA-PI optimized controller for MPPT based PV in a hybrid PV-diesel power system. **5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, Changsha, p. 1288-1293, 2015. ISSN 10.1109/DRPT.2015.7432428.

SAMSON, G. T. et al. Optimal Load Sharing Strategy in a Hybrid Power System based on PV/Fuel Cell/Battery/Supercapacitor. **2009 International Conference on Clean Electrical Power**, Capri, p. 9-11, jun. 2009.

SÁNCHEZ, A. S.; TORRES, E. A.; KALID, R. A. Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 49, p. 278-290, 2015.

SANGWONGWANICH, A. et al. Benchmarking of Constant Power Generation Strategies for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 1, p. 447-457, Março 2018.

SANTOS, C. C. C. et al. Estratégia de controle para conversor boost fotovoltaico operando nos modos MPPT e LPPT. **Eletrôn. Potên., Fortaleza**, v. 25, n. 3, p. 326-336, Setembro 2020.

SKARSTEIN, O.; UHLEN, K. Desing Considerations with respect long-term diesel saving in wind/diesel plants. **Wind Engineering**, v. 13, n. 2, p. 72-87, 1989.

SKVARENINA, T. **The power eletronics handbook**. [S.l.]: CRC Press, 2001. 664 p.

SMA. Modernizing the Mining Industry with PV-Diesel Hybrid Systems. **Solutions**, 2013. Disponivel em: <<https://www.sma-sunny.com/en/modernizing-the-mining-industry-with-pv-diesel-hybrid-systems/>>. Acesso em: 24 set. 2022.

SOARES, M. Y. **Avaliação do desempenho dos sistemas isolados no estado do Amazonas a partir de um estudo de caso**. 2008. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2008.

SOEFIAN, W. et al. Study of power flow and stability for a hybrid diesel-PV power system in Indonesia. **2nd International Conference on Green Energy and Environment**, Bangka Belitung, abril 2020. ISSN 10.1088/1755-1315/599/1/012035.

SOLAR, C. Canadian Solar Brazil. **Canadian Solar**, 2022. Disponivel em: <<https://www.csisolar.com/br/hiku6/>>. Acesso em: 16 out. 2022.

SWITCHCRAFT. Space Vector PWM Intro. **Switchcraft.org**, 2017. Disponivel em: <<https://www.switchcraft.org/learning/2017/3/15/space-vector-pwm-intro>>. Acesso em: 15 nov. 2022.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUES, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. [S.l.]: IEEE, 2011.

TRINDADE, H. O. **Viabilidade do ambiente de contratação livre em um órgão público**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2020.

UFSC. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017. Disponivel em: <<https://energiasolarfotovoltaica.ufsc.br/referencia-bibliografica-2/atlas-brasileiro-de-energia-solar/>>. Acesso em: 02 dez. 2022.

UFSM. Usina de geração de energia solar começa a funcionar na UFSM, 2018. Disponivel em: <<https://www.ufsm.br/2018/10/10/usina-de-geracao-de-energia-solar-comeca-a-funcionar-na-ufsm/>>. Acesso em: 24 nov. 2022.

UFSM. **UFSM PUBLICA**, 2022. Disponivel em: <<https://ufsmpublica.ufsm.br/todoscampi/sobre>>. Acesso em: 18 nov. 2022.

UFSM, 2022. Disponivel em: <<https://www.ufsm.br/2022/10/14/ufsm-13-melhor-pais/#:~:text=Foi%20divulgada%20a%20edi%C3%A7%C3%A3o%20global,apenas%20da%20UFRGS%20e%20PUCRS.>>. Acesso em: 18 nov. 2022.

URTASUN, A.; SANCHIS, P.; MARROYO, L. Limiting the Power Generated by a Photovoltaic System. **10th International Multi-Conferences on Systems, Signals & Devices**, p. 1-6, Março 2013. ISSN 2013.6564069.

VAZQUEZ, S. et al. Comparison Between FS-MPC Control Strategy for an UPS inverter application in  $\alpha$ - $\beta$  and abc frames. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, Bari, p. 3133-3138, 2010.

VILLALA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **IEEE Transactions on power electronics**, v. 24, n. 5, p. 1198-1208, Maio 2009.

VILLALA, M. G.; SIQUEIRA, T. G.; RUPPERT, E. Voltage regulation of photovoltaic arrays: small-signal analysis and control design. **IET Power Electronics**, v. 3, n. 6, p. 869, 2010.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**. 2ª. ed. [S.l.]: Editora Érica, 2012.

XAVIER, L. S. **Harmonic Current Compensation Applied to Single-Phase Photovoltaic Systems**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2018.

XIMENES, S. C. **Projeto de um conversor CC-CA trifásico para interligar um sistema fotovoltaico à rede elétrica**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.

YAMEGUEU, D. et al. Experimental Analysis of a Solar PV/diesel Hybrid System without Storage: Focus on Its Dynamic Behavior. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 44.1, p. 267-74, 2013.