

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO COM  
FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA SUPRINDO MINIRREDE DE DISTRIBUIÇÃO

ANDREZA CARDOSO FERREIRA

**DM 02/2018**

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
**2018**



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDREZA CARDODO FERREIRA

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO COM  
FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA SUPRINDO MINIRREDE DE DISTRIBUIÇÃO

DM 02/2018

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
**2018**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDREZA CARDOSO FERREIRA

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO COM  
FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA SUPRINDO MINIRREDE DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação submetida à Banca  
Examinadora do Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica  
da UFPA para a obtenção do Grau  
de Mestre em Engenharia Elétrica  
na área de Sistemas de Energia  
Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
**2018**

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**

---

Ferreira, Andreza Cardoso, 1989-

Modelagem e simulação da operação de sistemas de geração com fontes renováveis de energia suprindo minirrede de distribuição/Andreza Cardoso Ferreira.- 2018.

Orientador: João Tavares Pinho

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará. Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2018

1. Energia- Fontes alternativas 2. Sistemas híbridos 3. Geração de energia fotovoltaica 4. Geração distribuída de energia elétrica I. Título

CDD 22.ed.621.31244

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

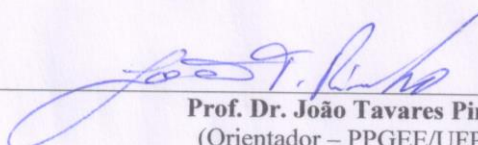
**“MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE  
GERAÇÃO COM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA SUPRINDO  
MINIRREDE DE DISTRIBUIÇÃO”**

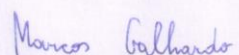
AUTORA: ANDREZA CARDOSO FERREIRA

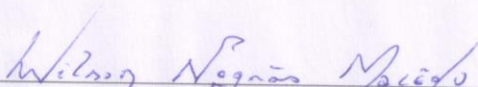
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO  
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRA EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

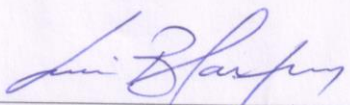
APROVADA EM: 19/01/2018

BANCA EXAMINADORA:

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. João Tavares Pinho**  
(Orientador – PPGE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo**  
(Co-Orientador – FEEB/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo**  
(Avaliador Interno – PPGE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Luís Carlos Macedo Blasques**  
(Avaliador Externo – IFPA)

VISTO:

\_\_\_\_\_  
**Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes**  
(Coordenadora do PPGE/ITEC/UFPA)

*“Desistir..... eu já pensei seriamente nisso, mas nunca me levei realmente a sério; é que tem mais chão nos meus olhos do que o cansaço nas minhas pernas, mais esperança nos meus passos, do que a tristeza no meus ombros, mais estrada no meu coração do que medo na minha cabeça”.*

*Cora Coralina*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, pela proteção e força essenciais que meu deus em todos os momentos da minha vida.

À minha família em especial aos meus pais, João Roberto da Silva Ferreira e Aldeci Cardoso Ferreira, por me proporcionarem a melhor educação possível, dentro e fora da escola, e por me ensinarem o caminho da luta e da perseverança, sempre com responsabilidade, honestidade e principalmente humildade. A todos os meus familiares, especialmente aqueles que me acompanharam mais de perto nesta longa caminhada, desde a graduação: meu irmão Anderson e meus avós maternos e paternos, que sempre me apoiaram.

Ao Professor e orientador, João Tavares Pinho, pela oportunidade, competência, excepcional ajuda, incentivo e disponibilidade, que foram fundamentais para tornar possível a conclusão deste trabalho. Agradeço ainda pela contínua colaboração e apoio ao meu crescimento profissional.

Ao meu coorientador, Prof. Marcos Galhardo, pelas contribuições, apoio, amizade e compreensão durante a elaboração deste trabalho, e por ter sido uma referência como pessoa e como profissional desde meus primeiros passos acadêmicos. Pelos conhecimentos e experiências repassados, pelas oportunidades concedidas e pela dedicação dispensada.

Aos professores e amigos do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA), agradeço pela constante ajuda e cooperação, e principalmente pela amizade e companheirismo diários, nesses anos de mestrado.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA, aos membros da banca examinadora e a todos aqueles que estiveram presentes em minha vida e contribuíram direta ou indiretamente nesta caminhada.

Ao meu namorado, Rhenan Azevedo Lobato, peça essencial da minha vida, não poderia deixar de agradecer pela cumplicidade, suporte, paciência, torcida, amparo, respeito e carinho a mim dedicados, não só nesta importante etapa da minha vida profissional, mas em todos os momentos de nossas vidas.

E por último, mas não menos importante, aos meus amigos, em especial a minha irmã de coração Carolina Contente, pela compreensão, apoio e incentivos demonstrados ao longo do trabalho, sobretudo nos períodos de menor motivação, e por me terem escutado sempre que necessitei.



## SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES .....	IX
LISTA DE TABELAS.....	XVII
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS .....	XIX
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XX
RESUMO.....	XXI
ABSTRACT.....	XXII
INTRODUÇÃO .....	1
1. DESCRIÇÃO DA MINIRREDE E SEUS COMPONENTES .....	4
1.1. Introdução .....	4
1.2. Definição do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes (GEDAE/UFGA) .....	5
1.3. Descrição do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede .....	8
1.3.1. Sistema de Geração .....	8
1.3.1.1. Geração Fotovoltaica.....	10
1.3.1.2. Grupo Gerador a Diesel.....	14
1.3.2. Sistema de Condicionamento de Energia .....	16
1.3.2.1. Inversores de Tensão Bidirecionais .....	16
1.3.2.2. Inversores de Tensão <i>Grid-Tie</i> .....	19
1.3.2.3. Controladores de Carga .....	21
1.3.3. Sistema de Armazenamento.....	22
1.3.4. Quadro de Distribuição e Comando e Sistema de Monitoração .....	24
1.3.5. Minirrede de Distribuição de Energia .....	25
1.3.6. Cargas Elétricas.....	29
1.4. Considerações Finais .....	30
2. MODELAGEM DOS SISTEMAS .....	31
2.1. Geradores Fotovoltaicos .....	31
2.1.1. Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica .....	32
2.1.1.1. Cálculo das Resistências Série e Paralelo.....	34
2.1.2. Modelagem da Temperatura de Célula.....	35
2.1.3. Modelagem Computacional dos Geradores Fotovoltaicos no Ambiente <i>Simulink/Matlab</i> .....	37
2.1.3.1. GFV-01 .....	38
2.1.3.2. GFV-02 e GFV-03 .....	39
2.1.3.3. GFV-04, GFV-05, GFV-06 e GFV-07.....	41

2.2. Grupo Gerador a Diesel .....	42
2.1.1. Motor a Diesel.....	43
2.1.2. Sistema de Excitação.....	45
2.2. Sistema de Armazenamento .....	51
2.2.1. Modelagem e Descrição do Sistema de Armazenamento .....	52
2.3. Condicionadores de Potência .....	56
2.3.1. Inversor <i>Grid-Tie Sunny Boy</i> .....	56
2.3.2. Inversor Bidirecional <i>Sunny Island</i> .....	58
2.3.2.1. Primeiro Estágio.....	60
2.3.2.2. Segundo Estágio.....	65
2.3.3. Controlador de Carga .....	66
2.3.4. Chave Estática Trifásica .....	68
2.4. Minirrede.....	69
2.5. Cargas .....	73
2.6. Considerações Finais .....	76
3. VALIDAÇÃO DOS MODELOS .....	77
3.1. Inversores <i>Sunny Boy</i> .....	77
3.1.1. INVG-01.....	78
3.1.2. INVG-02.....	81
3.1.3. INVG-03.....	87
3.2. Controlador de Carga.....	97
3.3. Cargas .....	100
3.4. Considerações Finais .....	108
4. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DO DESEMPENHO OPERACIONAL DO SISTEMA DE GERAÇÃO .....	109
4.1. Modo Ilhado sem o Grupo Gerador a Diesel .....	109
4.2. Modo Ilhado com o Grupo Gerador a Diesel. ....	132
4.3. Modo Conectado à Rede Convencional.....	149
4.4. Considerações Finais .....	170
CONCLUSÃO .....	172
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	174
ANEXO A.....	182
APÊNDICE A.....	184

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Esquemático de ligações entre alguns componentes do sistema híbrido minirrede do GEDAE/UFPA. ....	7
Figura 1.2 – Layout representando os locais de instalação dos geradores. ....	9
Figura 1.3 – Diagrama de blocos representando o sistema de geração e de condicionamento de energia.....	10
Figura 1.4 – GFV-01 contendo os módulos da Yingli de 185 Wp.....	12
Figura 1.5 – GFV-02 e GFV-03 contendo os módulos da Sunpower .....	12
Figura 1.6 – GFV-04 e GFV-05 contendo os módulos da Kyocera.....	13
Figura 1.7 – GFV-06 e GFV-07 contendo os módulos da Kyocera.....	14
Figura 1.8 – Grupo gerador a diesel. ....	15
Figura 1.9 – Inversores <i>Sunny Island</i> 4548-US instalados. ....	17
Figura 1.10 – Curva de eficiência do inversor <i>Sunny Island</i> 4548-US. ....	18
Figura 1.11 – Configuração dos <i>Sunny Island</i> 4548-US. ....	18
Figura 1.12 – Inversor <i>Sunny Boy</i> 700U.....	19
Figura 1.13 – Curva de eficiência do <i>Sunny Boy</i> 700U.....	20
Figura 1.14 – Inversor <i>Sunny Boy</i> 2000HF.....	21
Figura 1.15 - Controlador de carga <i>Outback FLEXmax</i> 60.....	21
Figura 1.16 – Sistema de armazenamento constituído por dois bancos de baterias.....	23
Figura 1.17 – Quadro de distribuição e comando <i>Multicluster Box</i> . ....	24
Figura 1.18 – Esquemático de ligações do <i>Multicluster Box</i> . ....	25
Figura 1.19 – Topologia da minirrede instalada no GEDAE.....	26
Figura 1.20 – Poste de seção quadrada. ....	27
Figura 1.21 – Espaçamento entre os postes da minirrede.....	27
Figura 1.22 – Cabo multiplexado – quadplex. ....	28
Figura 1.23 – Espaçamento entre os níveis superior e inferior. ....	29
Figura 1.24 – Layout genérico de uma MRI contendo os diferentes tipos de cargas. ....	30
Figura 2.1 – Estrutura de gerador fotovoltaico. ....	31
Figura 2.2 – Circuito equivalente de célula fotovoltaica. ....	32
Figura 2.3 – Modelo no <i>simulink</i> da correção da temperatura de célula. ....	37
Figura 2.4 – Modelo no <i>simulink</i> do módulo ou gerador FV.....	38
Figura 2.5 – Parâmetros de entrada do modelo proposto do módulo FV. ....	38

Figura 2.6 – Curva I-V com temperatura de célula constante e igual a 25 °C e irradiância variável, para o modelo YL 185 P-23b.....	39
Figura 2.7 – Curva P-V com temperatura da célula constante em 25 °C e irradiância variável, para o modelo YL 185 P-23b (curvas obtidas pelo modelo). ....	39
Figura 2.8 – Curva I-V com temperatura de célula constante e igual a 25 °C (um caso para 50 °C) e irradiância variável, para o modelo SPR-220-BLK-U.....	40
Figura 2.9 – Curva P-V com temperatura da célula constante em 25 °C (um caso para 50 °C) e irradiância variável, para o modelo SPR-220-BLK-U. ....	40
Figura 2.10 – Curva I-V com temperatura de célula constante e igual a 25 °C e irradiância variável, para o modelo KD250GH-4FB2. ....	41
Figura 2.11 – Curva P-V com temperatura da célula constante em 25 °C e irradiância variável, para o modelo KD250GH-4FB2. ....	42
Figura 2.12 – Estrutura típica de um grupo gerador a diesel. ....	43
Figura 2.13– Diagrama de blocos do modelo do motor diesel. ....	45
Figura 2.14 – Diagrama de blocos do modelo do sistema de excitação.....	45
Figura 2.15 – Diagrama de blocos do modelo do sistema de excitação em ambiente <i>Simulink/Matlab</i> . ....	46
Figura 2.16 – Circuitos do estator e rotor da máquina síncrona. ....	46
Figura 2.17 – Modelo do grupo gerador com regulador de tensão e velocidade. ....	48
Figura 2.18 – Diagrama de blocos do motor a diesel, do regulador, e da excitação. ....	48
Figura 2.19 – Resposta de saída do grupo gerador a diesel. ....	50
Figura 2.20 – Consumo de óleo diesel em função da potência demandada. ....	51
Figura 2.21 – Circuito equivalente do modelo dinâmico da bateria. ....	53
Figura 2.22 – Curva característica de descarga do banco de baterias chumbo-ácido de 1.000Ah e 48V. ....	55
Figura 2.23 – Topologia do inversor <i>Sunny Boy 700U</i> . ....	57
Figura 2.24 – Topologia do inversor <i>Sunny Boy 2000HF</i> . ....	58
Figura 2.25 – Estrutura geral do inversor bidirecional <i>Sunny Island</i> . ....	59
Figura 2.26 – Circuito equivalente do inversor bidirecional <i>Sunny Island</i> . ....	60
Figura 2.27 – Estrutura geral do conversor <i>Push-Pull</i> . ....	60
Figura 2.28 – Circuito equivalente do primeiro modo de operação do inversor bidirecional <i>Sunny Island</i> . ....	62

Figura 2.29 – Circuito equivalente do segundo modo de operação do inversor bidirecional <i>Sunny Island</i> .....	62
Figura 2.30 – Circuito equivalente do segundo estágio do inversor bidirecional <i>Sunny Island</i> . .....	65
Figura 2.31 – Circuito equivalente do controlador de carga Outback FLEX max 60.....	67
Figura 2.32 – Ligação do controlador de tensão em tipo série. ....	67
Figura 2.33 – Dígrama de controle da chave estática.....	69
Figura 2.34 – Modelo PI da rede de distribuição. ....	70
Figura 2.35 – Modelo da rede de distribuição para redes curtas.....	71
Figura 2.36 – Diagrama do espaçamento da minirrede de distribuição. ....	72
Figura 2.37 – Circuito equivalente da carga mista. ....	74
Figura 2.38 - Modelo das cargas mistas no <i>Simulink/Matlab</i> . (a) monofásica, (b) trifásica. ...	75
Figura 3.1 – Gráfico dos dados de irradiância solar e temperatura de célula para o INVG-01. .....	78
Figura 3.2 – Gráfico da tensão de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-01.....	79
Figura 3.3 – Gráfico da corrente de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-01. .	79
Figura 3.4 – Gráfico das curvas da potência ativa medida e estimada pelo modelo para o INVG-01. ....	81
Figura 3.5 – Curva I-V com temperatura de célula igual a 62 °C e irradiância igual a 907 W/m <sup>2</sup> , para o GFV-02.....	82
Figura 3.6 – Curva P-V com temperatura de célula igual a 62 °C e irradiância igual a 907 W/m <sup>2</sup> , para o GFV-02.....	83
Figura 3.7 – Gráfico dos dados de irradiância solar e temperatura de célula para o INVG-02. .....	84
Figura 3.8 – Gráfico da tensão de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-02.....	84
Figura 3.9 – Gráfico da corrente de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-02. .	85
Figura 3.10 – Gráfico da curva da potência ativa medida e estimada pelo modelo para o INVG-02. ....	87
Figura 3.11 – Curva I-V com temperatura de célula igual a 62,39 °C e irradiância igual a 772,72 W/m <sup>2</sup> , para o GFV-03. ....	87
Figura 3.12 – Curva P-V com temperatura de célula igual a 62,39 °C e irradiância igual a 772,72 W/m <sup>2</sup> , para o GFV-03. ....	88

Figura 3.13 – Gráfico dos dados de irradiância solar e temperatura de célula para o INVG-03. .....	89
Figura 3.14 – Gráfico da tensão de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-03...89	89
Figura 3.15 – Gráfico da corrente de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-03. .....	90
Figura 3.16 – Gráfico da curva da potência ativa medida e simulada para o INVG-03. ....	92
Figura 3.17 – Gráfico da variação da potência ativa para o INVG-01.....	93
Figura 3.18 – Gráfico da variação da tensão e da corrente rms para o INVG-01.....	94
Figura 3.19 – Gráfico da variação da potência ativa para INVG-02.....	95
Figura 3.20 – Gráfico da variação da tensão e da corrente rms para o INVG-02.....	95
Figura 3.21 – Gráfico da variação da potência ativa para INVG-03.....	96
Figura 3.22 – Gráfico da variação da tensão e da corrente para o INVG-03.....	97
Figura 3.23 – Dados de irradiância solar e temperatura ambiente. ....	98
Figura 3.24 – Potência ativa medida e estimada para o controlador de carga. ....	99
Figura 3.25 – Curva da potência ativa medida e da irradiância solar para o controlador de carga.....	99
Figura 3.26 – Quadro de cargas. ....	100
Figura 3.27 – Diagrama de blocos representando a instalação do sistema de geração e de condicionamento de energia no <i>Simulink/Matlab</i> . ....	101
Figura 3.28 - Gráfico da tensão sobre a carga resistiva, (a) Medida pelo analisador (b) Estimada pelo Modelo. ....	102
Figura 3.29 - Gráfico da corrente sobre a carga resistiva. (a) Medida pelo analisador; (b) Estimada pelo Modelo. ....	103
Figura 3.30 - Gráfico da tensão sobre a carga não-linear. (a) Medida pelo analisador; (b) Estimada pelo Modelo. ....	104
Figura 3.31 - Gráfico da corrente sobre a carga não-linear. (a) Medida pelo analisador; (b) Estimada pelo Modelo. ....	105
Figura 3.32 - Gráfico da tensão sobre a carga resistiva. (a) Medida pelo analisador (b) Estimada pelo Modelo. ....	106
Figura 3.33 - Gráfico da corrente sobre a carga resistiva. (a) Medida pelo analisador (b) Estimada pelo Modelo. ....	107
Figura 4.1 – Diagrama de blocos completo do modelo proposto do sistema híbrido no modo ilhado sem o grupo gerador a diesel. ....	110

Figura 4.2 – Gráfico da tensão de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03. ....	111
Figura 4.3 – Gráfico da corrente verificada na de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03. .....	111
Figura 4.4 – Gráfico das potências ativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.....	112
Figura 4.5 – Gráfico das potências reativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.....	113
Figura 4.6 – Gráfico da tensão e da corrente do banco de baterias.....	113
Figura 4.7 – Gráfico do estado de carga do banco de baterias.....	114
Figura 4.8 – Gráfico da tensão e da corrente do controlador de carga.....	114
Figura 4.9 – Gráfico da tensão de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.....	115
Figura 4.10 – Gráfico da corrente de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.....	115
Figura 4.11 – Gráfico das potências ativas para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03. ....	116
Figura 4.12 – Gráfico das potências reativas para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03. ....	116
Figura 4.13 – Gráfico da tensão e da corrente do INVG-04.....	117
Figura 4.14 – Gráfico das potências ativa e reativa para o INVG-04. ....	118
Figura 4.15 – Gráfico da tensão e da corrente do INVG-05.....	118
Figura 4.16 – Gráfico das potências ativa e reativa para o INV-05. ....	119
Figura 4.17 – Modelo da minirrede em ambiente <i>Matlab/Simulink</i> .....	120
Figura 4.18 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 01.....	121
Figura 4.19 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 01.....	121
Figura 4.20 – Gráfico da tensão e da corrente de carga 02.....	122
Figura 4.21 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 02.....	122
Figura 4.22 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 03.....	123
Figura 4.23 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 03.....	123
Figura 4.24 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 01.....	125
Figura 4.25 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 01.....	125
Figura 4.26 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 01.....	126
Figura 4.27 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 02.....	126
Figura 4.28 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 02.....	127
Figura 4.29 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 02.....	127
Figura 4.30 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 03.....	128
Figura 4.31 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 03. ....	128
Figura 4.32 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 03.....	129
Figura 4.33 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 04.....	129

Figura 4.34 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 04. ....	130
Figura 4.35 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 04.....	130
Figura 4.36 – Diagrama de blocos do sistema híbrido proposto com os fluxos de potência no modo ilhado sem o grupo gerador a diesel. ....	132
Figura 4.37 – Diagrama de blocos completo do modelo proposto do sistema híbrido no modo ilhado com o grupo gerador a diesel.....	133
Figura 4.38 – Gráfico das tensões de saída do grupo gerador a diesel.....	133
Figura 4.39 – Gráfico das correntes de saída do grupo gerador a diesel.....	134
Figura 4.40 – Gráfico das potências ativa e reativa de saída do grupo gerador a diesel. ....	134
Figura 4.41– Gráfico das tensões de saída dos INVB01, 02 e 03.....	135
Figura 4.42– Gráfico das correntes de saída dos INVB-01, 02 e 03.....	136
Figura 4.43 – Gráfico das potências ativas de saída dos INVB-01, 02 e 03.....	136
Figura 4.44 – Gráfico das potências reativas de saída dos INVB01, 02 e 03.....	137
Figura 4.45 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 01.....	138
Figura 4.46 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 01.....	138
Figura 4.47 – Gráfico da tensão e da corrente de carga 02.....	139
Figura 4.48 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 02.....	139
Figura 4.49 – Gráfico da tensão e da corrente de carga 03.....	140
Figura 4.50 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 03.....	140
Figura 4.51 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 01.....	141
Figura 4.52 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 01.....	142
Figura 4.53 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 01.....	142
Figura 4.54 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 02.....	143
Figura 4.55 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 02.....	143
Figura 4.56 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 02.....	144
Figura 4.57 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 03.....	144
Figura 4.58 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 03.....	145
Figura 4.59 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 03.....	145
Figura 4.60 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 04.....	146
Figura 4.61 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 04.....	146
Figura 4.62 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 04.....	147
Figura 4.63 – Diagrama de blocos do sistema híbrido proposto com os fluxos de potência no modo ilhado com o grupo gerador a diesel.....	148



Figura 4.64 – Diagrama de blocos completo do modelo proposto do sistema híbrido no modo conectado à rede convencional.....	150
Figura 4.65 – Gráfico das tensões de saída da rede convencional. ....	151
Figura 4.66 – Gráfico das correntes de saída da rede convencional. ....	151
Figura 4.67 – Gráfico das potências ativa e reativa de saída da rede convencional. ....	152
Figura 4.68 – Gráfico das tensões de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03. ....	153
Figura 4.69 – Gráfico das correntes de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03.....	153
Figura 4.70 – Gráfico das potências ativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.....	154
Figura 4.71 – Gráfico das potências reativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.....	154
Figura 4.72 – Gráfico da tensão e da corrente do banco de baterias.....	155
Figura 4.73 – Gráfico do estado de carga do banco de baterias.....	156
Figura 4.74 – Gráfico da tensão e da corrente de saída do controlador de carga.....	156
Figura 4.75 – Gráfico da tensão de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.....	157
Figura 4.76 – Gráfico da corrente de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.....	157
Figura 4.77 – Gráfico da potência ativa para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03.....	158
Figura 4.78 – Gráfico da potência reativa para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03.....	158
Figura 4.79 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 01.....	159
Figura 4.80 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 01.....	160
Figura 4.81 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 02.....	160
Figura 4.82 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 02.....	161
Figura 4.83 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 03.....	161
Figura 4.84 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 03.....	162
Figura 4.85 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 01.....	163
Figura 4.86 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 01.....	163
Figura 4.87 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 01.....	164
Figura 4.88 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 02.....	164
Figura 4.89 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 02.....	165
Figura 4.90 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 02.....	165
Figura 4.91 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 03.....	166
Figura 4.92 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 03. ....	166
Figura 4.93 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 03.....	167
Figura 4.94 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 04.....	167
Figura 4.95 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 04. ....	168

Figura 4.96 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 04.....	168
Figura 4.97 – Diagrama de blocos do sistema híbrido proposto com os fluxos de potência no modo conectado à rede convencional. ....	170

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos. ....	11
Tabela 1.2 – Dados técnicos do motor a diesel utilizado. ....	15
Tabela 1.3 – Dados técnicos do gerador síncrono.....	16
Tabela 1.4 – Dados técnicos dos inversores <i>Sunny Island</i> 4548-US.....	17
Tabela 1.5 – Dados técnicos do inversor <i>Sunny Boy</i> 700U. ....	20
Tabela 1.6 – Principais especificações elétricas dos controladores de carga. ....	22
Tabela 1.7 – Dada técnicos da bateria Fulguris. ....	23
Tabela 1.8 – Dados técnicos do cabo multiplexado. ....	28
Tabela 2.1 – Fator de idealidade ( $A$ ), dependente da tecnologia da célula FV.....	33
Tabela 2.2 – Coeficientes, determinados empiricamente, utilizados para prever a temperatura da face posterior do módulo em função da irradiância solar, da temperatura ambiente e da velocidade de vento. ....	36
Tabela 2.3 – Valores dos parâmetros do modelo do motor a diesel.....	44
Tabela 2.4 – Dados técnicos do gerador síncrono.....	49
Tabela 2.5 – Especificações elétricas do banco de baterias.....	56
Tabela 2.6 – Especificações elétricas do transformador.....	63
Tabela 2.7 – Parâmetros das especificações elétricas do inversor bidirecional <i>Sunny Island</i> . ..	65
Tabela 2.8 – Parâmetros da minirrede do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede. ....	73
Tabela 3.1 – Parâmetros de saída do INVG-01.....	80
Tabela 3.2 – Resultados do RMSE e MBE para a tensão e a corrente para o INV-01. ....	80
Tabela 3.3 – Parâmetros de saída do INVG-02.....	85
Tabela 3.4 – Resultados do RMSE e MBE da tensão e corrente para o INV-02.....	86
Tabela 3.5 – Parâmetros de saída do INVG-03.....	90
Tabela 3.6 – Resultados do RMSE e MBE da tensão e corrente para o INV-03.....	91
Tabela 3.7 – Potência ativa de saída do INVG-01. ....	93
Tabela 3.8 – Potência ativa de saída do INVG-02. ....	94
Tabela 3.9 – Potência ativa de saída do INVG-03. ....	96
Tabela 3.10 – Parâmetros do quadro de cargas para testes.....	100
Tabela 3.11 – Parâmetros medidos e estimados do quadro de carga para testes. ....	108
Tabela 4.1 – Parâmetros para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03. ....	112
Tabela 4.2 – Parâmetros para os para os INVG-01, 02 e 03.....	117

Tabela 4.3 – Parâmetros para os INVG-04 e INVG-05. ....	119
Tabela 4.4 – Parâmetros obtidos para as cargas consideradas. ....	124
Tabela 4.5 – Parâmetros para os barramentos 01, 02 e 03.....	131
Tabela 4.6 – Parâmetros para o grupo gerador. ....	135
Tabela 4.7 – Parâmetros para os INVB-01, 02 e 03.....	137
Tabela 4.8 – Parâmetros obtidos para as cargas consideradas. ....	141
Tabela 4.9 – Parâmetros para os barramentos 01, 02 e 03.....	148
Tabela 4.10 – Parâmetros para a rede convencional. ....	152
Tabela 4.11 – Parâmetros para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.....	155
Tabela 4.12 – Parâmetros para os para os INVG-01, 02 e 03.....	159
Tabela 4.13 – Parâmetros obtidos para as cargas consideradas. ....	162
Tabela 4.14 – Parâmetros para os para os barramentos 01, 02 e 03.....	169

**LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS**

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BIPV – Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação (do inglês *Building Integrated Photovoltaics*)

c.a. – Corrente Alternada

c.c. – Corrente Contínua

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

FP – Fator de Potência

FV – Fotovoltaico

GD – Geração Distribuída

GEDAE – Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

GFV – Gerador Fotovoltaico ou *array*

GGD – Grupo Gerador a Diesel

INVB – Inversores de Tensão Bidirecionais

INVG – Inversores de Tensão *Grid-Tie*

LESH – O Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes (GEDAE-UFPA)

MD – Motor a Diesel

MR – Minirrede

MRI – Minirresidências Idealizadas

PWM – Modulação por Largura de Pulso (do inglês *Pulse Width Modulation*)

QDC – Quadro de Distribuição e Comando Geral

RN 482 – Resolução Normativa N° 482/2012

SB – *Sunny Boy*

SI – *Sunny Island*

SM – Sistema de Monitoramento

STC – Condições Padrão de Teste (do inglês *Standart Test Conditions*)

GS – Gerador Síncrono

AVR – Regulador Automático de Tensão (do inglês *Automatic Voltage Regulator*)

RD – Rede de Distribuição

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\Delta T$  – Diferença entre a temperatura de célula e da face posterior do módulo

$a$  – Coeficiente de limite máximo de temperatura do módulo a baixas velocidades de vento e a altas irradiâncias

$A$  – Fator de idealidade

$b$  – Taxa que determina a redução de temperatura à medida que a velocidade de vento aumenta

$E_G$  – Energia da banda proibida do semicondutor

$G$  – Irradiância solar

$G_{ref}$  – Irradiância de referência

$I_{MP}$  – Corrente de máxima potência

$I_{ph}$  – Fotocorrente

$I_{RS}$  – Corrente de saturação reversa de referência da célula

$I_{sat}$  – Corrente de saturação reversa da célula

$I_{SC}$  – Corrente de curto-circuito

$k$  – Constante de *Boltzmann*

$K_I$  – Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito

$q$  – Carga do elétron

$R_s$  – Resistência série

$R_{sh}$  – Resistência *shunt* ou paralelo

$T_a$  – Temperatura ambiente

$T_C$  – Temperatura de célula

$T_m$  – Temperatura da face posterior do módulo

$T_{ref}$  – Temperatura de referência da célula.

$V_{MP}$  – Tensão de máxima potência

$V_{oc}$  – Tensão de circuito aberto

$V_v$  – Velocidade do vento

$N_s$  – Número de células conectadas em série

## RESUMO

O presente trabalho aborda o desenvolvimento de modelos computacionais em ambiente *Simulink/Matlab*, a fim de simular a operação em aplicações isoladas e/ou interligadas à rede elétrica de uma minirrede de distribuição de energia elétrica com sistemas híbridos de produção de eletricidade, pertencente ao Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), da Universidade Federal do Pará, no campus de Belém.

O trabalho também descreve o sistema híbrido e seus componentes (sistemas de geração, sistemas de condicionamento de potência, minirrede e cargas propostas), bem como os modelos matemáticos, apresentando as equações dos componentes, aplicadas a estudos dinâmicos. Em seguida, os modelos dos componentes que constituem o sistema são validados e analisados a partir de dados experimentais.

Apresenta-se também como resultado a integração dos modelos propostos do sistema híbrido, simulando-se três diferentes estratégias ou modos de operação como estudo de caso.

O modelo desenvolvido possui a função de auxiliar esses estudos, simplificando a análise e propiciando diferentes possibilidades de simulações em curtos tempos de processamento. O objetivo principal do trabalho é disponibilizar um modelo computacional capaz de simular o comportamento de um sistema híbrido em condições de operação conectada à rede convencional ou de forma isolada.

**PALAVRAS-CHAVES:** Modelagem, Sistemas Híbridos, Fontes Renováveis, Conversores de Potência, Geração Distribuída, Minirrede.

## ABSTRACT

This work is about the development of computational models in Simulink/Matlab workspace, that simulate the operation in islanded or grid connected mode of electrical energy distribution microgrid with hybrid resources, belonging to the Group of Studies and Development of Energy Alternatives (Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas - GEDAE) of Universidade Federal do Pará (UFPA), in the Campus of Belém.

This paper also describes the hybrid systems and its components (generation systems, power conditioners, microgrid and proposed loads), also the mathematical models, presenting the equations of components applied to dynamic studies. Then the component models that compose the system are validated and analyzed based on the experimental data.

It also presents the integration of the proposed models of the hybrid system, simulating three different strategies or modes of operation as a case study.

The developed model has the function of helping these studies, simplifying the analysis and providing different possibilities of simulations in short processing time. The principal aim of the work is to make available a computational model able to simulate in detail the behavior of a hybrid system in connected or isolated of conventional power grid operation conditions.

**KEYWORDS:** Modeling, Hybrid systems, renewable sources, power converters, distributed generation, microgrid.



## INTRODUÇÃO

Atualmente, o conceito de minirrede (MR) está contido na ampla concepção de Redes Inteligentes (RI) ou *Smart Grids*, em inglês, uma vez que as minirredes devem apresentar altos níveis de confiabilidade, economia e qualidade da energia, aumentando a eficiência do sistema elétrico e possibilitando aos consumidores finais relativa independência da rede principal, já que as minirredes podem operar nos modos conectado ou isolado.

A geração de energia perto do local de consumo traz uma série de vantagens, tais como redução dos gastos dos consumidores, economia dos investimentos em transmissão, redução das perdas nas redes, e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica. A expansão da geração distribuída beneficia o consumidor (consumidor-gerador), a economia do país, e os demais consumidores, pois os benefícios se estendem a todo o sistema elétrico (ANEEL, 2018).

De acordo com o órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em janeiro de 2018 havia no Brasil 20.365 conexões de micro e minigeração de energia, o que representa uma potência instalada de 242.865,92 kW. A fonte mais utilizada pelos consumidores-geradores é a solar, com 20.204 adesões, seguida da eólica com 53 instalações. O estado com o maior número de micro e minigeradores é Minas Gerais, com 4.414 conexões, seguido de São Paulo e Rio Grande do Sul, com 4.000 e 2.478 conexões, respectivamente. A distribuidora com maior número de conexões é a CEMIG, com 4.215, seguida da CPFL e da COPEL, com 1.775 e 1395 conexões, respectivamente (ANEEL, 2018).

A geração de energia pelos próprios consumidores tornou-se possível a partir da Resolução Normativa ANEEL Nº 482/2012. A norma estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e cria o sistema de compensação de energia elétrica, que permite ao consumidor instalar geradores em sua unidade consumidora e intercambiar energia com a distribuidora local. A resolução Nº 482 foi revista em novembro de 2015 e, na época, estimou-se que em 2024 mais de 1,2 milhão de consumidores passarão a produzir sua própria energia, o equivalente a 4,5 gigawatts (GW) de potência instalada (ANEEL, 2018).

A resolução 482 autoriza o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída - aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Com a recente legislação nacional há a perspectiva do crescimento considerável de instalações de Geração Distribuída (GD) e sistemas isolados no país, mesmo com a carência de ferramentas para o auxílio de projetos, instalação, comissionamento e avaliação de sistemas híbridos tanto na Amazônia quanto no próprio Brasil. Este cenário indica, então, a necessidade da realização de estudos mais aprofundados, que tenham como foco análises que possam ser aplicadas tanto a sistemas conectados à rede quanto isolados, de pequeno e médio porte. No campo de abrangência dos sistemas isolados, uma alternativa promissora são os sistemas híbridos de energia, os quais comumente utilizam as fontes renováveis de energia solar fotovoltaica e eólica e, como complementação, grupos geradores a diesel, e realizam a distribuição da energia por intermédio de minirredes.

Quanto à implantação de sistemas isolados de pequeno porte com fontes híbridas na Região Amazônica, foram desenvolvidos ao longo dos anos projetos de pesquisa voltados à eletrificação de comunidades isoladas, empregando-se minirredes isoladas. As minirredes de distribuição de energia elétrica são muito comuns em vilarejos na Amazônia, onde há um agrupamento de edificações e o suprimento de eletricidade para as mesmas é feito por meio de um sistema de geração centralizado. Dentre os projetos implantados com sistemas híbridos para eletrificação de minirredes com fontes renováveis, em comunidades amazônicas isoladas da rede convencional de energia elétrica, podem-se citar os de São Tomé/PA, Mota/PA, Tamaruteua/PA, Sucuriju/AP e Praia Grande/PA. Ressalta-se que os sistemas atualmente não estão mais ativos por motivos de falta de recursos financeiros para manutenção dos sistemas, de falta de interesse da concessionária e autoridades locais, dentre outros.

Para a avaliação operacional de sistemas híbridos operando de forma ilhada ou conectada à rede, a modelagem das fontes e dos componentes do sistema é um passo fundamental, uma vez que tais modelos ainda não são todos conhecidos, principalmente aqueles de componentes cujo desenvolvimento é mais recente, ou não são integrados de forma a avaliar o sistema como um todo, desde os parâmetros de entrada até as variáveis elétricas de saída.

Esta dissertação tem por finalidade o desenvolvimento de uma modelagem matemática, apresentando as equações dos principais componentes dos sistemas de geração por fontes renováveis, aplicadas a estudos dinâmicos, particularmente, módulos fotovoltaicos, conversores de potência, baterias, grupos geradores a diesel, cargas e a rede de distribuição de energia em ambiente *Simulink/Matlab*, de forma a disponibilizar modelos que representem as reais condições de operação em sistemas reais.

Neste trabalho, de posse dos modelos de todos os componentes do sistema, faz-se a modelagem da minirrede e estudam-se suas repostas em regime permanente diante das

mudanças das variáveis de entrada do sistema. O modelo da minirrede é validado a partir de dados reais, do projeto do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes (GEDAE/UFPA), idealizado e executado pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE).

A presente dissertação está dividida em quatro capítulos, os quais fazem a abordagem do desenvolvimento do modelo da minirrede elaborada, além da avaliação dos resultados alcançados.

O Capítulo 1 descreve detalhadamente os componentes do sistema híbrido em estudo, como os sistemas de geração, condicionamento de potência, bancos de baterias, cargas, minirrede e demais componentes da mesma.

O Capítulo 2 modela dinamicamente os componentes que constituem a minirrede, em ambiente *Matlab/Simulink*, com base nos dados fornecidos pelos fabricantes.

O Capítulo 3 valida os modelos propostos no Capítulo 2, comparando-os com dados experimentais.

O Capítulo 4 descreve os resultados obtidos em estudos de casos com diferentes estratégias de operação, de forma isolada e conectada à rede.

Ao final são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros, bem como um Anexo contendo o algoritmo para cálculo dos parâmetros  $R_s$  e  $R_p$  de um gerador ou arranjo fotovoltaico.

# 1. DESCRIÇÃO DA MINIRREDE E SEUS COMPONENTES

## 1.1. Introdução

Em junho de 2011 o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) lançou o edital UNIVERSAL- CNPq N ° 14/2011, no qual foi contemplada na área de Energia Nuclear, Energia Renovável e Planejamento Estratégico a proposta submetida sob o título “Laboratório de Estudos em Sistemas Híbridos Fotovoltaico/Eólico/Grupo Gerador para Geração de Eletricidade em Locais Isolados da Amazônia”, sendo executado o projeto no período de janeiro/2013 a dezembro/2014.

O objetivo principal desse projeto foi a criação de um local, na forma de laboratório, com ênfase na área de fontes renováveis de energia para produção de eletricidade descentralizada por meio de sistemas híbridos, para pesquisa científica no uso eficiente da energia, na preservação do meio ambiente, e para a formação e capacitação de recursos humanos.

Com isso, instalou-se na área de testes pertencente ao Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), do Instituto de Tecnologia (ITEC), da Universidade Federal do Pará (UFPA), uma minirrede de produção de energia elétrica com recursos híbridos, para fins de estudo, pesquisa e desenvolvimento. O Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes (GEDAE/UFPA) é constituído por um conjunto de equipamentos com o objetivo de simular um sistema elétrico autônomo de fornecimento de energia para locais isolados, mas que pode operar também conectado à rede elétrica principal. Assim, dispõe-se de uma infraestrutura para a realização de ensaios, cursos, treinamentos, palestras, visitas técnicas e exposições no espaço do laboratório, tendo como público alvo engenheiros, técnicos, professores e estudantes de ensino superior, técnico e médio.

Com o objetivo de também estudar, tanto de forma teórica quanto prática, as minirredes inteligentes, no ano de 2013, foi aprovado o projeto intitulado “Estudo de Minirredes Inteligentes Aplicadas a Sistemas Isolados e Interconectados” no Edital MCTI/CNPq/CT-ENERG N° 33/2013 – Tecnologia em Smart Grids, que visa à operação isolada e interconectada desta minirrede.

Este capítulo faz uma breve descrição dos principais componentes do sistema híbrido instalado na área de testes do GEDAE/UFPA.

## 1.2. Definição do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes (GEDAE/UFPA)

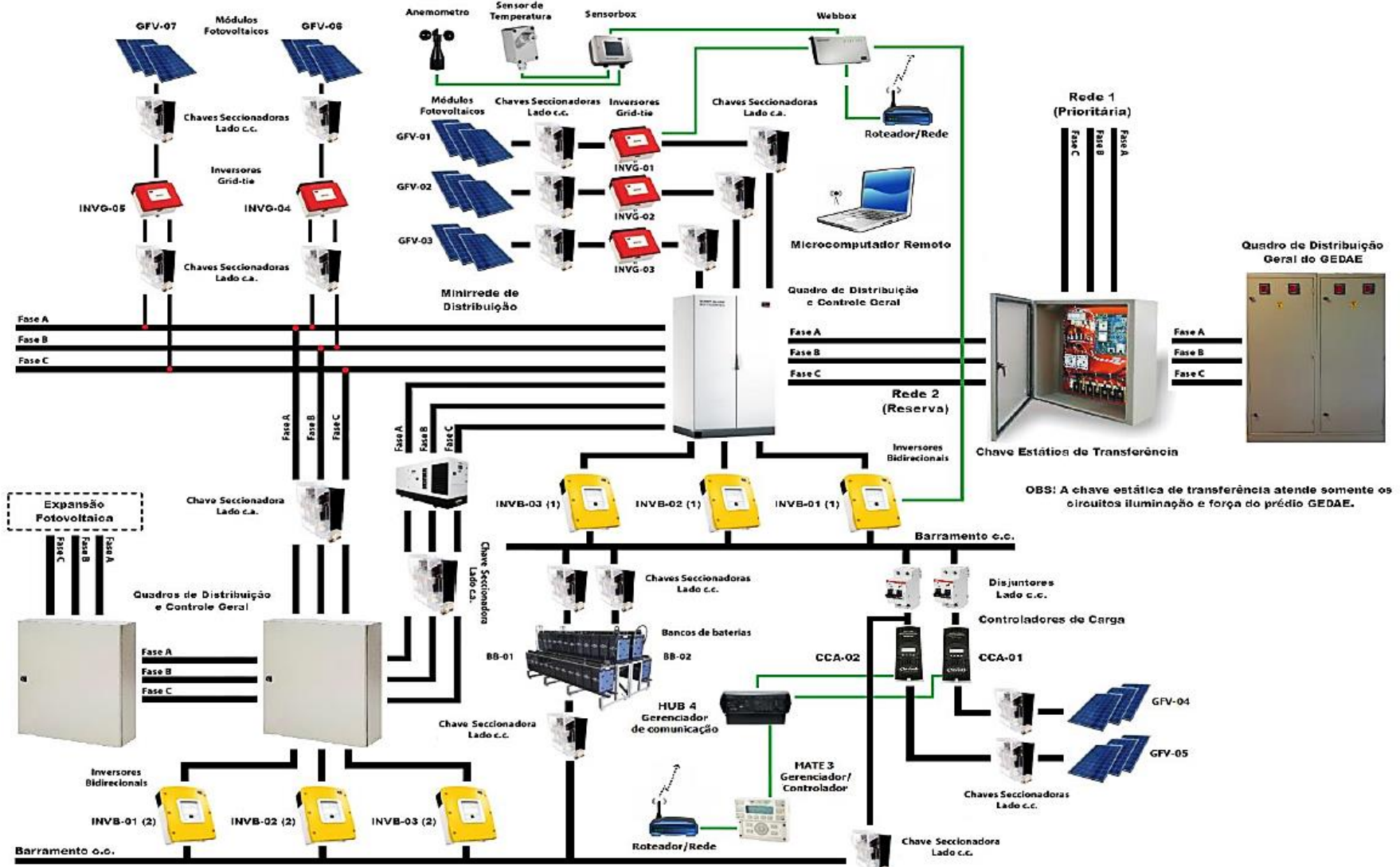
O Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede é composto por um conjunto de equipamentos capazes de emular um sistema elétrico autossuficiente de fornecimento de energia para locais isolados, como também a sua conexão à rede elétrica de distribuição convencional da UFPA. Sendo assim, o laboratório é composto por sistema de geração, sistema de condicionamento de potência e sistema de armazenamento de energia. Completa ainda o laboratório, uma minirrede de distribuição de energia com cabeamento em dois níveis, cargas elétricas e sistema de monitoramento de variáveis elétricas e meteorológicas.

Para uma abordagem mais completa, o Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede ainda pode ser desmembrado em seus componentes individuais, conforme listados a seguir e de acordo com o diagrama de blocos do conjunto dos componentes dos sistemas da minirrede apresentado de forma resumida na Figura 1.1.

- Sistema de geração: subdividido em geradores fotovoltaicos (GFV) e grupo gerador diesel (GGD).
  - ❖ GFV: formado por sete *strings* de módulos fotovoltaicos (GFV-01, GFV-02, GFV-03, GFV-04, GFV-05, GFV-06 e GFV-07), totalizando 13,125 kWp de geração;
  - ❖ GGD: capacidade emergencial de 12 kVA, e contínua de 10 kVA.
- Sistema de condicionamento de potência:
  - ❖ Seis inversores de tensão bidirecionais (INVB-01A, INVB-02A, INVB-03A, INVB-01B, INVB-02B e INVB-03B) de 4,5 kW cada, resultando em uma capacidade total de 27 kW;
  - ❖ Três inversores de tensão *grid-tie* de 700 W cada (INVG-01, INVG-02 e INVG-03), totalizando 2,1 kW, e dois inversores de tensão *grid-tie* de 2.000 W cada (INVG-04 e INVG-05);
  - ❖ Dois controladores de carga (CC-01 e CC-02) conectados ao GFV-04 e GFV-05 (somando 6 kWp de potência instalada).
- Sistema de armazenamento: composto por dois bancos de baterias (BB-01 e BB-02) com capacidade de 48 kWh cada;
- Quadro de distribuição e comando geral (QDC): destinado à fácil e segura conexão entre os componentes do sistema;
- Dispositivos de proteção (DP): doze chaves seccionadoras-fusíveis destinadas à proteção dos equipamentos, bem como à realização segura de manobras ou ações de manutenção dos equipamentos.

- Minirrede de distribuição (MD): rede de distribuição trifásica, isolada e composta por cabos multiplex de alumínio, com dois níveis de distribuição;
- Cargas elétricas: diferentes tipos de cargas são utilizados, sendo resistivas, mistas e motrizes;
- Sistema de monitoramento (SM): *data logger*, sensores, gerenciadores de comunicação e controle (*Sunny WebBox*, MATE 3, HUB 4).
- Sistema de comunicação via rede serial RS485.

Figura 1.1 – Esquemático de ligações entre alguns componentes do sistema híbrido minirrede do GEDAE/UFPA.



Fonte: CORRÊA (2017).

### **1.3. Descrição do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede**

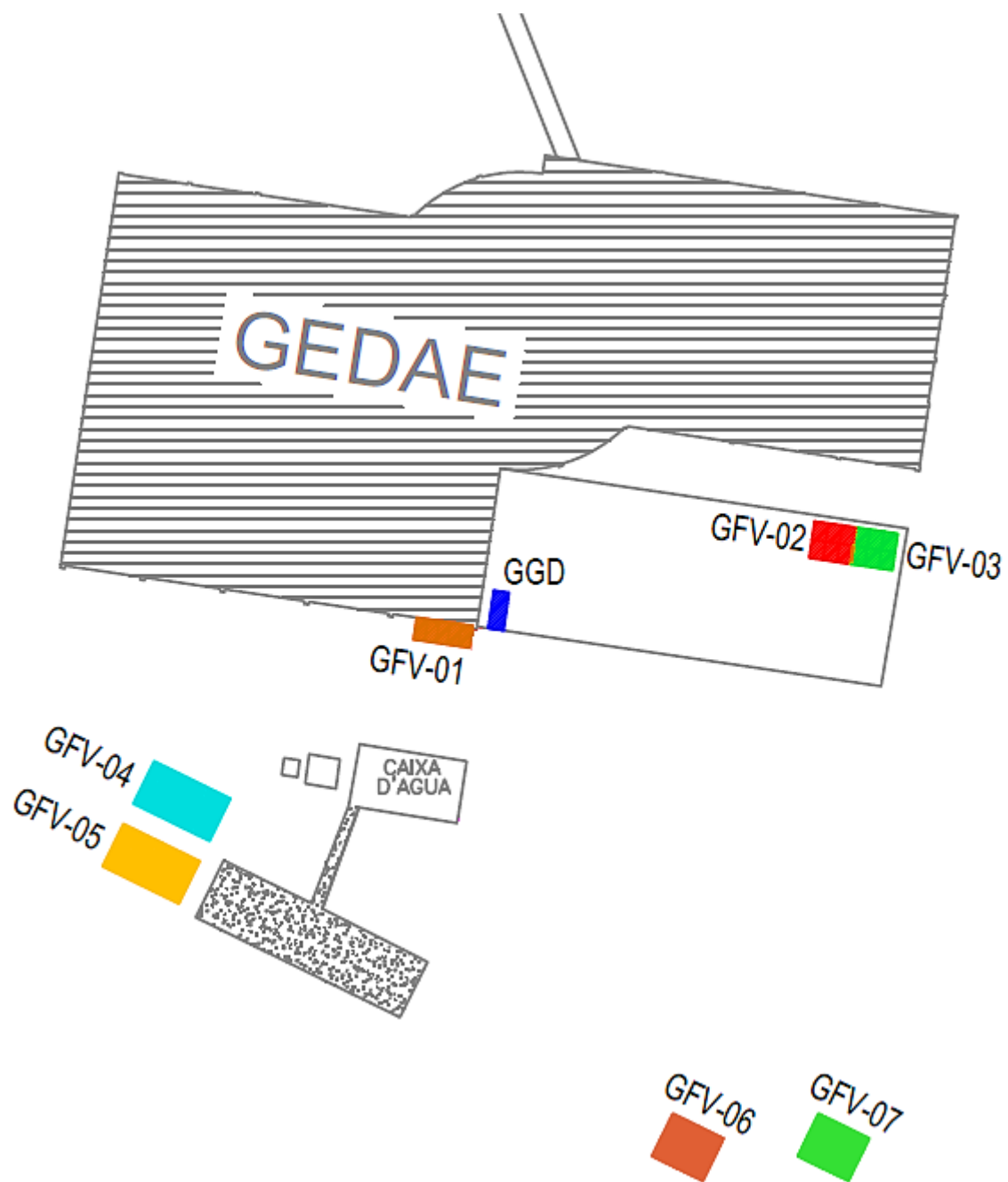
O Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede, como citado anteriormente, é composto por sete geradores fotovoltaicos, dois bancos de baterias, seis inversores bidirecionais *Sunny Island*, cinco inversores *grid-tie Sunny Boy*, um grupo gerador a diesel e cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas. Além desses componentes principais há ainda a presença de elementos de seccionamento e proteção, como os fusíveis; o quadro de distribuição *Muticluster*, que permite a conexão de geradores e o fornecimento em corrente alternada para as cargas; e um sistema de monitoração formado pelo registrador de dados *Sunny Webbox*, que recebe dados dos inversores *Sunny Boy* e *Sunny Island* e do *Sensorbox*, no qual o piranômetro, o anemômetro e os sensores de temperatura estão conectados. A seguir, especificam-se detalhadamente as características técnicas dos componentes integrantes da minirrede.

#### **1.3.1. Sistema de Geração**

Atualmente estão incorporadas ao Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede somente as fontes fotovoltaica e diesel-elétrica, mas futuramente haverá a inserção de um aerogerador de pequeno porte para testes. A Figura 1.2 apresenta uma visão dos locais de instalação dos sistemas de geração e a Figura 1.3 apresenta o diagrama de blocos da instalação dos sistemas de geração, o sistema de condicionamento de potência e a interligação por meio de chave de transferência automática ao quadro geral de distribuição do prédio do GEDAE/UFPA.

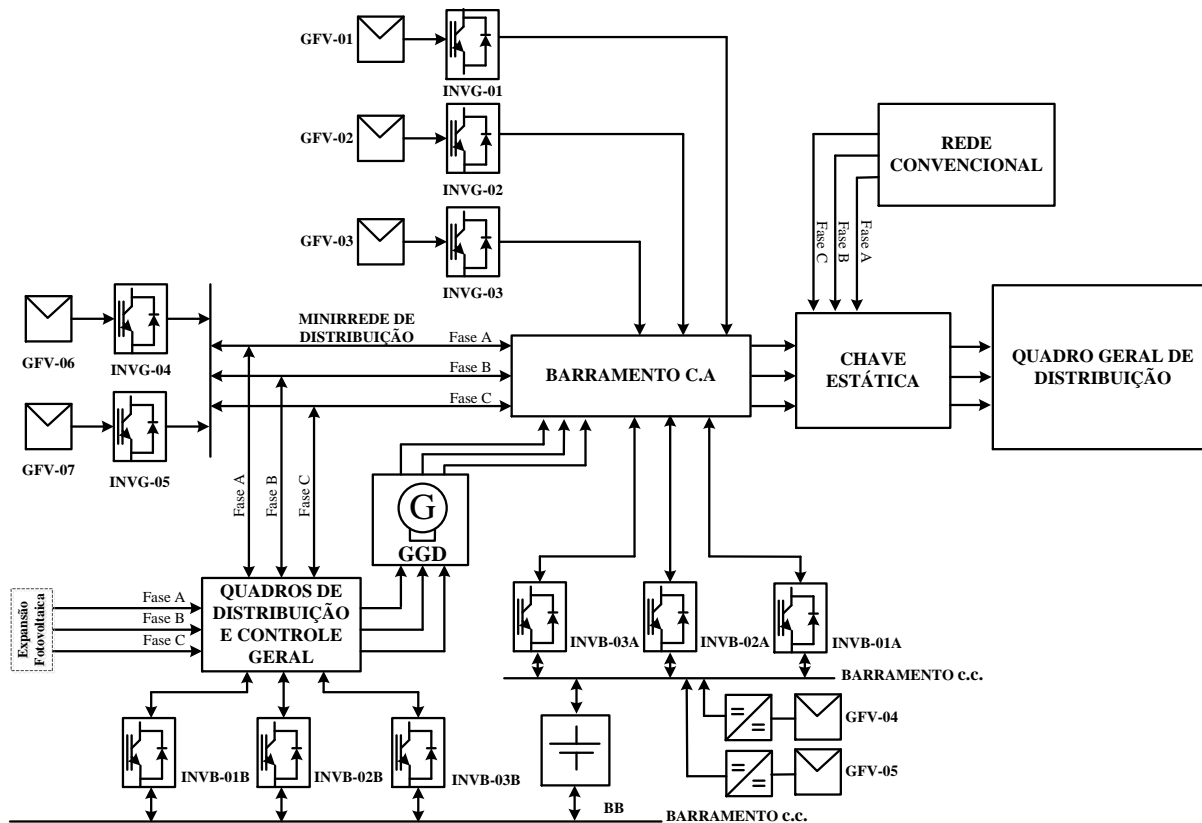


Figura 1.2 – Layout representando os locais de instalação dos geradores.



Fonte: Elaboração própria, a partir de VERÍSSIMO (2014).

Figura 1.3 – Diagrama de blocos representando o sistema de geração e de condicionamento de energia.



Fonte: Elaboração própria.

### 1.3.1.1. Geração Fotovoltaica

A geração fotovoltaica é subdividida em sete geradores: GVF-01, formado por módulos YINGLI, GVF-02 e GVF-03, formados pelos módulos da SUNPOWER, GVF-04, GVF-05, GVF-06 e GVF-07, formados pelos módulos da KYOCERA. As características técnicas dos modelos que compõem os geradores fotovoltaicos podem ser observadas na Tabela 1.1.

**Tabela 1.1 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos.**

Fabricante	YINGLI	SUNPOWER	KYOCERA
Modelo	YL 185 P-23b	SPR-220-BLK-U	KD250GH-4FB2
Potência Nominal (Wp)	185	220	250
Tolerância da Potência de Saída (%)	+/-3	+/-5	+5/-3
Eficiência do módulo (%)	14,3	17,7	15,1
Tensão de Máxima Potência ( $V_{MP}$ )	23 V	41 V	29,8 V
Corrente de Máxima Potência ( $I_{MP}$ )	7,87 A	5,37 A	8,39 A
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{OC}$ )	29,5 V	48,6 V	36,9 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{SC}$ )	8,45 A	5,75 A	9,09 A
Coefficiente de Temperatura de Corrente (%/°C)	0,06	0,045	0,06
Coefficiente de Temperatura de Tensão (%/°C)	-0,37	-0,30	-0,36
Coefficiente de Temperatura de Potência (%/°C)	-0,45	-0,41	-0,46
Tipo de Célula	Policristalina	Monocristalina	Policristalina
Tamanho da Célula (mm)	156 x 156	156 x 156	156 x 156
Número de Células	48	72	60
Dimensões (mm)	1310 x 990 x	1559 x 798 x 46	1662 x 990 x 46
Peso (kg)	15,8	15	20

**Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos manuais dos fabricantes.**

O Gerador Fotovoltaico GFV-01 é composto por cinco módulos YL 185 P-23b/ YINGLI conectados em série, resultando em uma tensão de 117,5 V no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ) e 147,5 V de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), uma corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ ) de 7,87 A e uma potência nominal de 0,925 kWp. O GFV-01 encontra-se montado no beiral do telhado na parte traseira do prédio com estruturas de alumínio, conforme observado na Figura 1.4.

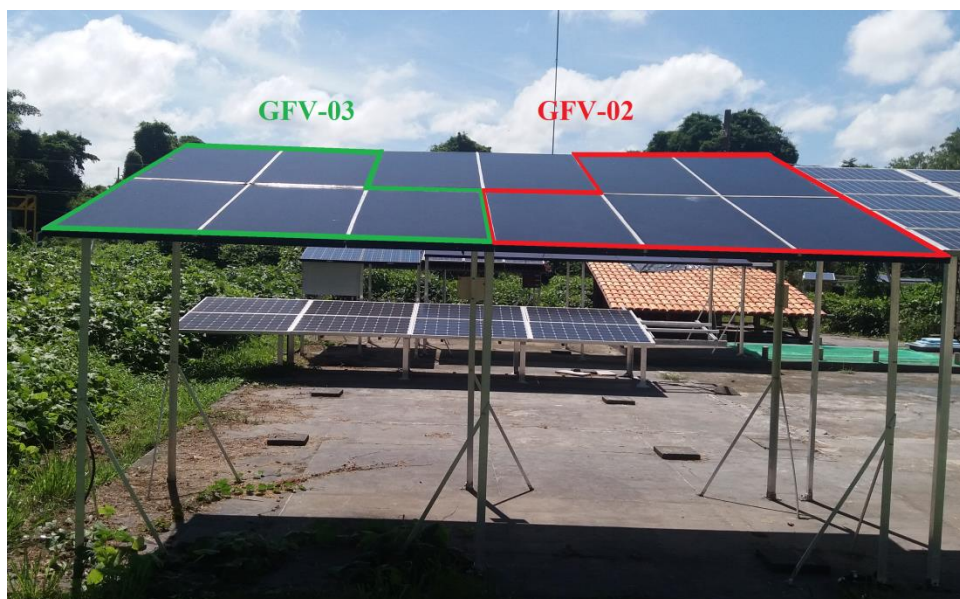
**Figura 1.4 – GFV-01 contendo os módulos da Yingli de 185 Wp.**



**Fonte: Autoria própria.**

Os Geradores Fotovoltaicos GFV-02 e GFV-03 são idênticos, compostos cada um por cinco módulos SPR-220-BLK-U/ SUNPOWER conectados em série, resultando em 205 V ( $V_{mp}$ ) e 243 V ( $V_{oc}$ ), uma corrente de 5,37 A ( $I_{mp}$ ) e uma potência máxima de 1,1 kWp por gerador. Os GFV-02 e GFV-03 encontram-se dispostos na área de teste solar, sendo posicionados e sustentados por uma estrutura de alumínio, conforme observado na Figura 1.5. Os geradores GFV-02 e GFV-03 estão instalados com a orientação para o norte geográfico e com ângulo de inclinação de 14° graus.

**Figura 1.5 – GFV-02 e GFV-03 contendo os módulos da Sunpower**



**Fonte: Autoria própria.**

Na Figura 1.5, observam-se doze módulos instalados. Porém, somente dez são utilizados (cinco para o GFV-02 e cinco para o GFV-03). Os outros dois módulos estão desconectados e em *stand-by* para testes futuros.

Os Geradores Fotovoltaicos GFV-04 e GFV-05 são idênticos, compostos cada um por 12 módulos KD 250 GH/ KYOCERA, e constituídos por três *strings* ligadas em paralelo, sendo

que cada string consiste de 4 módulos ligados em série, resultando em 119,2 V ( $V_{mp}$ ) e 147,6 V ( $V_{oc}$ ), uma corrente de 25,17 A ( $I_{mp}$ ) e uma potência máxima de 3 kWp por gerador. Os GFV-04 e GFV-05 encontram-se dispostos na área de testes, sendo posicionados e sustentados por estruturas de alumínio, conforme observado na Figura 1.6.

**Figura 1.6 – GFV-04 e GFV-05 contendo os módulos da Kyocera.**



**Fonte: Autoria própria.**

Os Geradores Fotovoltaicos GFV-06 e GFV-07 são idênticos, compostos cada um por 8 módulos KD 250 GH-4FB2/KYOCERA, conectados em série. Resultando em 238,4 V ( $V_{mp}$ ) e 295,2 ( $V_{oc}$ ), uma corrente de 8,39 A ( $I_{mp}$ ) e uma potência máxima de 2 kWp por gerador. Os GFV-06 e GFV-07 encontram-se dispostos em pontos específicos da minirrede de distribuição, sendo posicionados e sustentados por uma estrutura de alumínio, conforme observado na Figura 1.7.

**Figura 1.7 – GFV-06 e GFV-07 contendo os módulos da Kyocera**



**Fonte: Autoria própria.**

Os GFVs juntos possuem no total uma capacidade instalada de 13,125 kWp. Sendo 7,125 kWp destinados à composição de sistemas fotovoltaicos conectados à minirrede de distribuição, enquanto que a potência restante, ou seja 6 kWp, são utilizados em geradores fotovoltaicos para conexão ao barramento c.c. do banco de baterias.

#### 1.3.1.2. Grupo Gerador a Diesel

O Grupo Gerador a Diesel (GGD) é uma unidade de geração diesel-elétrica fabricada pela *Leon Heimer*, sendo cabinada e insonorizada (85 dB a 1,5 m de distância) e com capacidade de potência emergencial (*standby*) de 12 kVA e potência contínua (*prime*) de 10 kVA; fator de potência 0,8; trifásico, com tensão de 220 V fase-fase e 127 V fase-neutro, possuindo ainda um painel de comando com controle automático e microprocessado. O GGD encontra-se posicionado na área ao lado da sala da Central de Energia, conforme observado na Figura 1.8.

Figura 1.8 – Grupo gerador a diesel.



Fonte: Autoria própria.

O GGD é basicamente composto por um tanque de combustível de 80 L de capacidade, uma bateria de 12 V<sub>c.c.</sub>/40 Ah, um motor de combustão ciclo diesel e um gerador síncrono. O gerador síncrono é trifásico, *brushless* (sem escovas); possuindo excitatriz rotativa sem escovas com regulador eletrônico de tensão; frequência de 60 Hz, ligação estrela com neutro acessível; quatro polos, com 1.800 rpm, e possui regulador de tensão eletrônico para +/- 2 % em toda faixa de carga. As Tabelas 1.2 e 1.3 apresentam as principais especificações técnicas do motor a diesel e do gerador síncrono que constituem o GGD.

Tabela 1.2 – Dados técnicos do motor a diesel utilizado.

<b>Motor a Diesel</b>	
Marca	WEICHAI
Modelo	WP2.1D21E2
Tipo	Injeção direta, aspiração natural, 4 cilindros em linha
Potência	24 cv@1.800 rpm
Sistema de Comando	Eletrônico
Sistema de Arrefecimento	Água, por meio de radiador tropical, com ventilador soprante, tanque de expansão e bomba centrífuga
Filtros	Filtro de ar, tipo seco, com elemento substituível, de lubrificação em cartucho substituível e de combustível, tipo descartável
Sistema Elétrico	12 V <sub>cc</sub> dotado de alternador para carga da bateria
Sistema de proteção	Termômetro e pressostato, provocando parada do motor nos casos de superaquecimento da água de arrefecimento e baixa pressão do óleo de lubrificação

Fonte: Elaboração própria, a partir de HEIMER (2014).

Tabela 1.3 – Dados técnicos do gerador síncrono.

<b>Gerador</b>	
Marca	Heimer
Modelo	ATED
Tipo	Alternador síncrono, trifásico, sem escovas
Excitação	Excitatriz rotativa sem escovas com regulador eletrônico de tensão
Potência Contínua	24 cv@1.800 rpm
Potência <i>stand-by</i>	12 kVA (1 h a cada 12 h de funcionamento)
Tensão	220/127 V
Frequência	60 Hz
Ligação	Estrela com neutro acessível
N° de Polos/RPM	4/1.800
Grau de Proteção	IP-23
Classe de Isolamento	H
Regulação	Regulador de tensão eletrônico para +/- 2 % em toda faixa de carga
Refrigeração	Ventilador montado no próprio eixo

Fonte: Elaboração própria, a partir de HEIMER (2014).

### 1.3.2. Sistema de Condicionamento de Energia

O sistema de condicionamento de energia é responsável por realizar a conexão entre o lado c.c. e o c.a. do sistema híbrido e otimizar o controle geração/consumo nos lados c.c. e c.a. O sistema é constituído por três inversores de tensão bidirecionais (*Sunny Island* - SI), por cinco inversores de tensão grid-tie (*Sunny Boy* - SB) e dois controladores de carga (*OutBack*).

#### 1.3.2.1. Inversores de Tensão Bidirecionais

Para a formação da rede de distribuição de energia (fornecimento de sinal de tensão) foram utilizados três inversores bidirecionais (INVB-01A, INVB-02A, INVB-03A), modelo *Sunny Island* 4548-US, fabricados pela SMA, que podem ser vistos na Figura 1.9. Estes inversores são empregados tanto para inverter o sinal de tensão c.c. para c.a. (atendimento de cargas típicas), como para retificar o sinal de tensão c.a. para c.c (carregamento do banco de baterias).

Cabe enfatizar que também há mais três inversores bidirecionais (INVB-01B, INVB-02B e INVB-03B) instalados no Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede, compondo um segundo *cluster*, ou seja, os inversores fazem parte de um conjunto de componentes de outro sistema híbrido com conexão ao barramento c.a. do Laboratório.



**Figura 1.9 – Inversores *Sunny Island 4548-US* instalados.**



**Fonte: Autoria própria.**

A tensão nominal de saída em corrente alternada destinada às cargas é de 120 V rms, ajustável entre 105 e 132 V rms; frequência nominal de 60 Hz; corrente nominal de 37,5 A; e potência nominal de 4.500 W. A tensão nominal de entrada proveniente da rede elétrica é de 120 V, podendo variar entre 80 e 150 V; frequência de 60 Hz; máxima corrente de 56 A; e máxima potência de 6,7 kW, enquanto que a tensão de entrada provida pelo banco de baterias é de 48 V, podendo variar entre 41 a 63 V; e a corrente máxima de carregamento é de 100 A, podendo ser conectados bancos de baterias do tipo chumbo-ácido ou níquel cádmio (NiCd), com capacidade de até 10.000 Ah. As especificações técnicas dos inversores bidirecionais estão apresentadas na Tabela 1.4.

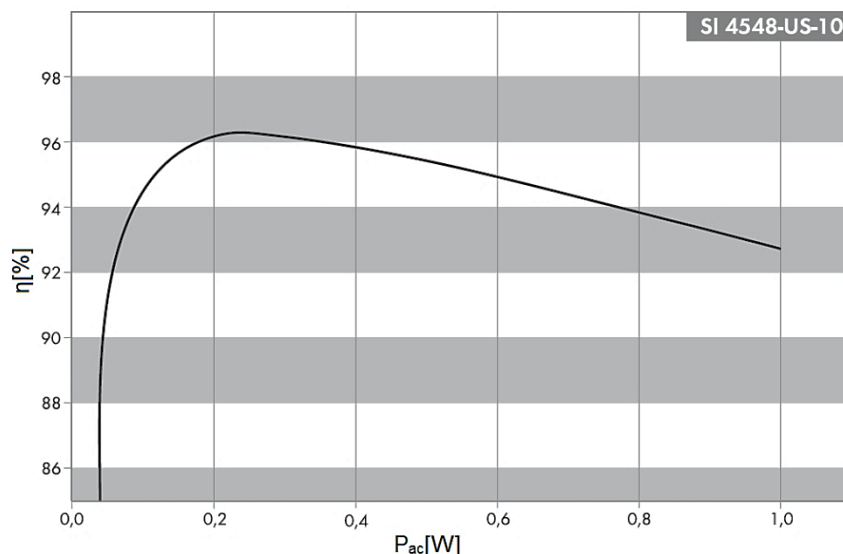
**Tabela 1.4 – Dados técnicos dos inversores *Sunny Island 4548-US*.**

<b>Saída (c.a.)</b>	
Faixa de tensão da rede	120 V (105 V ~ 132 V)
Faixa de frequência de operação	60 Hz (55 ~ 65 Hz)
Potência contínua de saída a 25 °C	4,5 kW
Corrente nominal	37,5 A
Corrente de pico por 60 ms	180 A
THD	3 %
Fator de potência	-1 ~ +1
<b>Entrada (c.a.)</b>	
Faixa de tensão da rede	120 V (80 ~150 V)
Faixa de frequência de operação	60 Hz (54 ~66 Hz)
Faixa de corrente	56 A (0 ~56 A)
Máxima potência de entrada	6,7 kW
<b>Dados da Bateria (c.c.)</b>	
Tensão da Bateria	48 V (41 ~ 63 V)
Corrente máxima de carregamento da bateria	110 A
Corrente de carregamento contínuo	85 A
Capacidade de bateria	100 ~10.000 Ah
Tipos de bateria	VRLA/FLA/NiCd

**Fonte: Elaboração própria, a partir de SMA AMERICA (2012).**

A Figura 1.10 mostra a curva de eficiência do *Sunny Island* 4548-US conforme a variação da potência fornecida pelo inversor, apresentando cerca de 96 % de eficiência máxima.

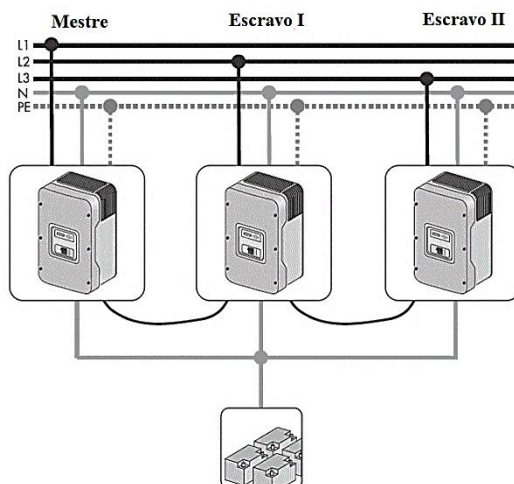
**Figura 1.10 – Curva de eficiência do inversor *Sunny Island* 4548-US.**



Fonte: SMA AMERICA (2012). Adaptado.

De acordo com SMA America (2012), o *Sunny Island* admite várias formas de configuração, dependendo da característica da rede a ser energizada. No caso específico da minirrede do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede, que é trifásica a quatro fios, opta-se pela utilização de três unidades do inversor, onde cada unidade é dedicada à alimentação de uma fase específica. A configuração descrita é apresentada na Figura 1.11.

**Figura 1.11 – Configuração dos *Sunny Island* 4548-US.**



Fonte: SMA AMERICA (2012). Adaptado.

Para que o sistema trifásico permaneça equilibrado, os três inversores necessitam estar em sincronismo. Para isto, eles possuem um sistema de configuração que permite determinar

um dos inversores como “mestre”, enquanto os outros dois tornam-se “escravos”. Assim, as características da rede (nível de tensão c.a. e frequência) e do banco de baterias (nível de tensão c.c., velocidade de carregamento, tipo de baterias, etc.) são especificadas somente no inversor “mestre”, o qual fica responsável por controlar os escravos, mantendo o sincronismo entre os três *Sunny Island*.

#### 1.3.2.2. Inversores de Tensão *Grid-Tie*

Utilizaram-se dois modelos distintos de inversores de tensão *grid-tie*, ambos da fabricante SMA America, três *Sunny Boy 700U* (INVG-01, INVG-02 e INVG-03) e dois *Sunny Boy 2000HF* (INVG-04 e INVG-05). Ao contrário dos INVB, esses inversores só permitem a conversão de energia em um único sentido, convertendo o sinal de tensão c.c. dos GFV para c.a., visando à conexão com o barramento c.a. ou com a minirrede elétrica. Os inversores *Sunny Boy 700U* instalados no Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede estão mostrados na Figura 1.12.

**Figura 1.12 – Inversor *Sunny Boy 700U*.**



**Fonte: Autoria própria.**

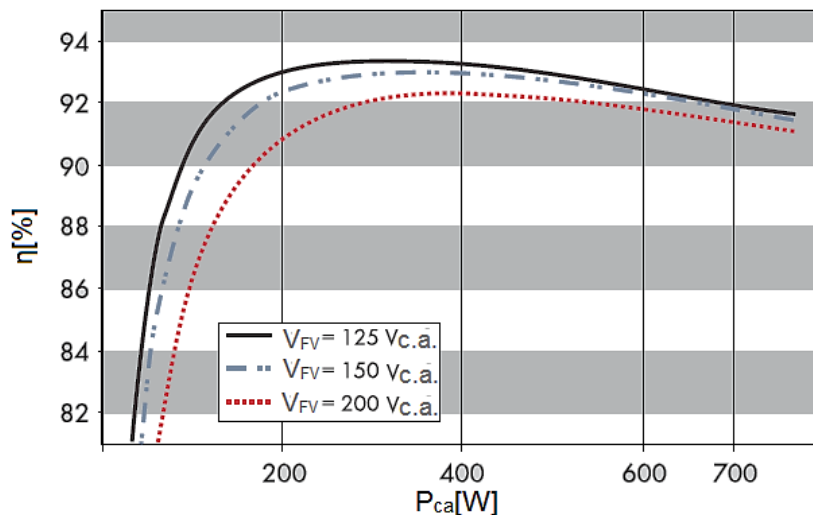
Como características principais destes inversores, tem-se para o lado de entrada em corrente contínua a tensão nominal de 250 V; a corrente máxima de 7 A; e a potência máxima de 875 W. Para a saída em corrente alternada, a potência nominal é 700 W; tensão nominal de 120 V, podendo variar entre 106 a 132 V; frequência da rede de 60 Hz; máxima corrente de saída de 6,6 A; distorção harmônica total menor que 3 %; e eficiência máxima de 93,6 %, conforme observado na Tabela 1.5.

Tabela 1.5 – Dados técnicos do inversor *Sunny Boy 700U*.

Configuração	150 V	200 V	250 V
<b>Saída (c.a.)</b>			
Potência máxima de saída	460 W	600 W	700 W
Faixa de tensão de saída	106 ~ 132 V		
Faixa de frequência de operação	59,3 ~ 60,5 Hz		
Máxima corrente de saída	4,3 A	5,7 A	6,6 A
Fator de Potência	1		
Harmônicos	3 %		
Máxima eficiência	92,4 %	93,3 %	93,6 %
<b>Entrada (c.c.)</b>			
Potência máxima fotovoltaica	510 W	670 W	780 W
Tensão máxima	150 V	200 V	250 V
Tensão mínima de operação	75 V	100 V	125 V
Tensão de partida	95 V	125 V	150 V
Máxima corrente	7 A		

Fonte: Elaboração própria, a partir de SMA AMERICA (2003).

A Figura 1.13 mostra a curva de eficiência do *Sunny Boy 700U*, conforme a variação da potência de saída  $P_{ca}$  (W), para três diferentes valores de tensão provenientes do gerador fotovoltaico.

Figura 1.13 – Curva de eficiência do *Sunny Boy 700U*.

Fonte: SMA AMERICA (2003). Adaptado.

Outro inversor de tensão utilizado foi o *Sunny Boy* modelo 2000HF (Figura 1.14), semelhante ao inversor *Sunny Boy 700U*. Este modelo também é projetado para aplicações conectadas à rede elétrica e, logo, não possui a capacidade de formar rede, necessitando do sinal de tensão fornecido por uma rede externa, por exemplo, pelos *Sunny Island*.

**Figura 1.14 – Inversor *Sunny Boy* 2000HF.**



**Fonte: SMA AMERICA (2011).**

### 1.3.2.3. Controladores de Carga

Utilizaram-se dois controladores de carga, fabricados pela *OutBack*, modelo FLEXmax 60 (Figura 1.15), os quais podem operar na configuração 48 Vc.c. e em sua corrente nominal máxima, 60 A, conforme mostrado na Tabela 1.6, sendo conectados diretamente no barramento c.c. do banco de baterias.

**Figura 1.15 - Controlador de carga *Outback* FLEXmax 60.**



**Fonte: OUTBACK POWER (2013).**

Tabela 1.6 – Principais especificações elétricas dos controladores de carga.

Controladores de Carga	Flex max 60 - FM60-150VCC
Tensões nominais de bateria	12, 24, 36, 48 ou 60 Vc.c. (Modelo único - selecionável via programação em campo na inicialização)
Corrente de saída máxima	60 A @ 40 °C (104 °F) com limite de corrente ajustável
Máxima matriz Solar STC recomendado pela NEC	Sistemas de 12 Vc.c. 750 W Sistemas de 24 Vc.c. 1.500 W Sistemas de 48 Vc.c. 3.000 W Sistemas de 60 Vc.c. 3.750 W
Tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico ( $V_{oc}$ )	Máxima absoluta de 150 Vc.c. em condições mais frias / máxima de 145 Vc.c. na inicialização e na operação
Demanda de potência em <i>standby</i>	Menos do que 1 W, típico
Eficiência da conversão de energia	98,1% @ 60 Ac.c. em um sistema de 48 Vc.c. – Típico
Regulação de carga	Cinco estágios: Massa, Absorção, Flutuação, Silencioso e Equalização
Pontos definidos da regulação de tensão	13 a 80 Vc.c. ajustáveis pelo usuário com proteção por senha
Carga de equalização	Ponto de ajuste de tensão e duração programáveis - finalização automática na conclusão
Compensação de temperatura da bateria	Automática com RTS (Sensor de Temperatura Remoto) opcional instalado / 5,0 mV por °C por célula de bateria de 2 Vc.c
Capacidade de abaixar tensão	Conversão para baixo de qualquer tensão de conjunto aceitável para qualquer tensão de bateria Exemplo: conjunto de 72 Vc.c. para bateria de 24 Vc.c.; conjunto de 60 Vc.c. para bateria de 48 Vc.c.
Saída de controle auxiliar programável	Sinal de saída de 12 Vc.c. que pode ser programado para diferentes aplicações de controle (máximo de 0,2 Ac.c.)

Fonte: Elaboração própria, a partir de OUTBACK POWER (2013).

### 1.3.3. Sistema de Armazenamento

O sistema de armazenamento é formado por dois bancos de baterias idênticos (BB-01 e BB-02), compostos cada um por 24 baterias de chumbo ácido (2 Vc.c./1.000 Ah), modelo 17TFS-1000, interligadas em série, totalizando 48 kWh de capacidade, os quais podem ser conectados em paralelo, duplicando assim a capacidade de armazenamento para 96 kWh. A Figura 1.16 apresenta a fotografia do banco de baterias e na Tabela 1.7 são apresentadas as especificações técnicas e elementos construtivos da bateria.

O sistema de armazenamento tem a função de suprir energia à carga geralmente em pequenos intervalos, tais como quando o grupo gerador a diesel estiver desligado, não sendo viável ligar e desligar o GGD em pequenos intervalos, e também quando a geração instantânea pelos sistemas com fontes renováveis estiver indisponível ou insuficiente para suprir a carga.

**Figura 1.16 – Sistema de armazenamento constituído por dois bancos de baterias.**



Fonte: Autoria própria.

**Tabela 1.7 – Dada técnicos da bateria Fulguris.**

Bateria Fulguris	Parâmetros	
Placa	TFS-125	
Vaso	VG-6	
Elemento	17TFS-1000-	
Tensão Nominal	2 V	
Tensão Máxima	2.2 V	
Capacidade	20 h	1.050 Ah
	10 h	1.000 Ah
	5 h	840 Ah
	3 h	720 Ah
	1 h	450 Ah
Resistência Interna	0,26 mΩ	
Dimensões	Comprimento	217 mm
	Largura	340 mm
	Altura	570 mm
Volume de eletrólito por elemento	21,5 litros	
Peso do elemento com eletrólito	83,5 kg	

Fonte: Elaboração própria, a partir de FULGURIS (1997).

### 1.3.4. Quadro de Distribuição e Comando e Sistema de Monitoração

O quadro de distribuição e comando (QDC), unidade fabricada pela SMA América, modelo *Multicluster Box* (MCB-12U) para *Sunny Island* 4548-US, é um sistema integrado de distribuição c.a. para os INVB, INVG e GGD, mantendo conexão com a minirrede que, no caso em questão, é vista pelo QDC como uma carga. A Figura 1.17 mostra o quadro instalado na sala da Central de Energia do laboratório do GEDAE.

**Figura 1.17 – Quadro de distribuição e comando *Multicluster Box*.**

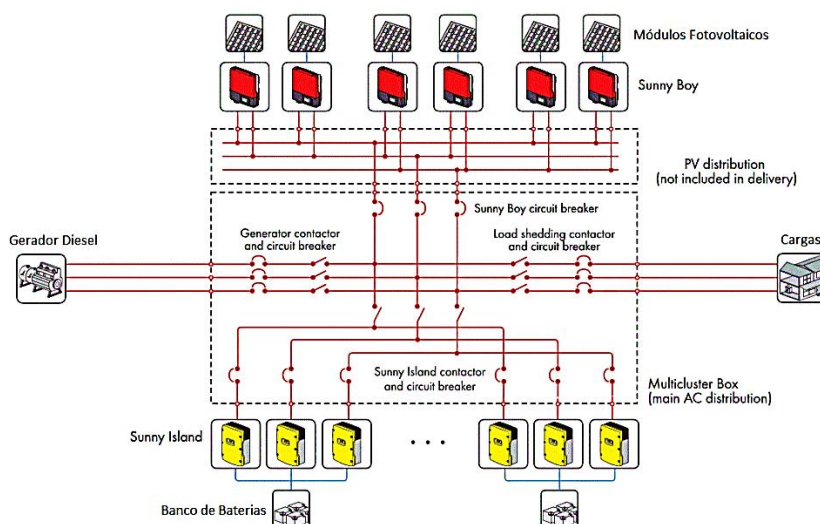


**Fonte: Autoria própria.**

A tensão nominal do barramento c.a. é de 120 V para as três fases; frequência nominal de 60 Hz, conexão com três *Sunny Island*, podendo chegar até doze, potência nominal de 110 kW e corrente de 3 x 300 A. Na Figura 1.18, mostra-se o esquema genérico de ligação dos componentes com o *multicluster*.



**Figura 1.18 – Esquemático de ligações do *Multicluster Box*.**



**Fonte: SMA AMERICA (2013). Adaptado.**

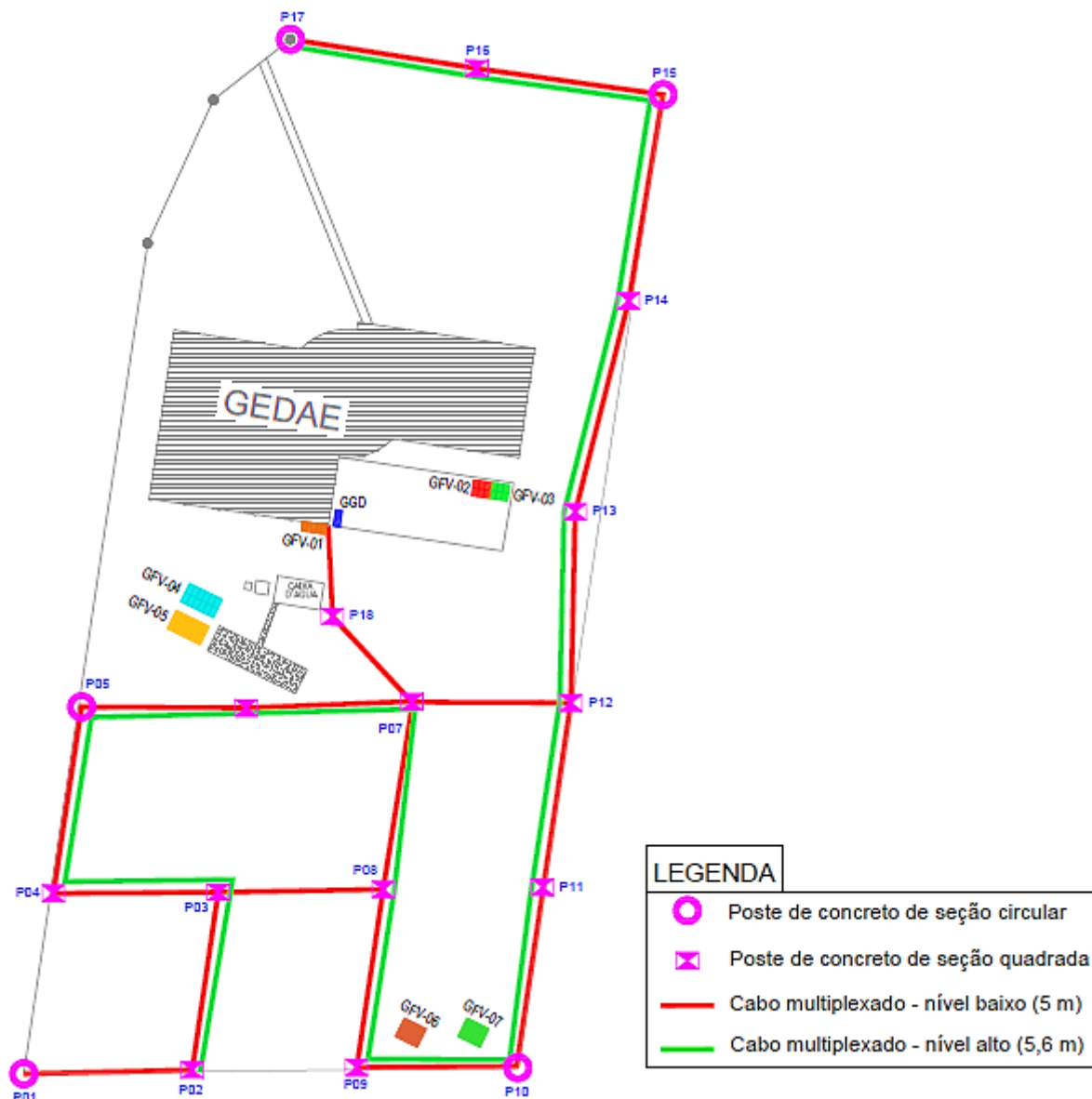
Atualmente, um sistema de monitoração (SM) acompanha o desempenho dos sistemas de geração conectados ao barramento c.a., através do uso de sensores e equipamentos de aquisição de dados da própria SMA. São estes, o *Sunny SensorBox* (em conjunto com o sensor de irradiância solar, sensor de temperatura da superfície posterior do módulo fotovoltaico, sensor de temperatura ambiente e anemômetro), destinado especificamente à aquisição de dados meteorológicos, e o *Sunny WebBox*, destinado à coleta e disponibilização de informações de operação do INV-B-01A (*master*), dos INVG e do próprio *Sunny SensorBox*. Ademais, o monitoramento/controle do sistema conectado diretamente no barramento c.c. dá-se por meio do *HUB 4* (gerenciador de comunicação) e o *MATE 3* (gerenciador e controle), interligados (cabearno CAT5 *Ethernet*/RJ45) aos controladores de carga, ambos do fabricante *OutBack*.

### 1.3.5. Minirrede de Distribuição de Energia

A minirrede de distribuição de energia elétrica abrange um comprimento linear de cerca de 1 km, distribuído em dois níveis de altura, podendo operar tanto no modo conectado à rede principal quanto isolado, além de ser adaptável em termos de sua topologia. Para tanto, a minirrede de distribuição trifásica, cuja tensão nominal é 220 V entre fases e 127 V entre fase e neutro, possui 18 postes de concreto armado de 7 m de altura, cabearno com cabos multiplexados de alumínio de 35 mm<sup>2</sup> com quatro condutores, sendo três fases e um neutro, seis chaves contadoras dispostas em pontos estratégicos, as quais, dependendo do modo de operação (*ON/OFF*), determinam as diferentes configurações de rede, como longa, curta, anel ou radial.

A Figura 1.19 apresenta um diagrama esquemático da topologia da minirrede de distribuição de energia elétrica no GEDAE, onde as cores verde e vermelha representam o nível mais alto e mais baixo, respectivamente.

**Figura 1.19 – Topologia da minirrede instalada no GEDAE.**



Fonte: CORRÊA (2017).

A seguir são descritos os elementos que constituem a minirrede:

- Postes

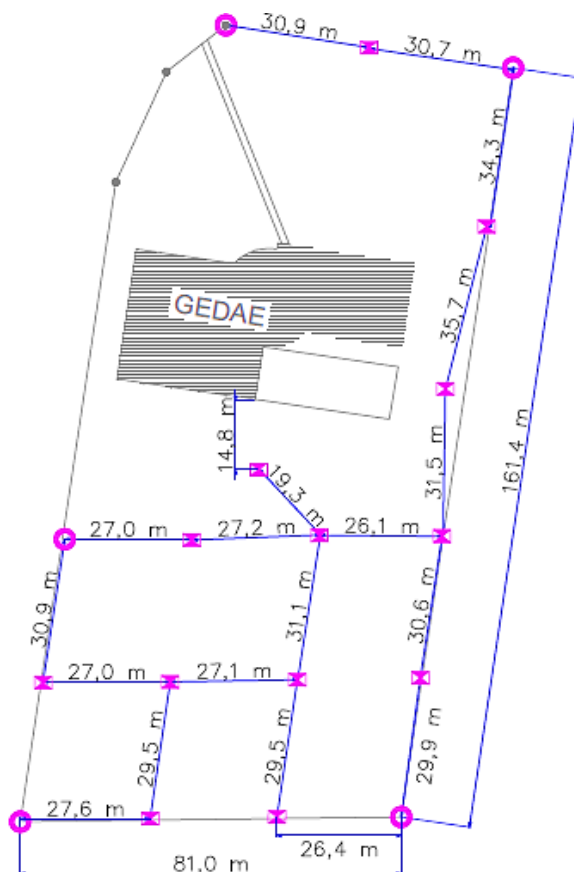
Os postes utilizados para suportar e conduzir os cabos da minirrede são feitos em estrutura armada de ferro e concreto, medindo 7 metros de altura, conforme observado na Figura 1.19. Na Figura 1.21 é possível observar que a alocação dos postes não segue um padrão regular de espaçamento, devido à irregularidade do terreno onde foram instalados.

Figura 1.20 – Poste de seção quadrada.



Fonte: VERÍSSIMO (2014).

Figura 1.21 – Espaçamento entre os postes da minirrede.



LEGENDA

- Poste de concreto de seção circular
- ⊠ Poste de concreto de seção quadrada

Fonte: CORRÊA (2017). Adaptado.

- Cabeamento

O cabeamento da minirrede é constituído por cabos multiplexados de alumínio com quatro condutores, três fases e um neutro. O tipo de cabo multiplexado é apresentado na Figura 1.22. Pode-se observar que os condutores das três fases possuem uma camada isolante e estão entrelaçados junto com um condutor nu de alumínio, o qual além de possuir a função de cabo neutro, serve também de sustentação dos demais.

**Figura 1.22 – Cabo multiplexado – quadruplex.**



**Fonte: ALUBAR (2016). Adaptado.**

Os dados técnicos do cabo multiplexado estão descritos na Tabela 1.8.

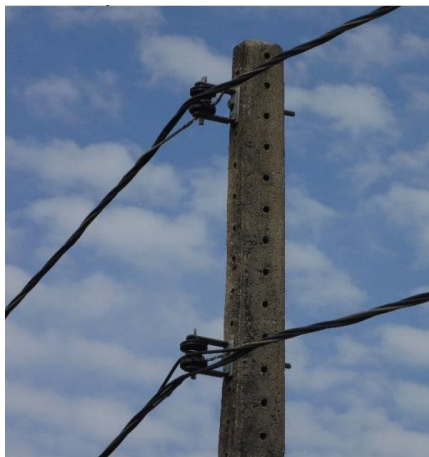
**Tabela 1.8 – Dados técnicos do cabo multiplexado.**

Cabo Multiplexados – Quadruplex			
Característica do Cabo	Fase	Seção (mm <sup>2</sup> )	35
		Tipo de encordoamento	Compactado
	Neutro	Isolação	XLPE
		Têmpera	H19
		Seção	35
		Tipo	CAL
Característica das Fases	Diâmetro do Condutor		7,00
	Espessura mínima de isolação (mm)		1,60
	Diâmetro do condutor isolado (mm)		10,20
Características do Neutro	Dados dos fios	Número de fios	7
		Diâmetro	2,50
	Diâmetro do Cabo (mm)	Nu	7,50
	Carga Mínima de Ruptura (kN)		10,6090
	Resistência elétrica (Ohm/km) em c.c. a 20 °C		0,967
Parâmetros do cabo completo	Diâmetro externo (mm <sup>2</sup> )		24,68
	Massa (kg/km)		501,16
	Capacidade de condução de corrente (A) a 40 °C		100
	Capacidade de condução de corrente (A) a 30 °C		116

**Fonte: ALUBAR (2016). Adaptado.**

Na Figura 1.19 pode-se observar que há trechos da minirrede com dois níveis de cabeamento. Isto permite um aumento na extensão da minirrede de forma considerável, a fim de simular uma rede de distribuição longa. Estes dois níveis estão espaçados um do outro, no plano vertical, por uma distância de 60 cm, conforme observado na Figura 1.23.

**Figura 1.23 – Espaçamento entre os níveis superior e inferior.**



Fonte: VERÍSSIMO (2014).

### **1.3.6. Cargas Elétricas**

Como cargas que podem ser atendidas pelo sistema híbrido, destacam-se as cargas prioritárias na edificação do GEDAE, que são os circuitos de iluminação e de tomadas/equipamentos para uso emergencial, as quais estão conectadas ao sistema híbrido por meio de uma chave de transferência. Esta, quando acionada, interliga as cargas do prédio ao barramento c.a. do sistema híbrido, desconectando-as do suprimento pela rede convencional de energia, resultando que a eletricidade provida do sistema híbrido de geração alimente essas cargas prioritárias.

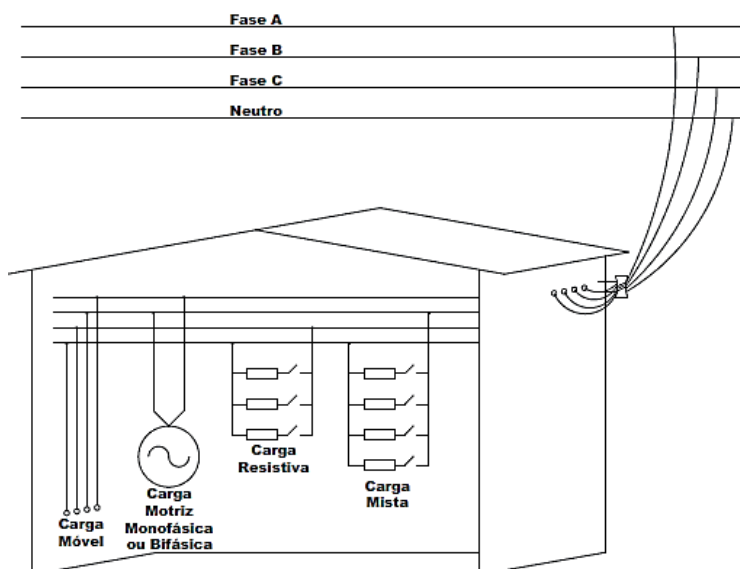
Ao longo da minirrede de distribuição estão instalados alguns pontos de carga, a fim de simular perfis de demanda de unidades consumidoras. Dentre os grupos de cargas a serem utilizadas, têm-se as cargas resistivas, mistas e motrizes.

Como exemplo de cargas resistivas, têm-se: lâmpadas incandescentes, ferro de passar roupa, chuveiro elétrico, aquecedores em geral, etc., enquanto para as cargas mistas têm-se: lâmpadas fluorescentes, computadores, televisores, eletrônicos em geral, etc. Por fim, como cargas motrizes, têm-se: refrigeradores, bombas hidráulicas, ventiladores, motores em geral, etc.

Para cada ponto de carga foram idealizadas minirresidências, denominadas de Minirresidências Idealizadas (MRI), responsáveis pelo abrigo dos quadros de carga. A Figura

1.24 apresenta um *layout* genérico deste abrigo, assim como as cargas nele instaladas, onde não necessariamente a distribuição das cargas diante das fases será dada da forma como está apresentada. As respectivas conexões são sujeitas a variações, vista a possibilidade de emular um sistema balanceado ou não.

**Figura 1.24 – Layout genérico de uma MRI contendo os diferentes tipos de cargas.**



Fonte: VERÍSSIMO (2014).

#### 1.4. Considerações Finais

Neste capítulo apresentou-se cada componente do sistema do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede, a fim de fornecer as características técnicas de operação. A modelagem matemática de cada componente que constitui o sistema do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede, em ambiente *Simulink/Matlab*, bem como a integração e validação dos modelos são apresentadas no capítulo seguinte.

## 2. MODELAGEM DOS SISTEMAS

As fontes renováveis de energia desempenham um papel cada vez mais importante nos modernos sistemas de geração distribuída de energia. Algumas fontes renováveis, como por exemplo a solar fotovoltaica e a eólica, já atingiram um estágio maduro de desenvolvimento.

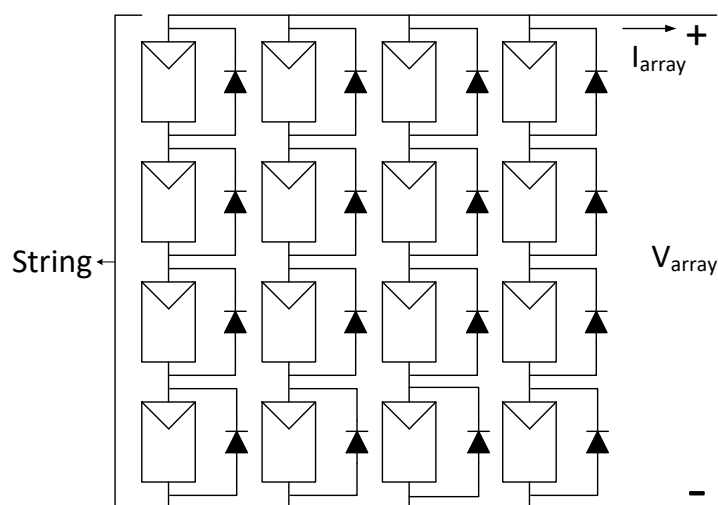
O objetivo deste capítulo é modelar os sistemas de geração de energia, bem como os dispositivos de condicionamento de potência, visando, posteriormente, à avaliação do seu funcionamento e à análise dos principais aspectos operacionais que influenciam na eficiência do processo de produção de energia elétrica.

Utiliza-se o ambiente *Simulink/Matlab* para a modelagem dos geradores, condicionadores de potência (como conversores c.c.-c.c. e inversores de tensão), bem como a minirrede de distribuição e as cargas do sistema híbrido.

### 2.1. Geradores Fotovoltaicos

Conforme Carvalho (2013), um gerador, ou arranjo, fotovoltaico (GFV) é uma estrutura que consiste de um determinado número de módulos conectados entre si, com o objetivo de fornecer energia elétrica para uma aplicação específica. Para aumentar a tensão, os módulos fotovoltaicos podem ser ligados em série, formando uma fileira (*string*). Por último, para aumentar a corrente as fileiras podem ser ligadas em paralelo, formando um arranjo, conhecido por gerador fotovoltaico. O número de módulos em série em cada fileira e o número de fileiras em paralelo são definidos em função da tensão e da corrente requeridas para o gerador, respectivamente, conforme observado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Estrutura de gerador fotovoltaico.



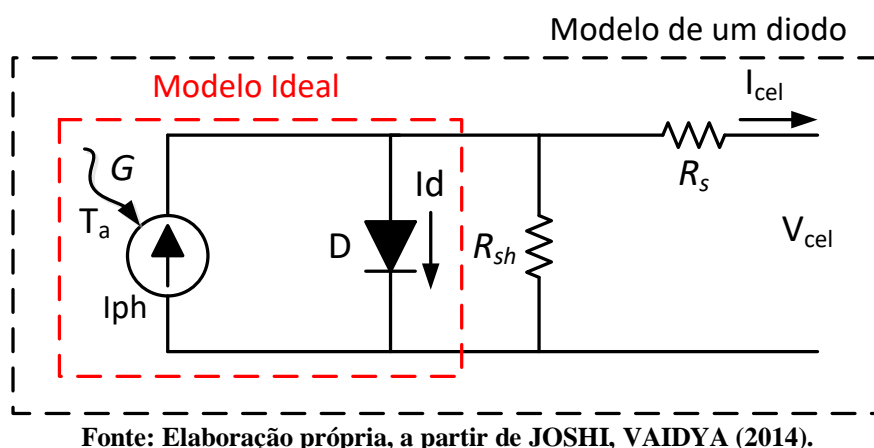
Fonte: Elaboração própria, a partir de CARVALHO (2013).

Para a modelagem do gerador fotovoltaico a compreensão do circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é a base para sua modelagem e, posteriormente, para a modelagem do módulo fotovoltaico, uma vez que este nada mais é do que o conjunto de células conectadas em série e/ou paralelo, a fim de se obter tensão e corrente desejáveis.

### 2.1.1. Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é o elemento básico para a conversão direta de irradiância solar em energia elétrica. O modelo matemático de um diodo é aplicável para representar células FV de silício, tendo-se uma fonte de corrente  $I_{ph}$  em paralelo com o diodo, uma resistência série  $R_s$ , e uma resistência shunt  $R_{sh}$ , como mostrado na Figura. 2.2 (JOSHI, VAIDYA, 2014; GAMBA, ROMERO, HERNÁNDEZ, 2015; RAMOS-HERNANZ et al., 2012; MOHAMMED, 2011; TARAK et al., 2012).

Figura 2.2 – Circuito equivalente de célula fotovoltaica.



Fonte: Elaboração própria, a partir de JOSHI, VAIDYA (2014).

A equação característica do modelo da célula FV, apresentada abaixo, é obtida mediante a aplicação da Lei das Correntes de *Kirchhoff* para o circuito equivalente de um diodo da Figura 2.2.

$$I_{cel} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

sendo  $I_{cel}$  a corrente de célula;  $I_{ph}$  a corrente fotogerada;  $I_d$  a corrente no diodo; e  $I_{sh}$  a corrente *shunt*.

A corrente fotogerada,  $I_{ph}$ , dada em amperes (A), depende diretamente da irradiância solar  $G$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) e da temperatura de célula  $T_c$  ( $^{\circ}\text{C}$ ), conforme mostra a Equação 2.2, onde  $I_{SC}$  (A) é a corrente de curto-circuito da célula,  $K_I$  ( $\text{mA}/^{\circ}\text{C}$ ) é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito,  $T_{ref}$  ( $^{\circ}\text{C}$ ) é a temperatura de referência da célula, e  $G_{ref}$  é igual  $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ .

$$I_{ph} = \frac{G I_{SC}}{G_{ref}} + K_I (T_c - T_{ref}) \quad (2.2)$$



A corrente de saturação reversa da célula,  $I_d$ , expressa na Equação 2.3, varia de acordo com a temperatura de célula, sendo  $I_{RS}$  a corrente de saturação reversa de referência da célula, expressa pela Equação 2.4,  $E_G$  a energia da banda proibida do semiconductor utilizado na célula,  $V_{oc}$  a tensão de circuito aberto,  $q$  é a carga do elétron, igual a  $1,602 \times 10^{-19}$  C, e  $k$  é a constante de Boltzmann, igual a  $1,381 \times 10^{-23}$ . De acordo com Tsai *et al.*, (2008),  $A$  é o fator de idealidade, que depende da tecnologia da célula FV, variando de acordo com o apresentado na Tabela 2.1.

$$I_d = I_{RS} \left( \frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \cdot \exp \left[ \frac{qE_G}{Ak} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (2.3)$$

$$I_{RS} = I_{SC} / \left[ \exp \left( \frac{qV_{oc}}{kAT_{ref}} \right) - 1 \right] \quad (2.4)$$

**Tabela 2.1 – Fator de idealidade ( $A$ ), dependente da tecnologia da célula FV.**

Tecnologia FV	$A$
Mono-Si	1,2
Poli-Si	1,3
Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H)	1,8
a-Si:H <i>tandem</i>	3,3
a-Si:H triplo	5,0
CdTe	1,5
CIS	1,5
Arseneto de Gálio (GaAs)	1,3

**Fonte: Elaboração própria, a partir de TSAI et al., (2008).**

Por último, pode-se calcular a corrente em paralelo,  $I_{sh}$ , por meio da Equação 2.5. Em alguns modelos a resistência em paralelo  $R_{sh}$  é considerada desprezível, mas neste trabalho esta variável é considerada. Em uma célula ideal,  $R_{sh}$  seria infinita e não proporcionaria um caminho alternativo para o fluxo de corrente, enquanto  $R_s$  seria zero e, assim, não existiria nenhuma queda de tensão antes da carga (VIDAL et al., 2013).

$$I_{sh} = \frac{(V_{cel} + R_s I_{cel})}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Substituindo as Equações 2.2, 2.3 e 2.5 na Equação 2.1 tem-se a Equação 2.6, que permite o cálculo dos parâmetros característicos de tensão e corrente de uma célula fotovoltaica. Contudo, esta não é uma equação que se possa resolver algebricamente, uma vez que a corrente de célula não pode ser isolada (SEGUEL, 2009).

$$I_{cel} = I_{ph} - I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{q}{AkT_c} (V_{cel} + R_s I_{cel}) \right) - 1 \right] - \frac{(V_{cel} + R_s I_{cel})}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

Para o cálculo destes parâmetros aplicados a um módulo FV real, composto somente pela associação de células em série, insere-se na Equação 2.6 um termo que representa o número de

células conectadas em série,  $N_s$ , resultando na Equação 2.7 (PRIEB, 2002). Os módulos FV baseados na tecnologia de silício cristalino, que são os mais comuns comercialmente, possuem suas células conectadas em série, o que faz a tensão do módulo ser um somatório das tensões de célula (BÜHLER, 2007). Isto ocorre em função da tensão de uma única célula ser baixa, da ordem de centenas de milivolts, e de sua corrente ser razoavelmente alta, da ordem de poucas unidades de amperes.

$$I_{mod} = I_{ph} - I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{q}{N_s A k T_c} (V_{mod} + R_s I_{mod}) \right) - 1 \right] - \frac{(V_{mod} + R_s I_{mod})}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

#### 2.1.1.1. Cálculo das Resistências Série e Paralelo

Nos manuais dos fabricantes de módulos fotovoltaicos geralmente não são fornecidos os parâmetros  $R_s$  e  $R_{sh}$ . Na prática, as resistências  $R_s$  e  $R_{sh}$  influenciam na tensão e na corrente de operação do módulo fotovoltaico, respectivamente.

Diante disso, é necessário utilizar algoritmos matemáticos que realizem cálculos com sucessivas iterações, como por exemplo os usados nos trabalhos de EL-TAYYAN, (2013), e SUMATHI *et al.*, (2015), contendo algoritmos para determinar esses parâmetros (Anexo A).

O algoritmo possui como objetivo determinar as resistências  $R_s$  e  $R_{sh}$ , e  $I_{ph,n}$ , que fazem o pico da curva I x V do modelo coincidir com o pico experimental ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ). A Equação 2.8 é sucessivamente resolvida até que a condição  $P_{max,m} = P_{max,e}$  seja satisfeita com um erro tolerável. A Equação 2.9, mostra que para todo valor de  $R_s$  há um valor correspondente de  $R_{sh}$ . A cada iteração é atualizado o valor de  $R_s$  e  $R_{sh}$  em direção à melhor solução do modelo.

$$P_{max,m} = V_{mp} \left\{ I_{ph} - I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{q}{N_s A k T_c} (V_{mp} + R_s I_{mp}) \right) - 1 \right] - \frac{(V_{mp} + R_s I_{mp})}{R_{sh}} \right\} = P_{max,e} \quad (2.8)$$

$$R_{sh} = \frac{V_{mp}(V_{mp} + R_s I_{mp})}{\left\{ V_{mp} I_{mp} - V_{mp} I_{sat} \exp \left[ \frac{(V_{mp} + R_s I_{mp}) q}{N_s A k T_c} \right] - V_{mp} I_{sat} - P_{max,e} \right\}} \quad (2.9)$$

A Equação 2.10 é introduzida no algoritmo e calculada em cada iteração ( $n$ ) com o objetivo de tornar mais realista o modelo, calculando a corrente fotogerada,  $I_{ph,n}$ , a partir da corrente de curto-circuito. O valor inicial de  $R_s$  pode ser iniciado com um valor nulo (SUMATHI *et al.*, 2015).

$$I_{pv,n} = \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} I_{sc,n} \quad (2.10)$$

A Equação 2.11 determina o valor mínimo de  $R_{sh}$ , que é o coeficiente angular do segmento da reta traçada entre os pontos de máxima potência e de curto-circuito. Embora  $R_{sh}$  ainda seja

desconhecido, sendo certamente maior que  $R_{sh,min}$ , este último ainda assim é uma boa estimativa inicial do valor de  $R_{sh}$ .

$$R_{sh,min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (2.11)$$

### 2.1.2. Modelagem da Temperatura de Célula

Como a temperatura de célula do módulo fotovoltaico é fundamental para a estimativa da produção energética de um sistema fotovoltaico (FV), faz-se necessário calculá-la com base nas condições ambientais e em outras variáveis, de forma a garantir um alto nível de confiabilidade ao modelo.

De acordo com Ferreira *et al.*, (2014), em determinadas aplicações, principalmente naquelas sujeitas a maiores variações de temperatura em função de agentes externos, a utilização de modelos mais complexos, que utilizam um maior número de variáveis, pode se justificar, por apresentarem resultados mais precisos e confiáveis em uma instalação em particular. Estas situações são bastante verificadas em recentes instalações de sistemas fotovoltaicos integrados à edificação (BIPV, sigla em inglês para *Building Integrated Photovoltaics*), quando a decisão pelo tipo de instalação não deve ser baseada somente em aspectos estéticos, mas principalmente no desempenho energético, uma vez que a principal finalidade de um sistema FV é a geração de eletricidade. Dentre os modelos apresentados em Ferreira *et al.*, (2014), o modelo escolhido é o apresentado por King et al. (2004), que é um modelo utilizado para fins de avaliação de desempenho de módulos FV, desenvolvido no Laboratório Nacional da Sandia, nos Estados Unidos, e que relaciona a temperatura da face posterior do módulo ( $T_m$ ) com a irradiância solar  $G$  ( $W/m^2$ ), a temperatura ambiente  $T_a$  ( $^{\circ}C$ ) e a velocidade do vento  $V_v$  (m/s). Além disso, dois coeficientes ( $a$  e  $b$ ), determinados empiricamente, e uma estimativa da diferença entre a temperatura de célula e da face posterior do módulo ( $\Delta T$ ) são usados neste modelo, representado pelas Equações (2.12) e (2.13).

$$T_m = G\{e^{a+bV_v}\} + T_a \quad (2.12)$$

$$T_c = T_m + \frac{G}{G_{ref}} \Delta T \quad (2.13)$$

A variável  $G_{ref}$  é a irradiância de referência, igual a  $1.000 W/m^2$ ,  $a$  é o coeficiente de limite máximo de temperatura do módulo a baixas velocidades de vento e a altas irradiâncias, e  $b$  a taxa que determina a redução de temperatura à medida que a velocidade de vento aumenta (KING *et al.*, 2004). Os coeficientes são obtidos da Tabela 2.2 e variam para diferentes tipos de encapsulamento do módulo e configurações de instalação. O modelo considera desde situações mais comuns, como módulos com encapsulamento vidro-célula-polímero, instalados

em estrutura aberta com ambas as superfícies expostas à circulação do ar, até instalações mais recentes, com as superfícies posteriores dos módulos não expostas a ventilação, típicas de BIPV.

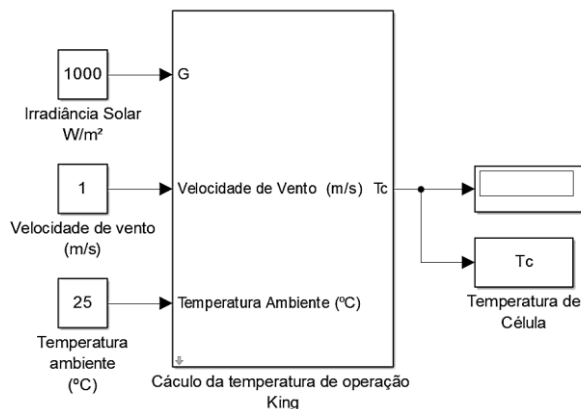
**Tabela 2.2 – Coeficientes, determinados empiricamente, utilizados para prever a temperatura da face posterior do módulo em função da irradiância solar, da temperatura ambiente e da velocidade de vento.**

Tipo de Encapsulamento	Instalação	$a$	$b$	$\Delta T$ (°C)
Vidro/Célula/Vidro	Estrutura aberta	-3,47	-0,0594	3
Vidro/Célula/Vidro	Montagem próxima do telhado	-2,98	-0,0471	1
Vidro/Célula/Folha de polímero	Estrutura aberta	-3,56	-0,0750	3
Vidro/Célula/Folha de polímero	Com superfície posterior não exposta a ventilação	-2,81	-0,0455	0
Polímero/Filme fino/Aço	Estrutura aberta	-3,58	-0,1130	3
22 X Concentrador Linear	Rastreador	-3,23	-0,1300	13

Fonte: Elaboração própria, a partir de KING *et al.*, (2004).

Com base nas equações apresentadas anteriormente, modela-se a correção da temperatura de célula, onde a mesma depende de três parâmetros de entrada, conforme observado na Figura 2.3.

**Figura 2.3 – Modelo no *Simulink* da correção da temperatura de célula.**



**Fonte: Elaboração própria.**

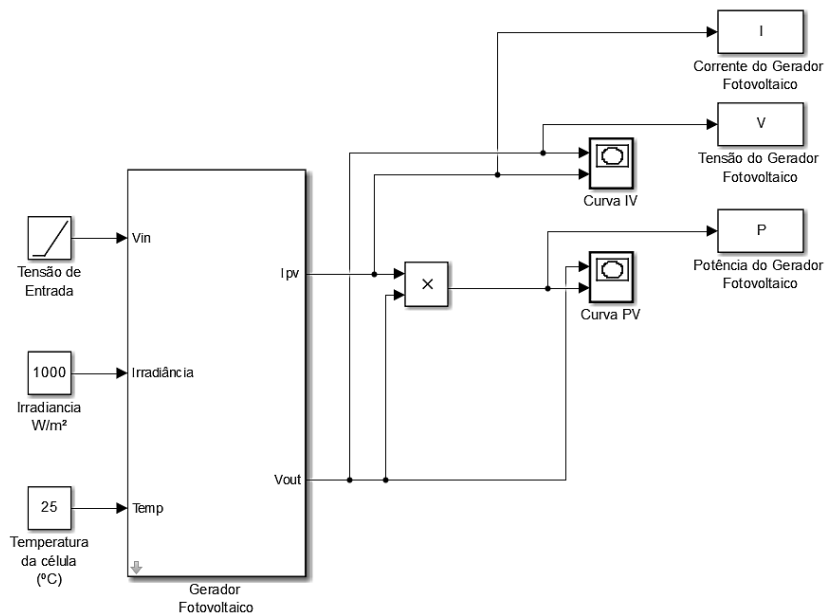
### 2.1.3. Modelagem Computacional dos Geradores Fotovoltaicos no Ambiente *Simulink/Matlab*

Como as condições operacionais reais dos módulos fotovoltaicos variam consideravelmente com os parâmetros climáticos, os fabricantes consideram algumas condições padrão de teste (*Standart Test Conditions – STC*) para apresentar as características elétricas nominais dos módulos. Os dados de STC são 1.000 W/m<sup>2</sup> de irradiância solar, temperatura de célula de 25 °C e massa de ar igual a 1,5 (TAVARES, 2009). Para a simulação dos geradores fotovoltaicos foram utilizados módulos das fabricantes *Yingli*, *Sunpower* e *Kyocera*, cujas características foram apresentadas no capítulo anterior.

Uma das formas mais comuns de se representar eletricamente um módulo fotovoltaico é por meio da curva característica de tensão-corrente (curva I-V) (CARVALHO, 2013). Inicialmente, a modelagem dos geradores fotovoltaicos consiste basicamente na obtenção das curvas I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos que correspondem a cada GFV, de forma a compará-las com as curvas fornecidas por seus respectivos fabricantes, com o objetivo de validar o modelo apresentado na secção anterior.

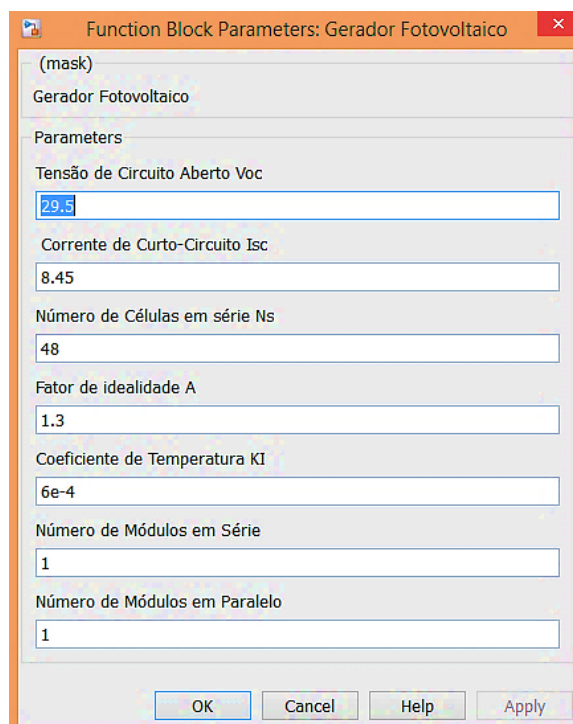
Com base nas equações citadas anteriormente foi implementado em ambiente *Simulink/Matlab* o modelo proposto do módulo fotovoltaico, conforme observado na Figura 2.4. Os parâmetros de entrada do modelo são irradiância solar e temperatura de célula, além de uma tensão de entrada ( $V_{in}$ ), representada por um degrau, artifício utilizado para obtenção das curvas I-V e P-V (FERREIRA *et al.*, 2017(a); FERREIRA *et al.*, 2017(b)). O modelo proposto também depende de sete parâmetros de entrada, que são encontrados na folha de dados (*datasheet*) dos fabricantes, conforme mostrado na Figura 2.5.

**Figura 2.4 – Modelo no *Simulink* do módulo ou gerador FV.**



**Fonte: Elaboração própria.**

**Figura 2.5 – Parâmetros de entrada do modelo proposto do módulo FV.**



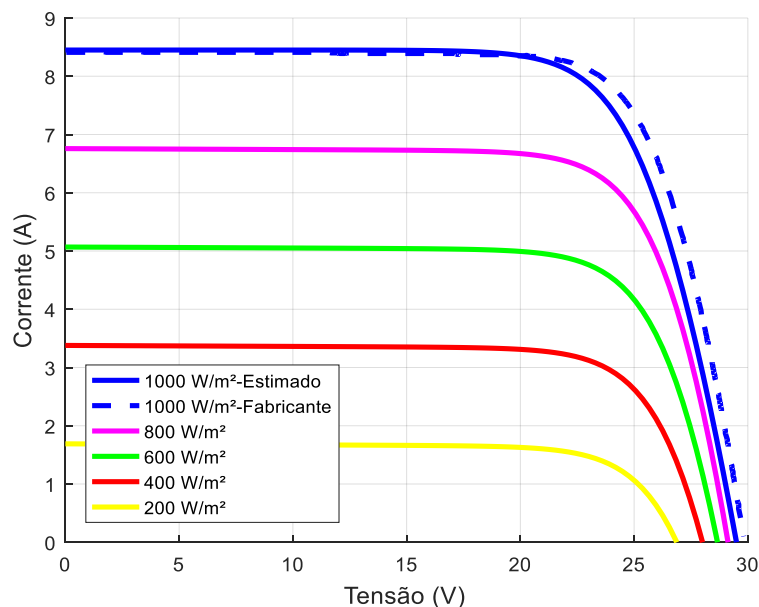
**Fonte: Simulink/Matlab.**

#### 2.1.3.1. GFV-01

O GFV-01 possui uma capacidade instalada de 925 Wp. Esta potência tem origem nos 5 módulos ligados em série, da fabricante *Yingli Solar*, modelo YL 185 P – 23b, de 185 W<sub>p</sub> cada. Nas Figuras 2.6 e 2.7 são apresentadas as curvas I-V e P-V, respectivamente, do módulo da

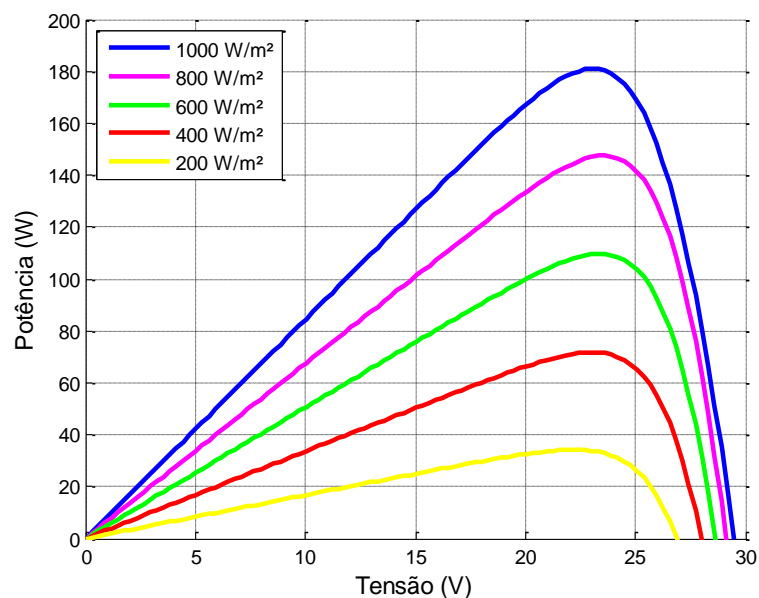
*Yingli* estimadas pelo modelo. Nos gráficos da Figura 2.6 adicionou-se a curva I-V fornecida pelo fabricante na STC.

**Figura 2.6 – Curva I-V com temperatura de célula constante e igual a 25 °C e irradiância variável, para o modelo YL 185 P-23b.**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 2.7 – Curva P-V com temperatura da célula constante em 25 °C e irradiância variável, para o modelo YL 185 P-23b (curvas obtidas pelo modelo).**



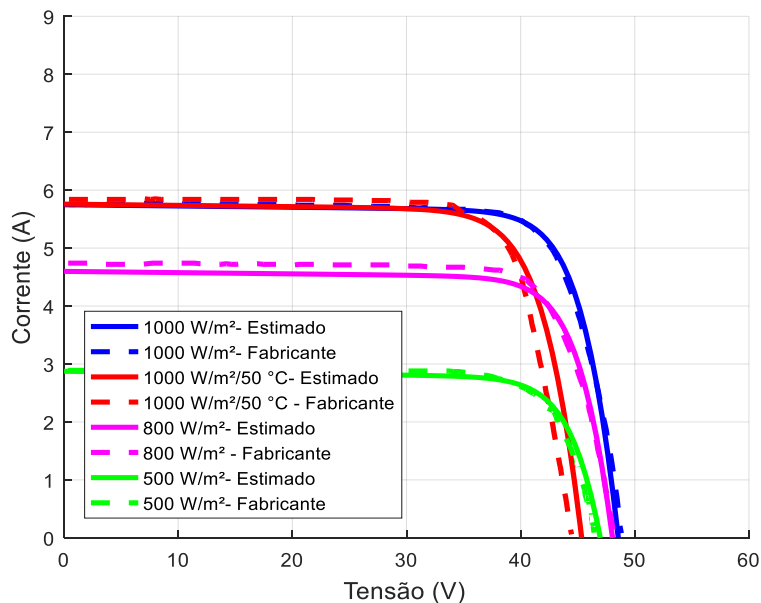
Fonte: Elaboração própria.

### 2.1.3.2. GFV-02 e GFV-03

Os GFV-02 e 03 possuem uma capacidade instalada de 1,1 kWp, cada. Esta potência tem origem nos 5 módulos ligados em série, da fabricante *Sunpower*, modelo APR-220-BLK-U, de

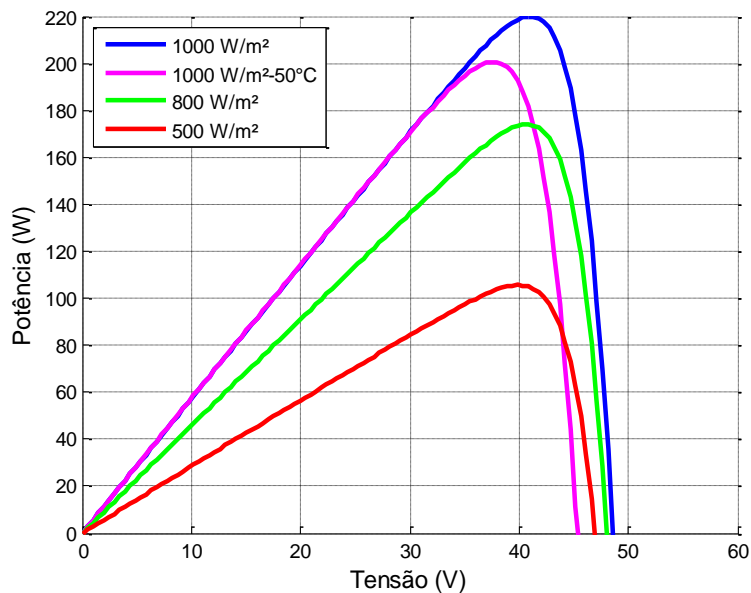
220  $W_p$  cada. Nas Figuras 2.8 e 2.9 são apresentadas as curvas I-V e P-V, respectivamente, para o módulo da *Sunpower*. As curvas I-V obtidas pelo modelo são comparadas com a curva obtida das especificações do fabricante.

**Figura 2.8 – Curva I-V com temperatura de célula constante e igual a 25 °C (um caso para 50 °C) e irradiância variável, para o modelo SPR-220-BLK-U.**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 2.9 – Curva P-V com temperatura da célula constante em 25 °C (um caso para 50 °C) e irradiância variável, para o modelo SPR-220-BLK-U.**



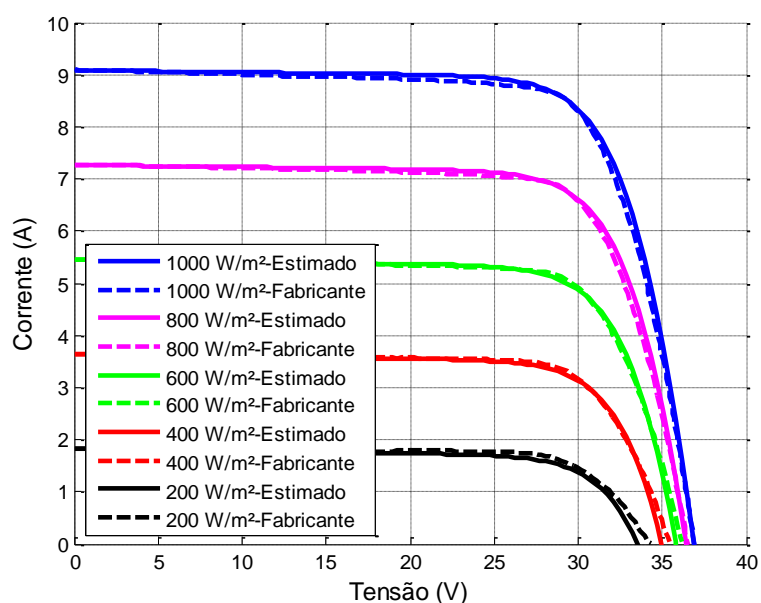
Fonte: Elaboração própria.



## 2.1.3.3. GFV-04, GFV-05, GFV-06 e GFV-07.

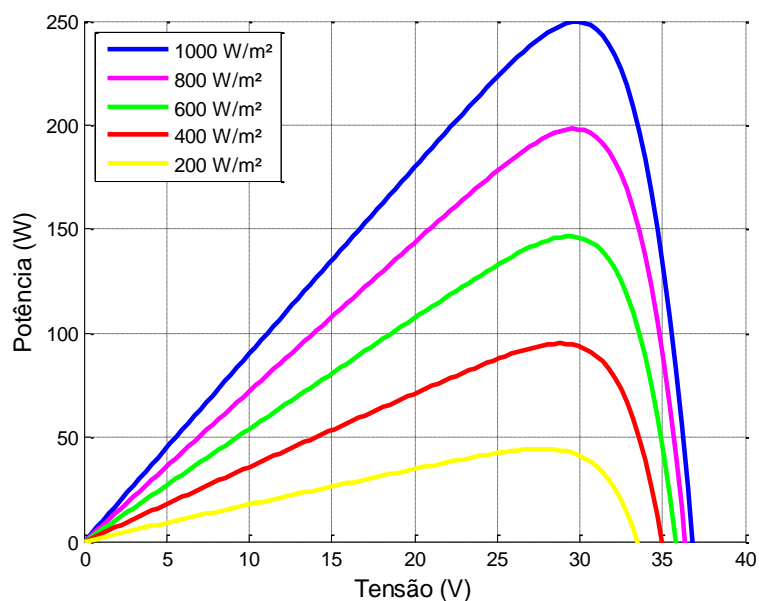
Os GFV-04 e 05 possuem uma capacidade instalada de 3 kWp, cada, que resulta de 12 módulos formando três *string's* em paralelo, sendo que cada *string* consiste de 4 módulos ligados em série. Os GFV-06 e 07 possuem capacidade de 2 kWp, cada, que resulta de 8 módulos conectados em série do fabricante *Kyocera*, modelo KD250GH-4FB2, de 250 W<sub>p</sub>, cada. Nas Figuras 2.10 e 2.11 são apresentadas as curvas I-V e P-V, do módulo da *Kyocera*, respectivamente. As curvas I-V obtidas pelo modelo são comparadas com as curvas obtidas da folha de dados do fabricante.

**Figura 2.10 – Curva I-V com temperatura de célula constante e igual a 25 °C e irradiância variável, para o modelo KD250GH-4FB2.**



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 2.11 – Curva P-V com temperatura da célula constante em 25 °C e irradiância variável, para o modelo KD250GH-4FB2.**



Fonte: Elaboração própria

Para obtenção da curva I-V do fabricante, utilizou-se o programa *Web Plot Digitizer*, que retira os pontos da imagem da curva e gera um conjunto de dados. Nas Figuras 2.6, 2.8 e 2.10 nota-se um desvio nas curvas I-V estimada e fornecida nas especificações do fabricante, que pode ser provocado pela forma de obtenção dos pontos da curva do fabricante.

## 2.2. Grupo Gerador a Diesel

O grupo gerador a diesel (GGD) é amplamente utilizado como sistema de emergência em hospitais, teatros, grandes lojas, supermercados, edifícios residenciais ou comerciais e instalações industriais, dentre outros. Também são muito utilizados em locais remotos, onde a distância e o custo são fatores determinantes para a ausência de linhas transmissão e redes de distribuição de energia.

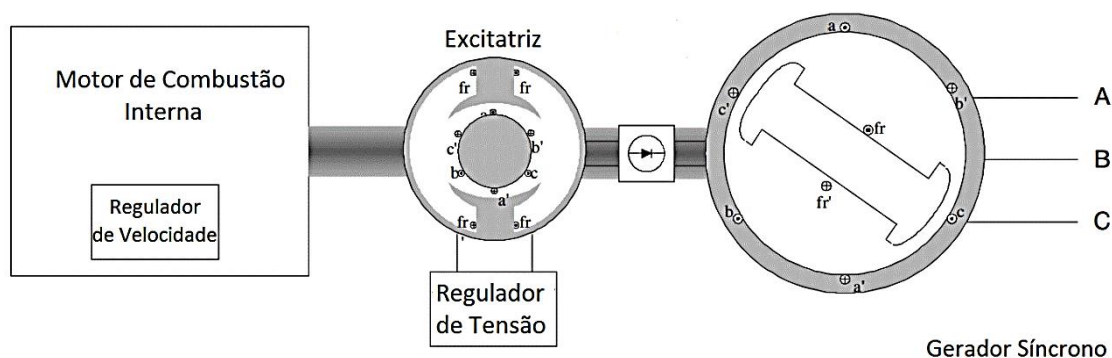
Em aplicações de GD, com potências inferiores a 300 kW, é muito comum encontrar GGD equipados com geradores síncronos (sem conversores eletrônicos de potência), devido à relativa facilidade em satisfazer os requisitos mínimos das concessionárias para interligação destes geradores síncronos (TUDORACHE, ROMAN, 2010; RAJASEKARAN *et al.*, 2012). No entanto, em sistemas elétricos com a capacidade de operar de forma ilhada da rede convencional (como é o caso das MR), existe muitas vezes a necessidade de se controlar tensão e frequência.

O grupo gerador a diesel converte a energia de combustíveis (diesel ou biodiesel) em energia mecânica, por meio de um motor de combustão interna, e depois em energia elétrica,

geralmente por meio de um gerador síncrono. O modelo proposto do GGD é constituído por um motor de combustão interna a diesel, um gerador síncrono, e pelos sistemas de regulação de tensão e velocidade (PACHORI, SUHANE, 2014; TUDORACHE, ROMAN, 2010; RAJASEKARAN *et al.*, 2012).

Um GGD é geralmente constituído por um motor a diesel diretamente acoplado a um gerador síncrono (GS), conforme observado na Figura 2.12. O modelo dinâmico completo do GGD requer a modelagem do motor a diesel com controle de velocidade e um GS com controle de tensão e embreagem entre o GS e o motor a diesel.

**Figura 2.12 – Estrutura típica de um grupo gerador a diesel.**



**Fonte: KRISHNAMURTHY, JAHNS, LASSETER (2008). Adaptado.**

### 2.1.1. Motor a Diesel

O motor a diesel é constituído de um motor de combustão interna e um regulador de velocidade. O regulador desempenha um papel importante em manter a velocidade constante durante toda a sua operação e, por sua vez, da geração de energia, ajustando o fluxo de combustível para o motor, a fim de controlar o torque de saída de modo que a energia necessária seja gerada para atender a demanda de carga (FAHMY, 2014; RAJASEKARAN *et al.*, 2012).

Do ponto de vista do sistema de controle, um motor a diesel pode ser considerado como um sistema de realimentação de velocidade. Depois que o operador dá um comando de velocidade, por meio do ajuste da configuração do regulador, o regulador do motor, que também está trabalhando como um sensor reconhece a diferença entre a velocidade real e a velocidade desejada e regula o fornecimento de combustível para manter a rotação do motor no valor desejado (MOHAMED, 2006).

Com base nas informações acima, modelou-se em ambiente *Simulink/Matlab* o motor a diesel por meio de uma função de transferência, no domínio da frequência  $s$ , definindo os polinômios do numerador e denominador. O modelo do motor a diesel combina o motor de

combustão interna com um regulador. O regulador inclui um controlador de velocidade e um atuador. O regulador e as funções de transferências do atuador são expressos a seguir.

O modelo do motor a diesel consiste em uma função de transferência de segunda ordem, relacionando o consumo de combustível com a potência mecânica da máquina. O modelo também apresenta um pequeno tempo de atraso associado com o tempo médio entre cada ignição. A função de transferência da máquina é conforme a Equação 2.14 (FAHMY, 2014; LUO *et al.*, 2011; SUJITH, RAMESH, 2015; TANEJA, 2011).

$$H(s) = \frac{N(s)}{D(s)} T_d \quad (2.14)$$

$$T_d = e^{-ts} \quad (2.15)$$

sendo  $N(s)$  e  $D(s)$  polinômios reais em  $s$ , e  $\tau$  o tempo de atraso, (“*dead-time delay*”) em segundos. As funções de transferência do regulador e do atuador podem ser expressas pelas Equações 2.16 e 2.17, respectivamente.

$$H_r(s) = \frac{k_r(1+T_{r3}s)}{(1+T_{r1}s+T_{r3}s^2)} \quad (2.16)$$

$$H_a(s) = \frac{(1+T_{a1}s)}{s(1+T_{a2}s)+(T_{a3}s)} \quad (2.17)$$

onde,  $k_r$  é o ganho do regulador,  $T_{r1}$ ,  $T_{r2}$  e  $T_{r3}$  são as constantes de tempo do regulador, e  $T_{a1}$ ,  $T_{a2}$  e  $T_{a3}$  são as constantes de tempo do atuador. Os valores numéricos desses parâmetros são listados na Tabela 2.3.

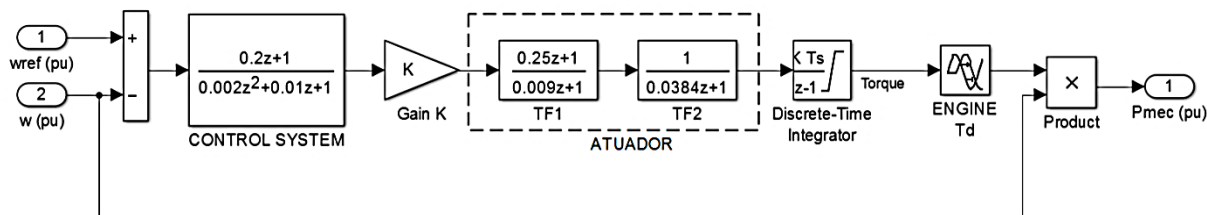
**Tabela 2.3 – Valores dos parâmetros do modelo do motor a diesel.**

Parâmetros	Valor numérico
$T_{r1}$ , $T_{r2}$ e $T_{r3}$	0,01; 0,002 e 0,2
$T_{a1}$ , $T_{a2}$ e $T_{a3}$	0,25; 0,009 e 0,0384
$k_r$	40
Tempo de atraso do motor ( $\tau$ )	0,024

**Fonte: FAHMY (2014).**

Os principais componentes do modelo do motor a diesel em ambiente *Simulink/Matlab* consistem do regulador, do atuador e do bloco de atraso, conforme mostrado na Figura 2.13. O regulador é utilizado para verificar o erro do estado estacionário da velocidade, o atuador, juntamente com o ganho  $K$  representa o fluxo de combustível para o motor, enquanto que a constante de tempo  $T_s$  e o integrador são utilizados para o controle da posição do pistão do motor (RAJASEKARAN *et al.*, 2012).

Figura 2.13– Diagrama de blocos do modelo do motor diesel.



Fonte: Elaboração Própria.

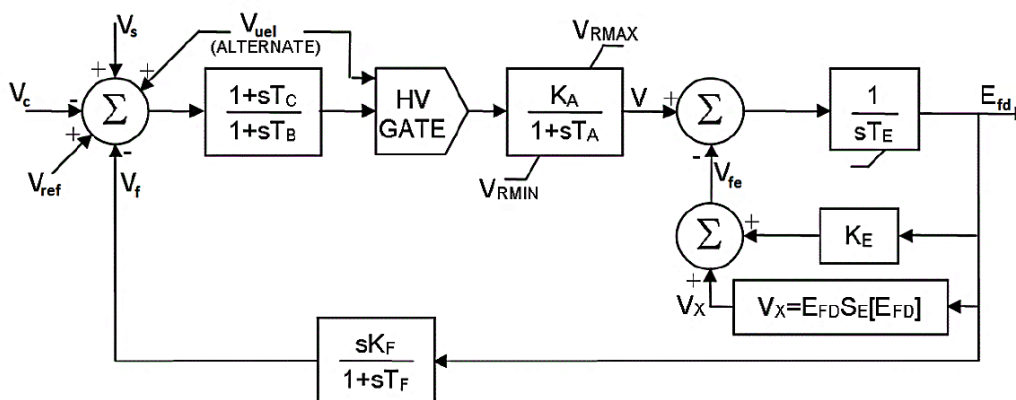
O controlador utilizado fornece uma resposta rápida na inicialização e recuperação rápida da velocidade durante a variação da carga.

### 2.1.2. Sistema de Excitação

O excitador, ou regulador automático de tensão (AVR), é responsável por controlar a corrente dos enrolamentos de campo do rotor, o que afeta diretamente a tensão do terminal do gerador (JANSSEN *et al.*, 2014).

O diagrama de blocos do modelo do sistema de excitação é modelado a partir de um controlador PI, de um ganho  $K_E$  e uma constante de tempo  $T_E$ . A saída do excitador é a tensão de campo do gerador  $E_{fd}$ , que é aplicada na entrada correspondente do modelo do gerador síncrono. Um sinal obtido a partir da tensão de campo é normalmente utilizado para proporcionar a estabilização do sistema de excitação,  $V_f$ , por meio da realimentação com o ganho  $K_f$ , e constante de tempo  $T_f$ , conforme observado na Figura 2.14 (CUCULIÉ, CELIE, PRENE, 2016; TANEJA, 2011).

Figura 2.14 – Diagrama de blocos do modelo do sistema de excitação.

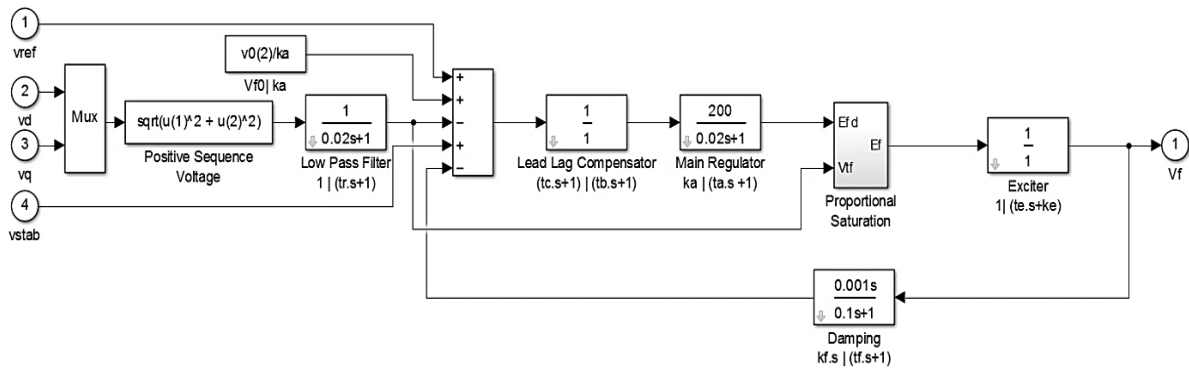


Fonte: TANEJA (2011). Adaptado.

Os limites são frequentemente aplicados sobre o nível de excitação, a fim de proteger a armação da máquina e os enrolamentos do superaquecimento (JANSSEN *et al.*, 2014). O

sistema de excitação simulado em ambiente *Simulink/Matlab* pode ser observado na Figura 2.15.

Figura 2.15 – Diagrama de blocos do modelo do sistema de excitação em ambiente *Simulink/Matlab*.

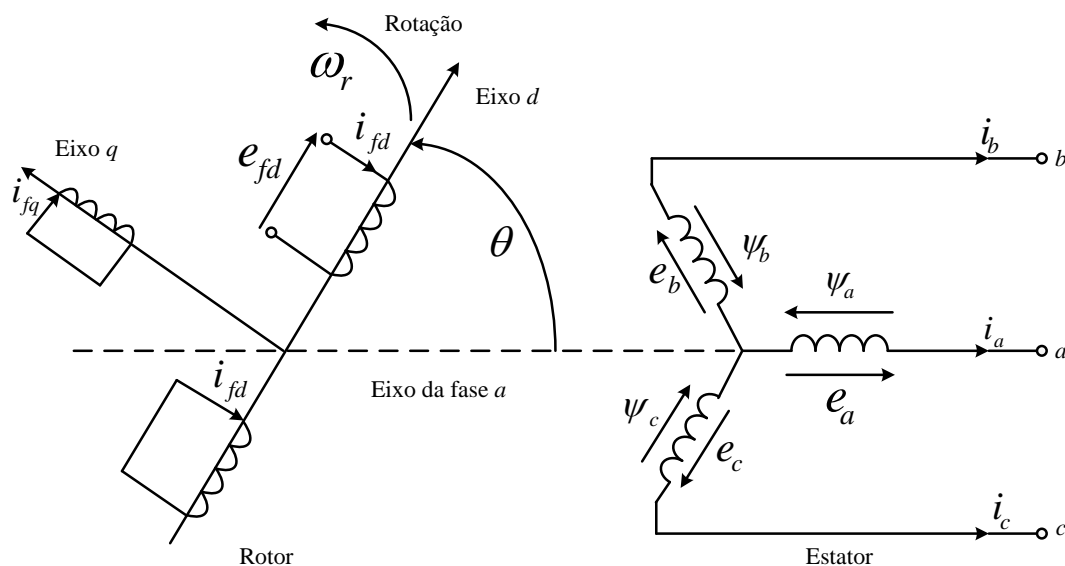


Fonte: Elaboração Própria.

### 2.1.3. Gerador Síncrono

O circuito do estator consiste dos enrolamentos trifásicos da armadura onde circulam correntes alternadas. O circuito do rotor é composto pelos enrolamentos de campo e amortecedores, estando o enrolamento de campo ligado a uma fonte c.c. O circuito considera a máquina como gerador, sendo o sentido positivo da corrente saindo do estator. O sentido das correntes de campo e dos enrolamentos amortecedores é entrando na máquina (FERNANDES, 2005).

Figura 2.16 – Circuitos do estator e rotor da máquina síncrona.



Fonte: Elaboração própria, a partir FERNANDES (2005).

Na Figura 2.38,  $a, b, c$  são as fases dos enrolamentos do estator,  $f_d$  o enrolamento de campo,  $k_d$  o circuito amortecedor do eixo  $d$ ,  $k_q$  o circuito amortecedor do eixo  $q$ ,  $\theta$  o ângulo que o eixo  $d$  está adiantado do eixo magnético da fase  $a$ , em radianos elétricos por segundo.

O ângulo  $\theta$  está relacionado com a velocidade angular do rotor pela Equação 2.18:

$$\theta = \omega_r t \quad (2.18)$$

em que:

$t$  é o tempo;

$\omega_r$  é a velocidade angular do rotor.

Além do grande número de parâmetros envolvidos, as variações das indutâncias do estator com a posição do rotor tornam bastante complexas as equações da máquina síncrona. As variações nas indutâncias são causadas pela variação na permeância do caminho do fluxo magnético, devido à não uniformidade do entreferro (FERNANDES, 2005).

O modelo do gerador síncrono utilizado no ambiente *Simulink/Matlab* no *toolbox SimPowerSystems* pode ser dividido em duas partes: mecânica e elétrica.

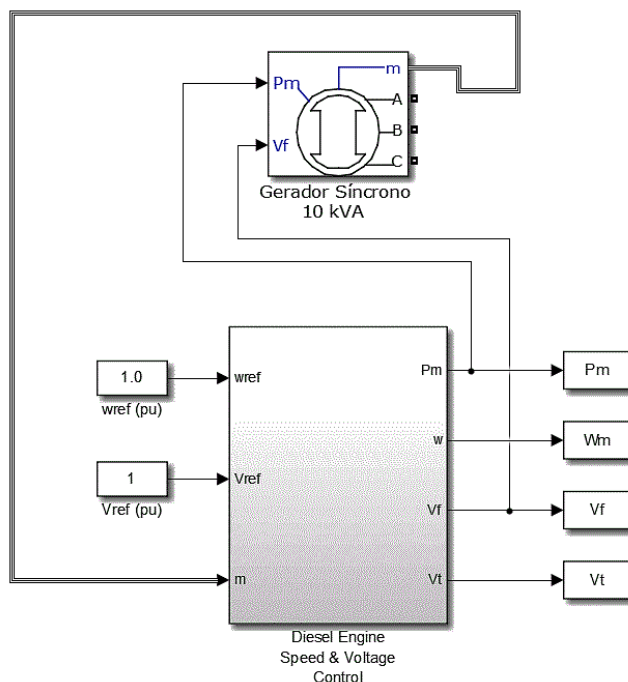
A parte mecânica do modelo do gerador síncrono refere-se à velocidade angular mecânica do rotor ( $\omega$ ) para a constante de inércia ( $H$ ), o torque mecânico ( $T_m$ ), o torque elétrico ( $T_e$ ), e o coeficiente de amortecimento do rotor ( $F$ ), conforme observado na Equação 2.19.

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_e - T_m - F\omega) \quad (2.19)$$

#### 2.1.4. Simulação

A representação do diagrama de blocos do grupo gerador a diesel, conforme observado na Figura 2.17, consiste principalmente em um motor a diesel acoplado a um gerador síncrono. Os reguladores associados ao GGD asseguram as operações de velocidade constante a valores predefinidos (SUJITH, RAMESH, 2015).

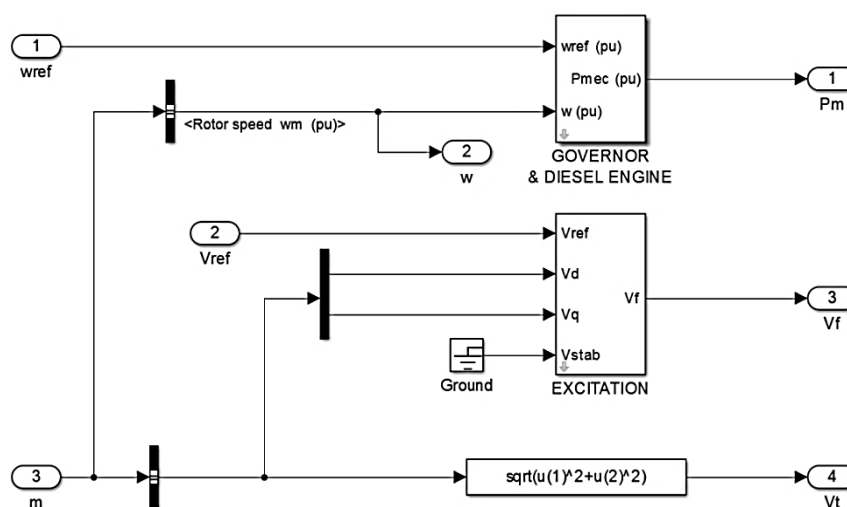
Figura 2.17 – Modelo do grupo gerador com regulador de tensão e velocidade.



Fonte: Elaboração Própria.

As variáveis analisadas em função do tempo do gerador a diesel são: a potência mecânica ( $P_m$ ), a tensão de excitação ( $V_f$ ), a tensão no terminal do gerador ( $V_t$ ) e a velocidade mecânica ( $W\omega$ ). Por meio de uma velocidade e tensão de referência em 1 pu ( $w_{ref}$  e  $V_{ref}$ ) é realizado o controle da tensão de excitação e da velocidade mecânica por meio de uma malha de controle do motor a diesel, buscando manter a frequência e a tensão do gerador síncrono constantes. Na Figura 2.18 pode-se observar o diagrama de blocos do subsistema do grupo gerador a diesel.

Figura 2.18 – Diagrama de blocos do motor a diesel, do regulador, e da excitação.



Fonte: Elaboração Própria.



O sistema utilizado nas simulações consiste de um grupo gerador do fabricante *Leon Heimer*, que pode operar nos modos isolado ou conectado à rede de distribuição de energia elétrica. O grupo gerador é constituído por um motor de combustão interna a diesel e um gerador síncrono trifásico de polos salientes, com potência emergencial (*stand-by*) de 12 kVA e de potência contínua (*prime*) de 10 kVA, tensão de 220 V fase-fase e 127 V fase-neutro, fator de potência de 0,8 e frequência de operação de 60 Hz. Na Tabela 2.4, apresentam-se os dados técnicos do gerador síncrono. Além disso, o GDD é composto por um painel de comando e controle automático microprocessado.

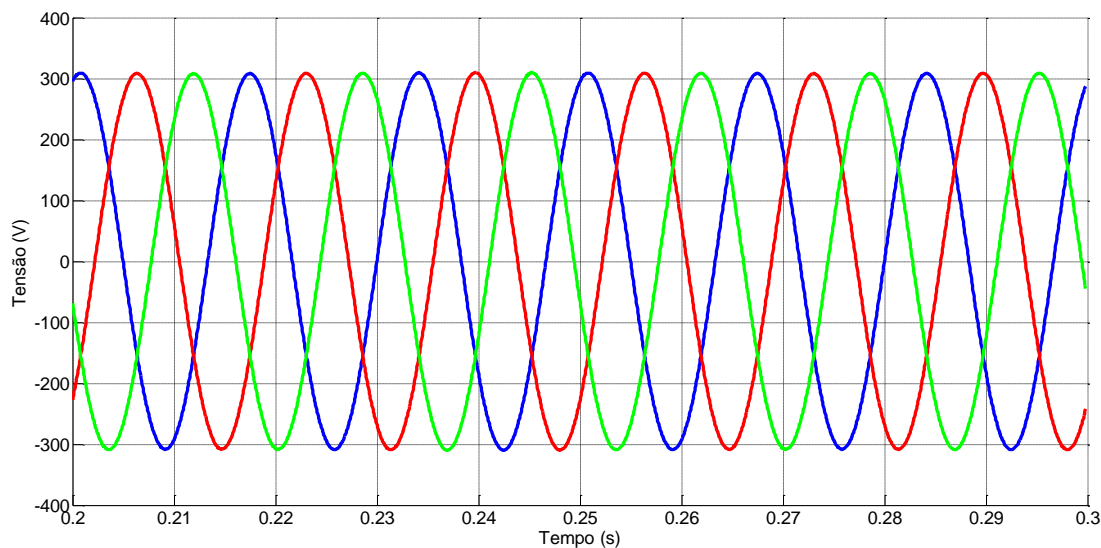
**Tabela 2.4 – Dados técnicos do gerador síncrono.**

Reatâncias ( $\Omega$ ):		Tensão Elétrica (220 V)
Síncrona do Eixo Direito	$X_d$	2,9643
Síncrona do Eixo de Quadratura	$X_q$	1,2799
Transitória do Eixo direito	$X'_d$	0,2444
Subtransitória do Eixo	$X''_d$	0,2058
Subtransitória do Eixo Quadratura	$X''_q$	0,2640
Sequência Negativa	$X_2$	0,2349
Sequência Zero	$X_0$	0,0122
Constantes de Tempo (s)		
Transit. Arm. Aberta	$T'_{do}$	0,48287
Transit. Arm. Curto	$T'_d$	0,03982
Subtr. Dirt. Arm. Aberta	$T''_{do}$	0,01861
Subtransit. Arm. Curto	$T''_d$	0,01566
Subtr. Quad. Arm. Aberta	$T''_{qo}$	0,07594

Fonte: HEIMER (2014).

Na Figura 2.19 é apresentada a resposta de saída do modelo desenvolvido para o grupo gerador a diesel, dada pela tensão entre fases. A tensão de pico é aproximadamente 311,12 V.

**Figura 2.19 – Resposta de saída do grupo gerador a diesel.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

A Equação 2.20, empírica, é utilizada para estimar o consumo de óleo diesel de um grupo gerador em função da potência demandada pela carga (HAUSCHILD, 2006).

$$C = 0,08415 \cdot P_N + 0,246 \cdot P_D \quad (2.20)$$

onde:

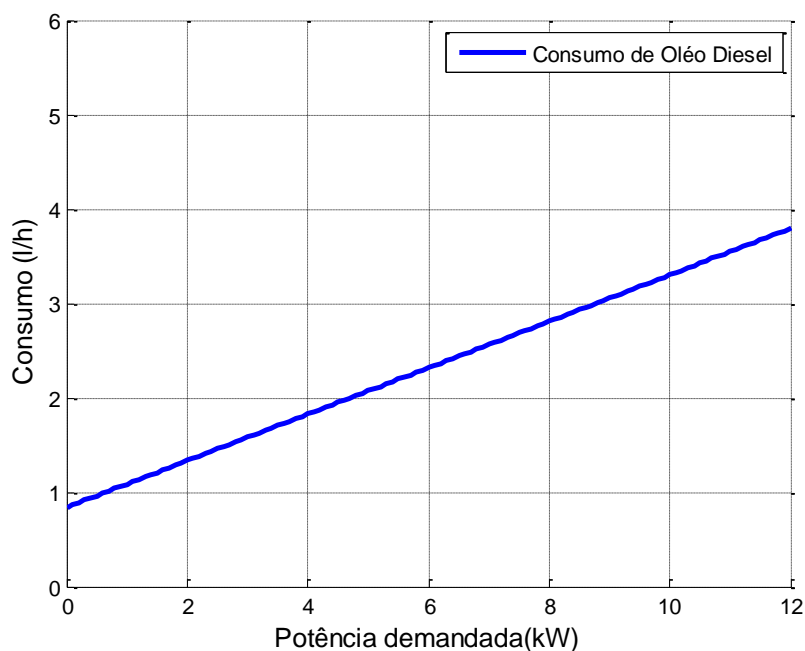
$C$ : consumo de óleo diesel (L/h),

$P_N$ : potência nominal do grupo gerador (kW),

$P_D$ : potência instantânea demandada (kW).

A Figura 2.20 mostra a curva de consumo para um gerador a diesel com potência nominal de 10 kW, obtida a partir da Equação 2.20.

**Figura 2.20 – Consumo de óleo diesel em função da potência demandada.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

## **2.2. Sistema de Armazenamento**

Os sistemas de armazenamento são de grande importância para as minirredes, pois as fontes solar e eólica apresentam grandes variações nas suas potências de saída devido às suas características intermitentes. Consequentemente, a presença do sistema de armazenamento em uma minirrede também pode aumentar significativamente a qualidade e a confiabilidade do suprimento energético (TENFEN, 2015).

Existem várias formas de armazenamento disponíveis, mas comumente utiliza-se um banco de acumuladores elétricos (baterias). As baterias são dispositivos eletroquímicos que convertem energia química em energia elétrica c.c. e vice-versa, o que lhes permite armazenar energia elétrica. Diversos tipos de baterias podem ser encontrados no mercado. As baterias de chumbo-ácido apresentam os menores custos por kWh e conseguem atender os requisitos de uma minirrede típica, conseguindo fornecer altos níveis de auto-descarga; no entanto, apresentam inúmeros inconvenientes no que diz respeito à manutenção, dimensão física e reduzido ciclo de vida (FERNANDES, 2005; TAVARES, 2009).

A tensão nominal de células de chumbo-ácido é 2 V, e os limites inferiores e superiores de carga e descarga de tensão de circuito aberto são, respectivamente, 1,75 e 2,4 V a uma temperatura de célula de 25 °C (AL-QASEM, 2012). No caso das baterias utilizadas, a densidade da solução é de 1,21 g/cm<sup>3</sup> a 25 °C. A tensão de um elemento em repouso (sem

passagem de corrente) é igual à densidade da solução (expressa em  $g/cm^3$ ) mais um valor constante de 0,84, conforme observado na Equação 2.21.

$$V_{elem} = densidade [g/cm^3] + 0,84 \quad (2.21)$$

Logo, a diferença de potencial medida em seus terminais é, em média, 2,05 V<sub>C.C.</sub> por célula. Para todos os elementos chumbo-ácido é considerada uma tensão nominal de 2 V<sub>C.C.</sub> Como o banco de baterias é formado por 24 baterias conectadas em série, pode-se medir 48 V<sub>C.C.</sub> entre o polo positivo e negativo do banco.

A expectativa de vida da bateria depende não só da tecnologia e dos materiais empregados em sua construção, mas também da forma de utilização e da temperatura na qual trabalha. A expectativa de vida das baterias utilizadas é de 12 anos, considerado que a temperatura do eletrólito esteja a 25 °C, a tensão possua um regime constante de flutuação com 2,20 V por elemento, ocorram 5 descargas anuais (em 10 h até 1,75 V/elemento) e seja feita a manutenção conforme o manual do fabricante. Contudo, para cada 10 °C de aumento de temperatura, a vida útil da bateria é reduzida em 50 % (FULGURIS, 1997).

### 2.2.1. Modelagem e Descrição do Sistema de Armazenamento

Sendo a bateria um dos principais componentes do sistema híbrido e tendo um papel de enorme relevância na autonomia deste sistema e na estabilização da tensão no barramento c.c., faz-se necessário o uso de um modelo que simule o comportamento que as baterias apresentam no decorrer dos processos de carga e descarga. Logo, o modelo da bateria apresentado a seguir concentra-se em reproduzir o estado de carga de uma bateria utilizada no sistema.

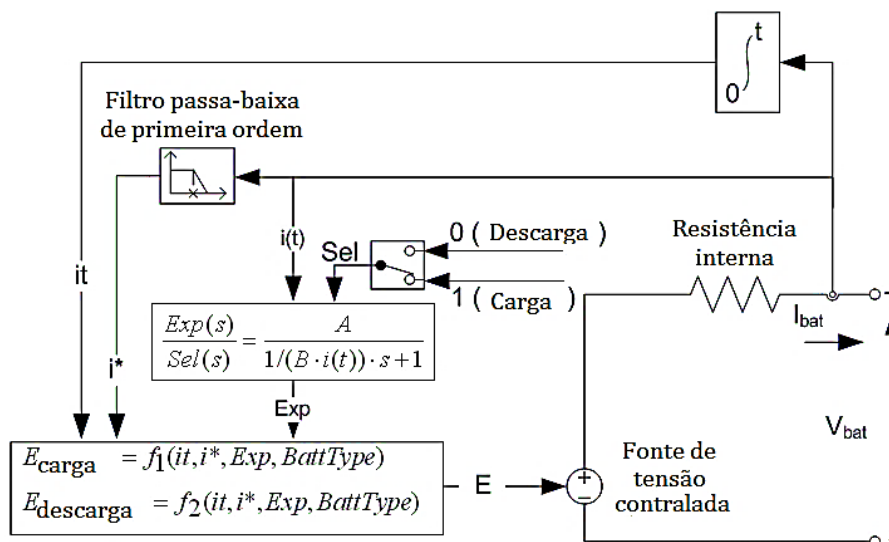
O ambiente de simulação *Simulink/Matlab* versão 8.3 utilizado neste trabalho, tem na sua biblioteca um bloco que implementa um modelo genérico que pode ser parametrizado para representar os mais populares tipos de baterias recarregáveis, além de poder representar outros tipos de baterias definidas pelo usuário.

No modelo da bateria podem ser adicionados vários parâmetros reais, promovendo um modelo próximo do real, com curvas de carga e descarga satisfatórias, além de permitir um controle completo da bateria. Esse modelo é baseado em alguns pressupostos: a resistência interna é considerada constante durante sua descarga, sem variações de amplitude da corrente; a capacidade efetiva da bateria não é alterada com as correntes de descarga; a temperatura não é considerada, a auto-descarga da bateria também não é representada, e o efeito memória não é abordado (SUMATHI *et al.*, 2015; PEREZ, 2015). As vantagens do modelo incluem: maior densidade de energia, maior eficiência de conversão e ausência de efeito memória, podendo realizar vários ciclos de carga e descarga por dia. Devido a essas características, esta bateria é

geralmente indicada para o uso em regulação do fluxo de potência em sistemas elétricos de distribuição.

Pode-se considerar que a bateria é representada pela sua resistência interna e por uma fonte regulada de tensão. A fonte regulada de tensão é controlada em função do estado de carga da bateria, que é obtido por meio da integral da corrente que nela circula,  $I_{bat}$ . As limitações deste modelo são: a tensão mínima da bateria sem carga é de 0 V e a tensão máxima da bateria é igual a duas vezes a nominal  $2 \cdot E_0$ . A capacidade mínima da bateria é de 0 Ah e a capacidade máxima é  $Q_{max}$ . O estado de carga (SOC) da bateria é no máximo 100 %, ou seja, não existem sobrecargas. O circuito equivalente do modelo dinâmico, genérico e parametrizado da bateria para representar os tipos mais populares de baterias recarregáveis é definido pelas Equações 2.24 e 2.25 e apresentado na Figura 2.21.

**Figura 2.21 – Circuito equivalente do modelo dinâmico da bateria.**



**Fonte: Adaptado a partir de MATLAB.**

Neste modelo é possível obter uma boa resposta transitória, representando bem a dinâmica da bateria, com característica elétrica bem similar ao modelo de *Thévenin*. Cada tipo de bateria possui um comportamento final de carga diferente, o que leva a diferentes equações para cada modelo. Para as baterias de chumbo-ácido ( $PbSO_4$ ), no modo de carga, a resistência de polarização cresce até a bateria ser completamente carregada  $it = 0$ , apresentando depois disso um crescimento abrupto. A resistência de polarização é obtida por meio da Equação 2.22 (PEREZ, 2015).

$$R_{pol} = K \frac{Q}{it} \quad (2.22)$$

sendo  $Q$  a capacidade da bateria em (Ah) e  $it = \int idt$  o estágio atual de carga da bateria. Teoricamente, a resistência de polarização seria infinita quando a bateria está completamente carregada ( $it = 0$ ); porém, na prática esse valor é definido em 10 % da capacidade da bateria. Então, pode-se reescrever a Equação 2.22 como a Equação 2.23 (ADHIKARI; LI, 2014).

$$R_{pol} = K \frac{Q}{it - 0,1Q} \quad (2.23)$$

A partir disso é possível montar as equações de carga e descarga para as baterias de chumbo-ácido. Neste caso, a equação de carga é representada pela Equação 2.24.

$$V_{bat+} = V_o - R_i - K \frac{Q}{Q-it} (it + i^*) + Ae^t \quad (2.24)$$

onde  $V_{bat}$  é a tensão instantânea da bateria,  $V_o$  é a tensão nominal,  $K$  é a constante de polarização (V/Ah) ou a resistência de polarização ( $\Omega$ ),  $Q$  é a capacidade nominal,  $A$  é a zona exponencial ( $A = 1$  para PbSO<sub>4</sub>),  $B$  é a zona exponencial inversa do tempo ( $Ah^{-1}$ ),  $R$  é a resistência interna,  $i$  é a corrente na bateria, e  $i^*$  é a corrente filtrada na bateria. A Equação de descarga é representada pela Equação 2.25 (ADHIKARI; LI, 2014).

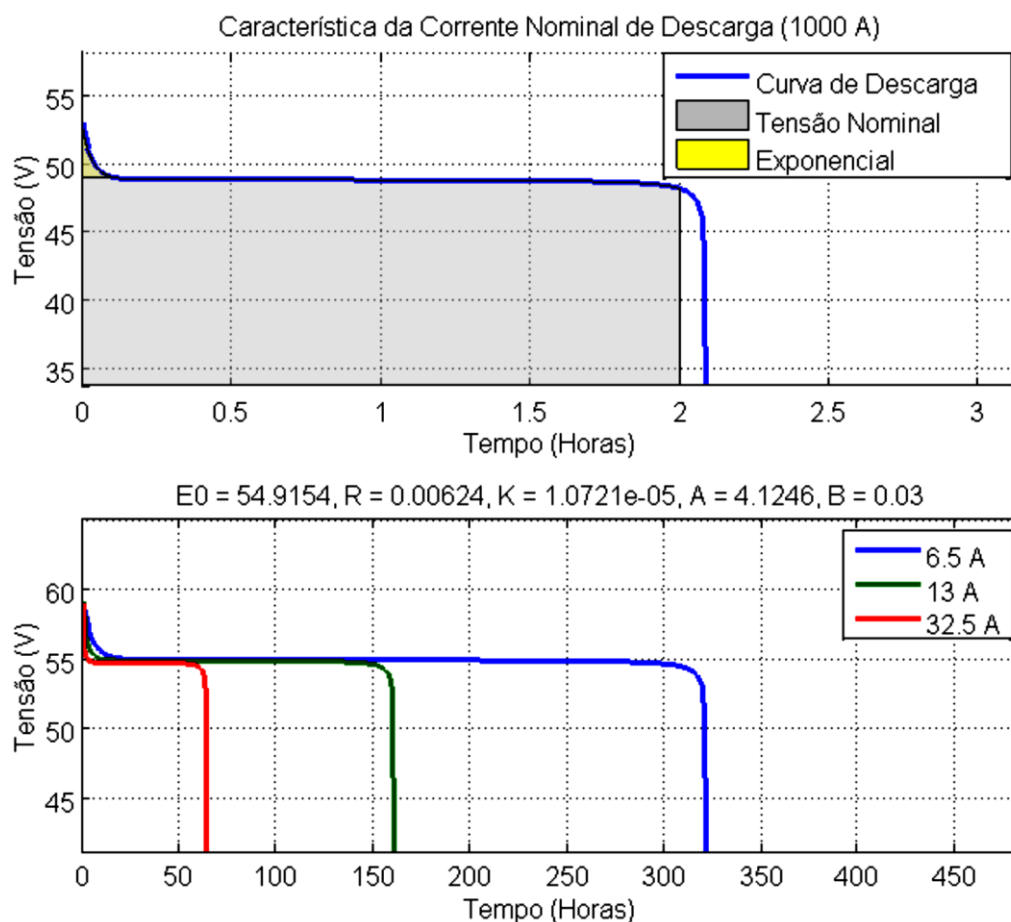
$$V_{bat-} = V_o - R_i - \left( K \frac{Q}{it - 0,1Q} \right) i^* - \left( K \frac{Q}{Q-it} \right) it + Ae^t \quad (2.25)$$

A tensão de carga completa da bateria é dada pela Equação 2.26.

$$V_{full} = V_o - R_i + A \quad (2.26)$$

A Figura 2.22 apresenta a curva de descarga característica para o banco de bateria (chumbo-ácido) utilizada na simulação.

**Figura 2.22 – Curva característica de descarga do banco de baterias chumbo-ácido de 1.000Ah e 48V.**



**Fonte: Adaptado a partir de MATLAB.**

Uma curva típica de descarga é composta por três secções, na Figura 2.22 mostram-se três zonas características da curva de tensão do banco de baterias de chumbo-ácido de 1.000 Ah de capacidade e tensão nominal de 48 V. A primeira zona é a exponencial, onde se verifica uma descida exponencial da tensão, enquanto o estado de carga é superior a 90 %. Dependendo do tipo de bateria, esta área é mais ou menos larga. Verifica-se também que a tensão máxima do banco de baterias é de aproximadamente 53 V, quando o estado de carga é 100 %. A segunda zona é a de tensão nominal, que se verifica durante a maior parte do estado de carga da bateria. Por último a terceira zona, onde a tensão da bateria desce rapidamente, quando a bateria está descarregando (XAVIER, 2016).

No segundo gráfico da Figura 2.22 são apresentadas três diferentes taxas de descarga, com correntes diferentes, mostrando a diferença no tempo de descarga. No processo de descarga a tensão se mantém bastante estável; contudo, a variação de tensão se torna brusca na zona exponencial, destacada em amarelo, e na curva de descarga, destacada em azul. Nestas regiões,

não é recomendada a operação da bateria, pois pode haver danos e diminuição da vida útil da mesma (PEREZ, 2015).

A resistência total do banco de baterias é dada pela Equação 2.27.

$$R_{BB} = R_i \times \frac{N^{\circ} \text{células em série}}{N^{\circ} \text{células em paralelo}} = 0,26 \times 10^{-3} \times \frac{24}{1} = 6,24 \text{ m}\Omega \quad (2.27)$$

A Tabela 2.5 apresenta as características do banco de baterias utilizado nas simulações.

**Tabela 2.5 – Especificações elétricas do banco de baterias.**

Banco de Baterias (Chumbo-Ácido)	Parâmetros
Tensão Nominal	48 V
Capacidade Nominal	1.000 Ah
Capacidade Máxima	1.100 Ah
Tensão Totalmente Carregada	52,8 V
Corrente Nominal de Descarga	100 A
Resistência Interna	6,24 mΩ

Fonte: Elaboração Própria.

## 2.3. Condicionadores de Potência

A eletrônica de potência, como tecnologia de conversão eficiente de energia, tem um papel de suma importância no campo da engenharia moderna e é uma parte vital na integração de unidades de geração distribuída aos atuais sistemas elétricos, mais essenciais ainda quando o conceito de minirrede entra em cena. Conversores chaveados de energia são utilizados em minirredes para controlar o fluxo de potência e para a conversão de energia para formas c.a. ou c.c., conforme necessário. Diferentes tipos de conversores são necessários para a operação de uma minirrede (SILVA, 2014).

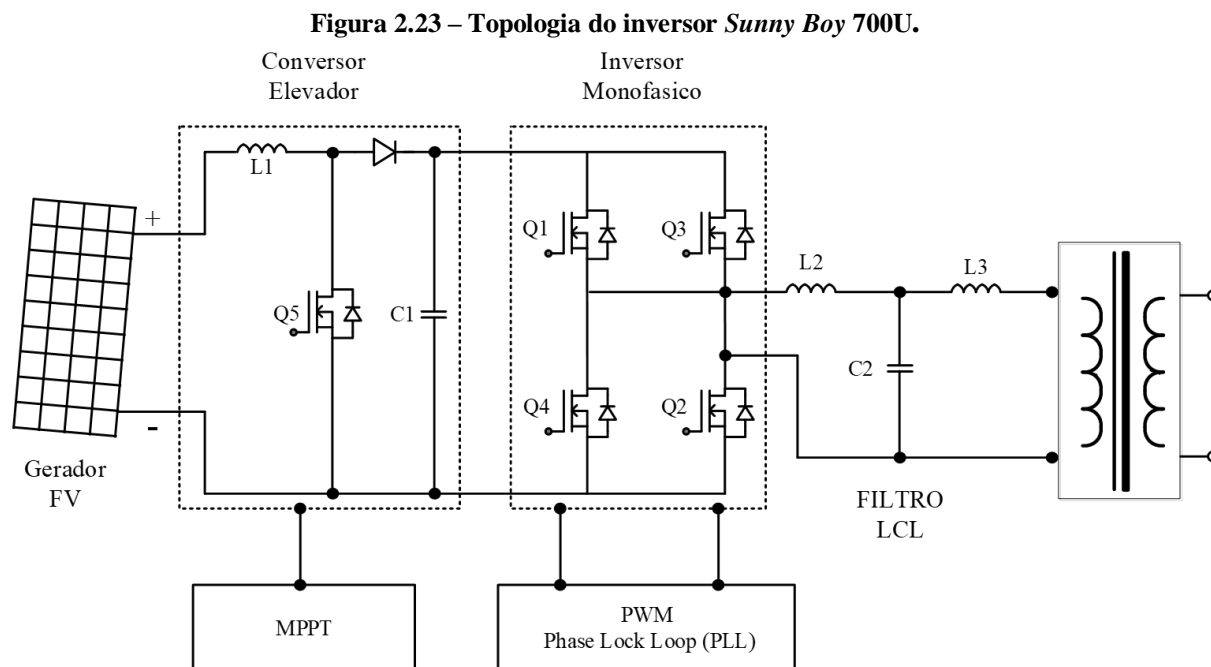
### 2.3.1. Inversor *Grid-Tie Sunny Boy*

Para os inversores *grid tie* modelo *Sunny Boy 700U*, modelou-se um inversor monofásico de dois estágios, em configuração *string*, capaz de extrair a máxima potência dos geradores fotovoltaicos. O inversor monofásico de tensão de dois estágios modelado consiste na integração dos estágios elevador (conversor c.c.-c.c.) e inversor em uma topologia com isolamento galvânica.

O primeiro estágio é constituído pelo conversor c.c.-c.c. elevador com seguidor de ponto de máxima potência (MPPT), enquanto que o segundo estágio é constituído pelo inversor monofásico em ponte completa com controle de tensão PWM, circuito de sincronismo PLL



(*Phase-Locked Loop*), um filtro LCL, um transformador de baixa frequência em uma topologia com isolamento galvânica (DU *et al.*, 2014; CHOWDHURY *et al.*, 2013; JIANGUO *et al.*, 2014). A Figura 2.23 apresenta um diagrama de blocos simplificado do inversor de dois estágios. A modelagem do inversor de dois estágios para conexão à rede de distribuição de energia é conforme apresentada por FERREIRA (2014).

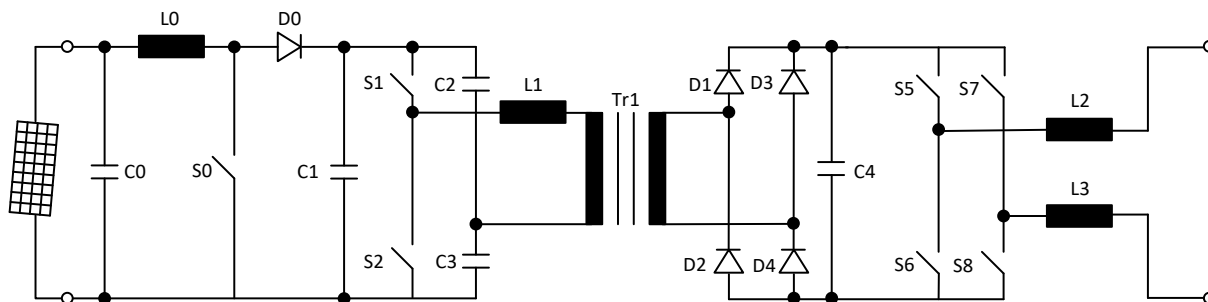


O primeiro estágio de processamento de energia, ou também o primeiro do inversor de dois estágios, é constituído pelo conversor elevador (também chamado de *step-up* ou *boost*), sendo o elemento principal do estágio c.c.-c.c., responsável por duas funções importantes do processamento de energia gerada pelo arranjo FV: a primeira diz respeito à máxima extração de energia fornecida pelo gerador, e a segunda função é elevar o nível de tensão fornecida pelo arranjo e regular o valor da tensão do barramento c.c. com as características pretendidas para o inversor (OPIYO, 2016).

Para o inversor *grid tie* modelo *Sunny Boy* 2000HF, modelou-se um inversor bifásico de três estágios, também em configuração *string*. O primeiro estágio é constituído pelo conversor c.c.-c.c. elevador com seguidor de ponto de máxima potência (MPPT), o segundo estágio é constituído por um inversor, um transformador de alta frequência, em uma topologia com isolamento galvânica, e um retificador de onda completa, enquanto que o terceiro estágio é composto pelo inversor bifásico em ponte completa com controle de tensão PWM, circuito de sincronismo PLL (*Phase-Locked Loop*), um filtro (DU *et al.*, 2014; CHOWDHURY *et al.*,

2013; JIANGUO *et al.*, 2014). A Figura 2.24 apresenta um diagrama de blocos simplificado do inversor de três estágios.

**Figura 2.24 – Topologia do inversor Sunny Boy 2000HF.**



Fonte: Elaboração própria, a partir de CHOWDHURY, RAZZAK, (2013).

- Proteção Anti-Ilhamento

Uma das grandes preocupações em se tratando da conexão de inversores à rede é a detecção de ilhamentos. Atualmente na literatura, diversos autores vêm utilizando como método de detecção de ilhamento a realimentação da tensão e da frequência angular da rede de distribuição. Quando ocorre o ilhamento, há uma instabilidade momentânea na rede elétrica, provocando distúrbios nas variáveis de controle, fornecendo ao sistema de gerenciamento informações para sua detecção e desconexão da rede de distribuição (GONÇALVES *et al.*, 2010).

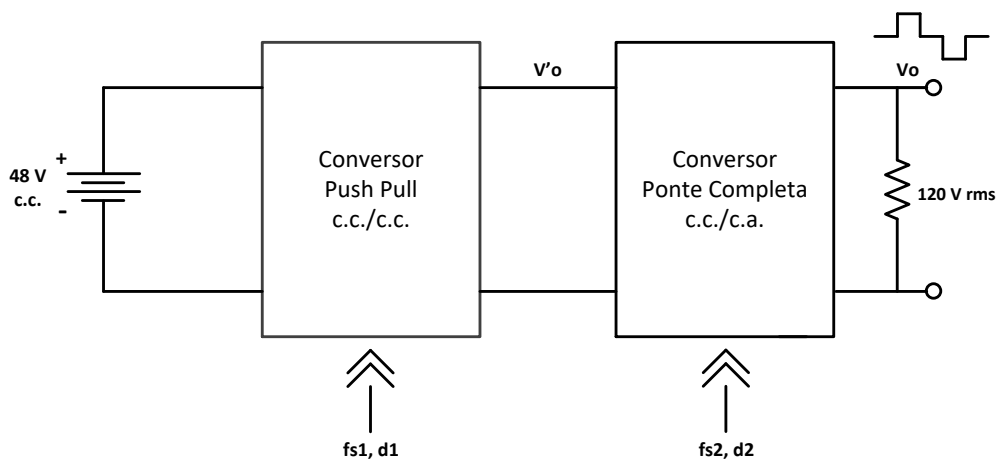
Entretanto, qualquer instabilidade no sistema gera distúrbios na frequência e tensão da carga local. Esta instabilidade momentânea pode ser prejudicial e ocasionar o mau funcionamento dessas cargas, o que pode ter resultados indesejáveis no caso em que cargas especiais, tais como hospitais, sistemas bancários, sistemas de defesa, entre outros, venham a ser conectados no barramento da rede ou MR.

### 2.3.2. Inversor Bidirecional *Sunny Island*

O modelo do inversor bidirecional utilizado adapta-se com facilidade às baixas frequências e baixas potências. Possui uma estrutura naturalmente isolada, empregando um transformador com ponto médio no primário. O mesmo emprega apenas duas chaves semicondutoras comandadas e apenas as fontes de alimentação c.c. Outra característica apresentada é que a fonte de alimentação c.c. e as chaves semicondutoras estão ligadas na mesma referência (menor custo, pois não necessita de fontes auxiliares isoladas para cada chave semicondutora) (PHUONG, NGUYEN, 2013).

A estrutura geral do inversor bidirecional *Sunny Island* é mostrada na Figura 2.25. Este inversor tem dois estágios, onde  $fs1$  e  $d1$  são a frequência de comutação e o ciclo de funcionamento do primeiro estágio, enquanto que  $fs2$  e  $d2$  são a frequência de comutação e o ciclo de funcionamento do segundo estágio. O primeiro bloco é constituído por um conversor *push-pull* isolado que aumenta a tensão de entrada  $V_I$  (48 c.c.) em uma tensão média de saída  $V'_o$  (120 c.c.), e o segundo bloco, composto por um conversor de ponte completa, inverte a tensão média ( $V'_o$ ) para a uma tensão de saída alternada  $V_o$  (120 V<sub>rms</sub>) (SKANDARNEZHAD et al. 2015).

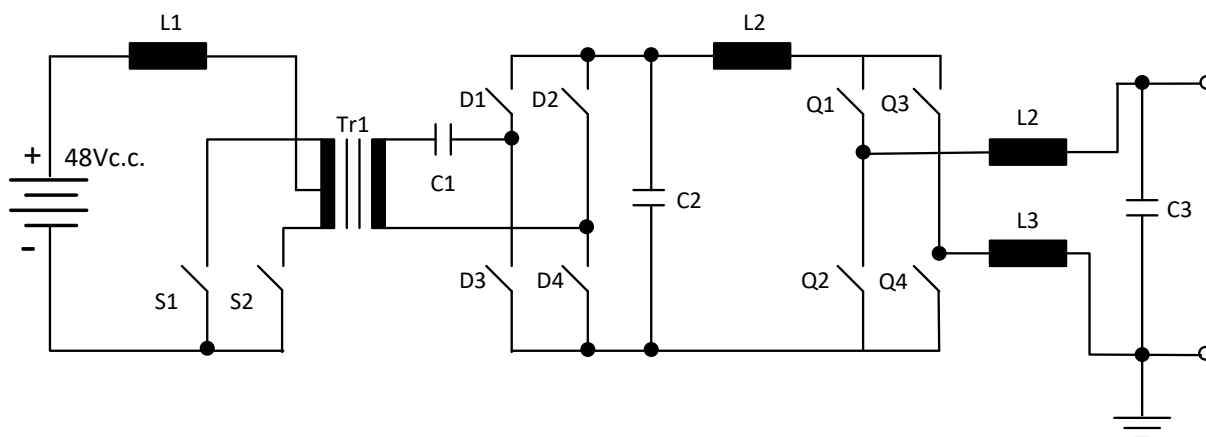
**Figura 2.25 – Estrutura geral do inversor bidirecional *Sunny Island*.**



**Fonte: Elaboração própria, a partir de SKANDARNEZHAD et al., (2015).**

O circuito equivalente do inversor bidirecional *Sunny Island*, modelado em ambiente *Simulink/Matlab*, pode ser observado na Figura 2.26.

Figura 2.26 – Circuito equivalente do inversor bidirecional *Sunny Island*.

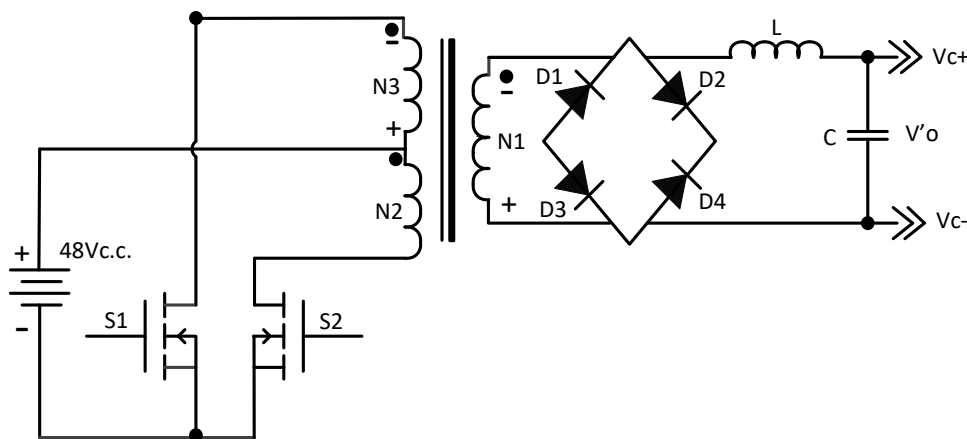


Fonte: Elaboração própria.

### 2.3.2.1. Primeiro Estágio

O primeiro estágio do inversor bidirecional *Sunny Island* consiste de um conversor *Push-Pull*. Esse tipo de conversor geralmente utiliza um transformador de alta frequência, associado a um filtro LC, para aumentar a tensão de saída, com a vantagem de proporcionar isolamento entre os estágios de entrada e de saída. A topologia do conversor *Push-Pull* é apresentada na Figura 2.27 (RAMYA, REDDY, 2012).

Figura 2.27 – Estrutura geral do conversor *Push-Pull*.



Fonte: Elaboração própria, a partir de SKANDARNEZHAD et al. (2015).

O conversor *push-pull* utiliza dois transistores como comutadores (S1 e S2). Quando S1 está ativo, o comutador S2 está inativo e vice-versa. O transformador de alta frequência é conhecido como transformador *push-pull*. Este transformador é geralmente a escolha preferida em aplicações de transformadores de comutação de alta potência superior a um quilowatt (kW). As potências nominais para o transformador *push-pull* podem variar de uma fração de watt a quilowatt (SKANDARNEZHAD et al. 2015).

Os transistores do conversor *push-pull* são comandados a conduzir ou interromper o fluxo de corrente. O enrolamento de alta tensão do transformador, conectado ao sistema elétrico, é definido como o secundário do transformador e denominado de  $N_1$ , enquanto que os enrolamentos primários, de baixa tensão, são denominados  $N_2$  e  $N_3$ . O ciclo de trabalho deve ser inferior a 0,5, de modo a evitar a condução simultânea dos transistores, onde  $n$  representa a relação de espiras do transformador utilizado e é definida a partir da Equação 2.28.

$$n = \frac{N_1}{N_2} = \frac{N_1}{N_3} \quad (2.28)$$

A topologia do conversor *push pull* possui uma eficiência bastante significativa e pode ser implementada para fornecer várias saídas. A desvantagem é que os transistores devem ser capazes de lidar com o dobro da tensão de entrada, tornando-o assim adequado para níveis de tensão relativamente baixa.

Conforme mencionado anteriormente, a tensão sobre os transistores do inversor *push-pull* é igual ao dobro da tensão na entrada do inversor,  $V_{in}$ , que neste caso é imposta pela tensão de saída, devido ao ganho do transformador e à ondulação de tensão do capacitor  $C$ . Portanto, a máxima tensão sobre os interruptores S1 e S2 é dada pela Equação 2.29.

$$V_{max} = 2 \cdot \frac{V_{in}}{n} \quad (2.29)$$

A definição da razão cíclica,  $d_I$ , é apresentada na Equação 2.30.

$$d_I = \frac{2 \cdot t_{on}}{T} \quad (2.30)$$

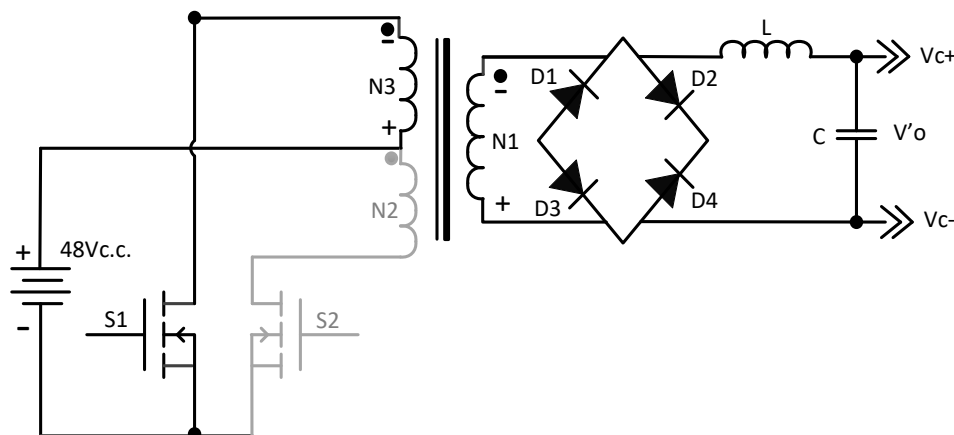
onde:

$t_{on}$ : tempo de condução de um dos transistores,

$T$ : período de chaveamento.

O inversor *push-pull* apresenta dois modos de operação. O primeiro modo de operação ocorre quando o interruptor S1 está conduzindo, a corrente flui por meio da metade “superior” do enrolamento N3 e o campo magnético em N3 se expande. O campo magnético em expansão em N3 induz uma tensão no enrolamento N1, os diodos D4 e D2 conduzem a corrente do indutor L de filtragem, os diodos D1 e D3 estão polarizados reversamente e, portanto, bloqueados. O circuito equivalente é representado na Figura 2.28 (BÚRIGO, 2016; RAMYA, REDDY, 2012).

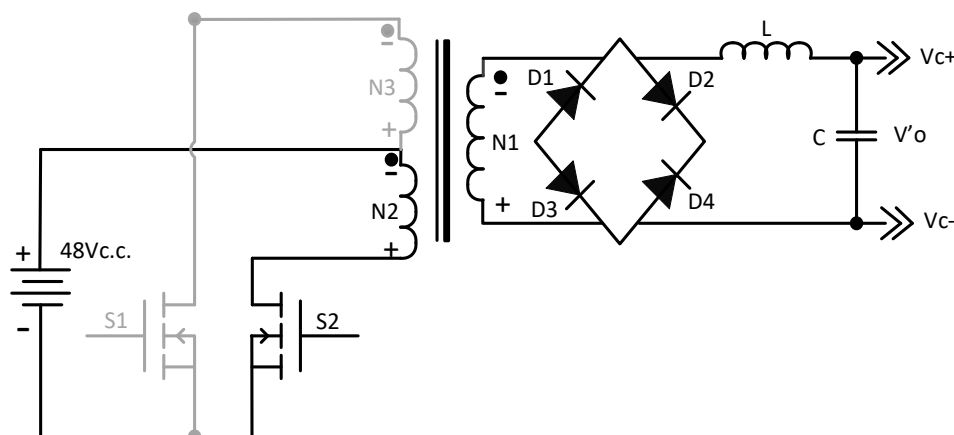
Figura 2.28 – Circuito equivalente do primeiro modo de operação do inversor bidirecional *Sunny Island*.



Fonte: Elaboração própria, a partir de SKANDARNEZHAD, RAHMATI, ABRISHAMIFAR (2015).

O segundo modo de operação ocorre quando S1 é desconectado e S2 conduz, a corrente flui por meio da metade “inferior” do enrolamento primário N2 e o campo magnético em N2 se expande. Agora, a direção do fluxo magnético é oposta à produzida quando S1 estava conectado. O campo magnético em expansão em N2 induz uma tensão no enrolamento secundário N1, os diodos D1 e D3 estão conduzindo a corrente do indutor de filtragem, os diodos D2 e D4 estão polarizados reversamente e, portanto, bloqueados. O circuito equivalente é representado na Figura 2.29.

Figura 2.29 – Circuito equivalente do segundo modo de operação do inversor bidirecional *Sunny Island*.



Fonte: Elaboração própria, a partir de SKANDARNEZHAD, RAHMATI, ABRISHAMIFAR (2015).

Uma grande desvantagem desta topologia é que ambos os transistores não devem conduzir juntos, pois isso causaria um curto-circuito, o que significa que o tempo de condução de cada transistor não deve exceder a metade do período total para um ciclo completo, caso contrário a condução se sobrepõe. O comportamento magnético do circuito deve ser uniforme, caso contrário o transformador pode saturar, o que causaria a destruição de S1 e S2. Isso exige

que os tempos de condução individuais de S1 e S2 sejam exatamente iguais e as duas metades do primário do transformador de derivação central sejam magneticamente idênticas.

As características que definem o dimensionamento do transformador do conversor *push-pull* são, na sua maioria, especificações de projeto definidas pela fonte na qual o sistema está conectado e pela máxima potência que será entregue a esta fonte. As especificações do transformador podem ser observadas na Tabela 2.6.

**Tabela 2.6 – Especificações elétricas do transformador.**

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	10 kW
Tensão eficaz no secundário (N1)	220 V
Tensão eficaz no primário (N2)	120 V
Tensão eficaz no primário (N3)	120 V
Frequência	60 Hz

**Fonte: Elaboração Própria.**

O filtro LC tem como objetivo atenuar as componentes de alta frequência geradas pela comutação dos transistores. O dimensionamento dos componentes do filtro LC foi realizado a partir de limites pré-especificados de variação em alta frequência na corrente do indutor (RAMYA, REDDY, 2012). A partir da dedução seguinte obtém-se a indutância do filtro LC. Sabendo-se que:

$$V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (2.31)$$

Devido à elevada frequência de operação pode-se considerar que:

$$\frac{dI_L}{dt} \approx \frac{\Delta I_L}{\Delta t} \quad (2.32)$$

Substituindo a Equação 2.31 em 2.32, obtém-se:

$$V_L \approx \frac{L \cdot \Delta I_L}{\Delta t} \quad (2.33)$$

onde:

$\Delta I_L$ : ondulação de corrente no indutor.

Durante o intervalo em que um dos interruptores está conduzindo, têm-se:

$$(V_{in} \cdot a - V_o) = \frac{L \cdot \Delta I_L}{t_{on}} \quad (2.34)$$

sendo  $V_{in}$  a tensão de alimentação do conversor.

Isolando  $L$  da Equação 2.35, têm-se:

$$L = \frac{(V_{in} \cdot a - V_o) \cdot d1 \cdot T}{2 \cdot \Delta I_L} \quad (2.35)$$

ou ainda:

$$L = \frac{(V_{in} \cdot a - V_o) \cdot d1}{2 \cdot \Delta I_L \cdot f_{s1}} \quad (2.36)$$

Para se determinar o capacitor de filtro LC devem-se fazer algumas suposições, dentre as quais:

- A componente alternada de corrente sobre o indutor passa totalmente pelo capacitor;
- A forma de onda da ondulação de corrente no capacitor é senoidal.

Assim sendo, têm-se:

$$I_c = \frac{\Delta I_L}{2} \sin(2\pi \cdot 2 \cdot f_s \cdot t) \quad (2.37)$$

sendo  $I_c$ : corrente no capacitor.

Sabendo que:

$$I_c = \frac{C \cdot dV_c}{dt} \quad (2.38)$$

Isolando  $dV_c$  na Equação 2.38 e aplicando a integral indefinida, obtêm-se:

$$\int dV_c = \frac{1}{C} \cdot \int \Delta I_L \sin(2 \cdot \pi \cdot 2 \cdot f_s \cdot t) dt \quad (2.39)$$

Resolvendo a Equação 2.40, têm-se:

$$\Delta V_c = -\frac{1}{C} \cdot \frac{\Delta I_L}{8 \cdot \pi \cdot f_s} \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot 2 \cdot f_s \cdot t) \quad (2.40)$$

onde  $\Delta V_c$ : ondulação de tensão no capacitor.

Isolando-se C na Equação 2.41 obtém-se o valor do capacitor:

$$C = -\frac{\Delta I_L}{4 \cdot \pi \cdot f_s \cdot \Delta V_c} \quad (2.41)$$

Os parâmetros estimados das especificações elétricas do inversor bidirecional *Sunny Island* podem ser visualizados na Tabela 2.7.



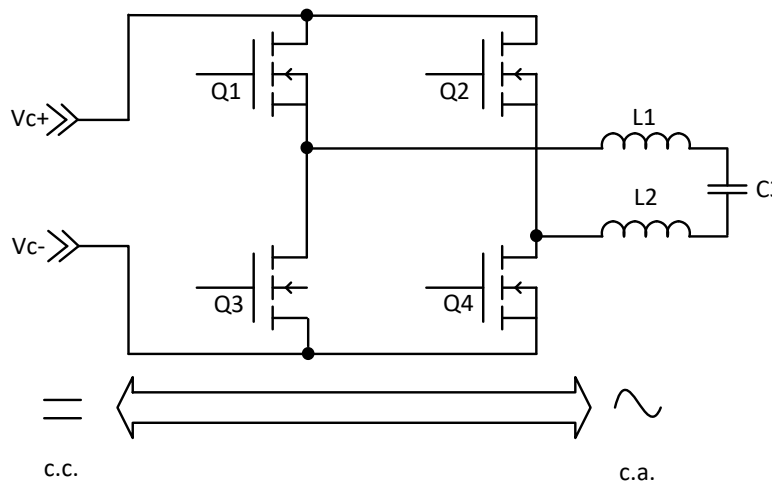
Tabela 2.7 – Parâmetros das especificações elétricas do inversor bidirecional *Sunny Island*.

Parâmetros	Valor	Unidade
Tensão do barramento c.c.	169,7	V
Tensão da bateria	48	V
Tensão <i>ripple</i>	10 %	
Frequência de comutação	10	kHz
Corrente <i>ripple</i>	20 %	
Indutância ( $L$ )	150	$\mu\text{H}$
Capacitância ( $C$ )	80	$\mu\text{F}$

Fonte: Elaboração Própria.

### 2.3.2.2. Segundo Estágio

O segundo estágio do inversor bidirecional *sunny island* é constituído por um conversor em ponte completa (*full bridge*), que é a topologia mais comum para conversores c.c.-c.a. monofásicos. Sua estrutura pode ser visualizada na Figura 2.30, incluindo o filtro LCL de saída.

Figura 2.30 – Circuito equivalente do segundo estágio do inversor bidirecional *Sunny Island*.Fonte: Elaboração própria, a partir de SKANDARNEZHAD *et al.*, (2015).

O inversor monofásico em ponte completa é constituído por dois ramos, cujas chaves são acionadas para a obtenção de uma saída alternada de tensão. O inversor é acionado por comandos modulados em largura de pulso (PWM), o que torna necessário que ele seja conectado a um filtro de saída.

Esta topologia tem a vantagem de que, para uma dada potência, os esforços de tensão e corrente nas chaves serão menores se comparados a outras topologias monofásicas.

A saída do inversor é gerada variando a referência de tensão usando um PWM senoidal. A tensão de saída medida é subtraída do valor de referência presente e o erro de tensão é obtido. O erro de tensão é alimentado no algoritmo de compensação de erro de tensão. A saída do compensador de erro de tensão produz o valor de referência de corrente. O resultado do *loop*

de controle é adicionado ao ciclo de funcionamento nominal para um ramo do inversor de ponte completa e subtraído do ciclo de funcionamento nominal para o segundo ramo.

- Modos de operação do inversor bidirecional *Sunny Island*

O inversor bidirecional *Sunny Island* possui três modos de operação. No primeiro modo o inversor opera como formador de rede de corrente alternada. O inversor tem por objetivo criar uma tensão de referência dentro da minirrede e controlar os valores da frequência e da tensão eficaz da rede. Nos casos em que fontes primárias intermitentes, como o vento e o sol, são predominantes, torna-se necessária a presença de um sistema de armazenamento, tipicamente um banco de baterias. A capacidade de controlar o fluxo de forma bidirecional, ou seja, podendo retirar ou fornecer energia ao sistema de armazenamento, passa a ser de crucial importância para o sistema e confere a este modo de operação a posição de interface ideal entre a minirrede e o sistema de armazenamento. Estes conversores criam referência para a operação de outros tipos de conversores e são controlados como conversores fonte de tensão.

O modo conectado à rede principal é o segundo modo de operação do inversor bidirecional. Quando conectado à rede principal, o inversor sincroniza sua tensão com a rede, podendo importar ou exportar energia (a partir das fontes primárias disponíveis) para a mesma. No terceiro e último modo, o inversor opera no modo retificador, onde a rede principal fornece a tensão de referência para os inversores de conexão à rede e supre as cargas da minirrede, e ao mesmo tempo, o banco de baterias é carregado por meio do estágio de retificação.

### **2.3.3. Controlador de Carga**

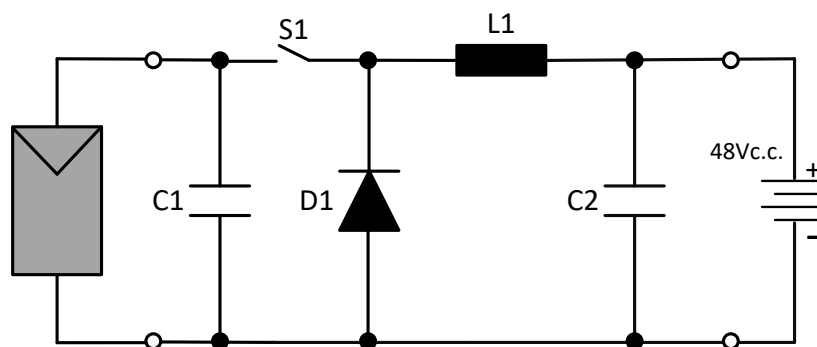
O controlador de carga é normalmente associado a um arranjo de módulos fotovoltaicos, a fim de controlar o processo de carga e descarga das baterias, visando à preservação da vida útil das mesmas.

No sistema proposto, o controlador atua como um conversor abaixador de tensão, denominado de conversor abaixador (*step down* ou *buck*), produzindo uma tensão média de saída menor do que o valor médio de entrada. O circuito equivalente simplificado do controlador de carga, conforme visualizado na Figura 2.31, caracteriza-se por apresentar apenas uma chave, um diodo em roda livre e um filtro LC de saída. O ganho estático deste conversor depende apenas da razão cíclica  $D$ .

O circuito para acionamento da chave é responsável pelo controle das grandezas do sistema como tensão e corrente de entrada, de forma a seguir a máxima potência, em qualquer

condição de operação do gerador fotovoltaico, maximizando a produção de energia (ARAMIZU, 2010).

**Figura 2.31 – Circuito equivalente do controlador de carga Outback FLEX max 60.**



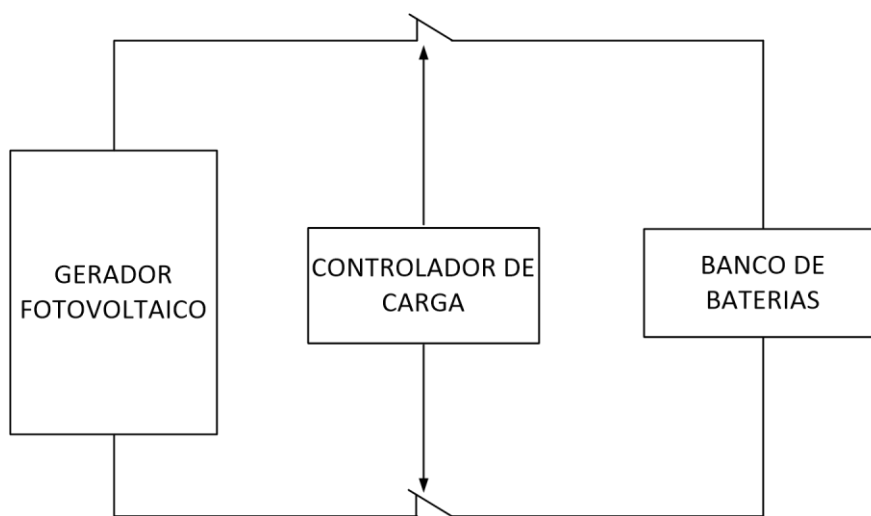
Fonte: Elaboração Própria.

O controlador de tensão possui uma ligação direta com o banco de baterias e é responsável por controlar a carga que o banco de baterias pode receber ou fornecer. Essa função evita descargas profundas, e sobrecargas, prologando assim a vida útil das baterias que constituem o banco.

Os controladores de tensão podem conectar a bateria e o arranjo fotovoltaico de duas maneiras: em série (tipo série) ou em paralelo (tipo *shunt*). Em ambos os casos, o controlador interrompe o processo de carregamento quando o banco de baterias se encontra completamente carregado. Quando a tensão do banco começa a diminuir, as baterias são reconectadas novamente, e reinicia-se o processo.

No sistema é utilizada a ligação série, o arranjo fotovoltaico é desconectado do banco quando a tensão atinge seu limite, como observado na Figura 2.32.

**Figura 2.32 – Ligação do controlador de tensão em tipo série.**

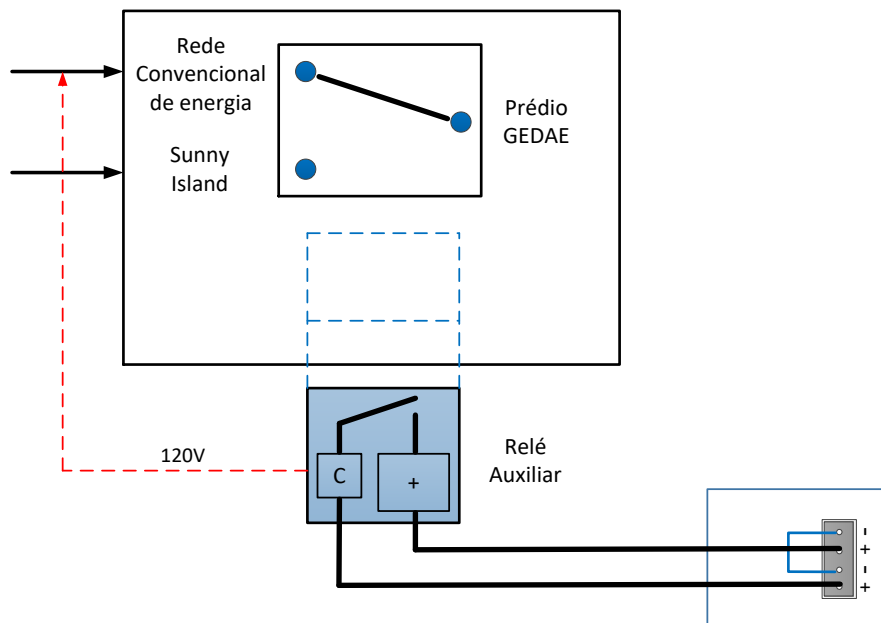


Fonte: Elaboração própria, a partir de ARAMIZU (2010).

#### **2.3.4. Chave Estática Trifásica**

O propósito da Chave Estática Trifásica de Transferência em corrente alternada é manter a carga crítica alimentada a partir de uma das duas redes de alimentação, selecionando uma das redes como “prioritária” e transferindo a alimentação da carga crítica para a outra rede em caso de falha ou variação de tensão da rede prioritária, sem interrupção. É formada totalmente por componentes estáticos (tiristores), disjuntores nas entradas e saída para proteção de sobrecarga ou curto-circuito e filtro RFI (Interferências por Frequências de Rádio). A Figura 2.33 apresenta o diagrama de controle da chave estática instalada na minirrede do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede (CORRÊA, 2017).

**Figura 2.33 – Digrama de controle da chave estática.**



**Fonte: Elaboração própria.**

O sistema de controle monitora constantemente as duas redes de entrada e a saída nos parâmetros de tensão, fase, frequência e sincronismo, para decidir qual é a rede que alimentará a carga com segurança. Caso algum destes parâmetros fique fora dos limites pré-ajustados, o controle impedirá que a rede inadequada alimente a carga crítica.

O sistema híbrido, além de suprir a minirrede de distribuição, também atende parte das cargas do prédio do GEDAE (circuitos de iluminação e tomadas) na ausência ou falta de energia da rede elétrica convencional.

#### **2.4. Minirrede**

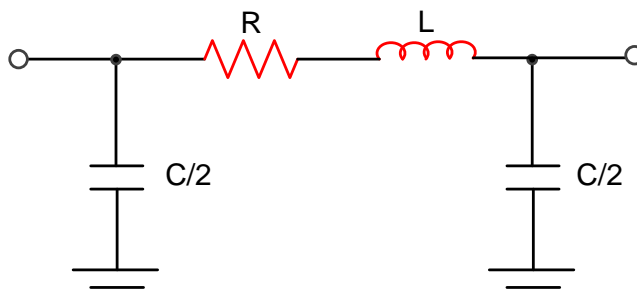
A minirrede do Laboratório de Sistemas Híbridos é uma rede aérea de distribuição secundária de energia elétrica, sendo projetada de modo a simular uma rede de distribuição comumente encontrada em locais isolados, constituída por cabos multiplexados de alumínio, postes, chaves contadoras e auxiliares, dentre outros. No caso desta dissertação, levam-se em conta apenas as características das redes aéreas de distribuição (RD).

Para transportar uma determinada quantidade de energia a uma distância preestabelecida há um número muito grande de soluções possíveis, em função do grande número de variáveis associadas a uma linha, como o valor da tensão de distribuição, o número/tipo/bitola dos cabos condutores por fase, o número e tipo dos isoladores e distâncias de segurança, materiais estruturais e a forma dos suportes resistirem aos esforços (SCHREIBER, 2013).

As redes de distribuição de energia elétrica podem ser classificadas por meio do seu tamanho, podendo ser classificadas como redes curtas (até 100 km), redes médias (entre 100 km e 240 km) e redes longas (acima de 240 km) (LAKRIH, DIOURI, 2016). Em redes de distribuição curtas, os efeitos da capacitância de rede são negligenciados porque tais redes têm comprimentos menores e potência de transmissão a tensões relativamente baixas. Contudo, à medida que o comprimento e a tensão da rede aumentam, os efeitos da capacitância se tornam maiores e não podem ser negligenciados.

As redes médias e longas são comumente representadas pelo modelo PI, por mais de um modelo PI, ou pelo modelo a parâmetros distribuídos. Neste modelo considera-se uma modelagem monofásica ou uma modelagem trifásica com o efeito do acoplamento entre as três fases. No modelo PI, a capacitância de cada condutor é dividida em duas metades, sendo uma metade atribuída à extremidade de entrada e a outra metade à extremidade de saída como mostrado na Figura 2.34.

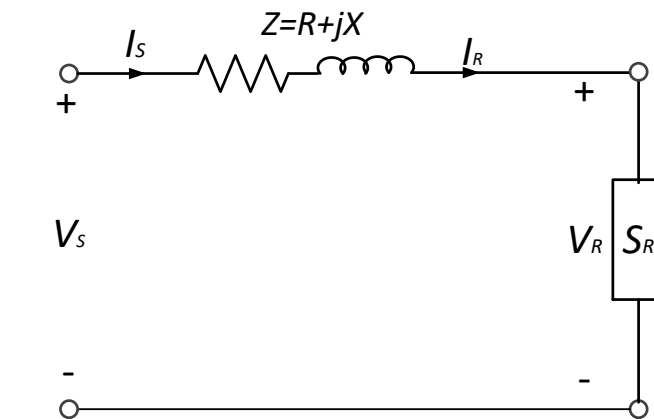
**Figura 2.34 – Modelo PI da rede de distribuição.**



**Fonte: Elaboração própria, a partir de SCHREIBER (2013).**

No modelo para redes curtas apresentado na Figura 2.35, os efeitos elétricos e magnéticos são considerados por meio de resistências e indutâncias concentradas e distribuídas uniformemente ao longo do comprimento da rede (LAKRIH, DIOURI, 2016; SCHREIBER, 2013).

Figura 2.35 – Modelo da rede de distribuição para redes curtas.



Fonte: Elaboração própria, a partir de SCHREIBER (2013).

$$V_S = V_R + ZI_R \quad (2.42)$$

$$I_S = I_R \quad (2.43)$$

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

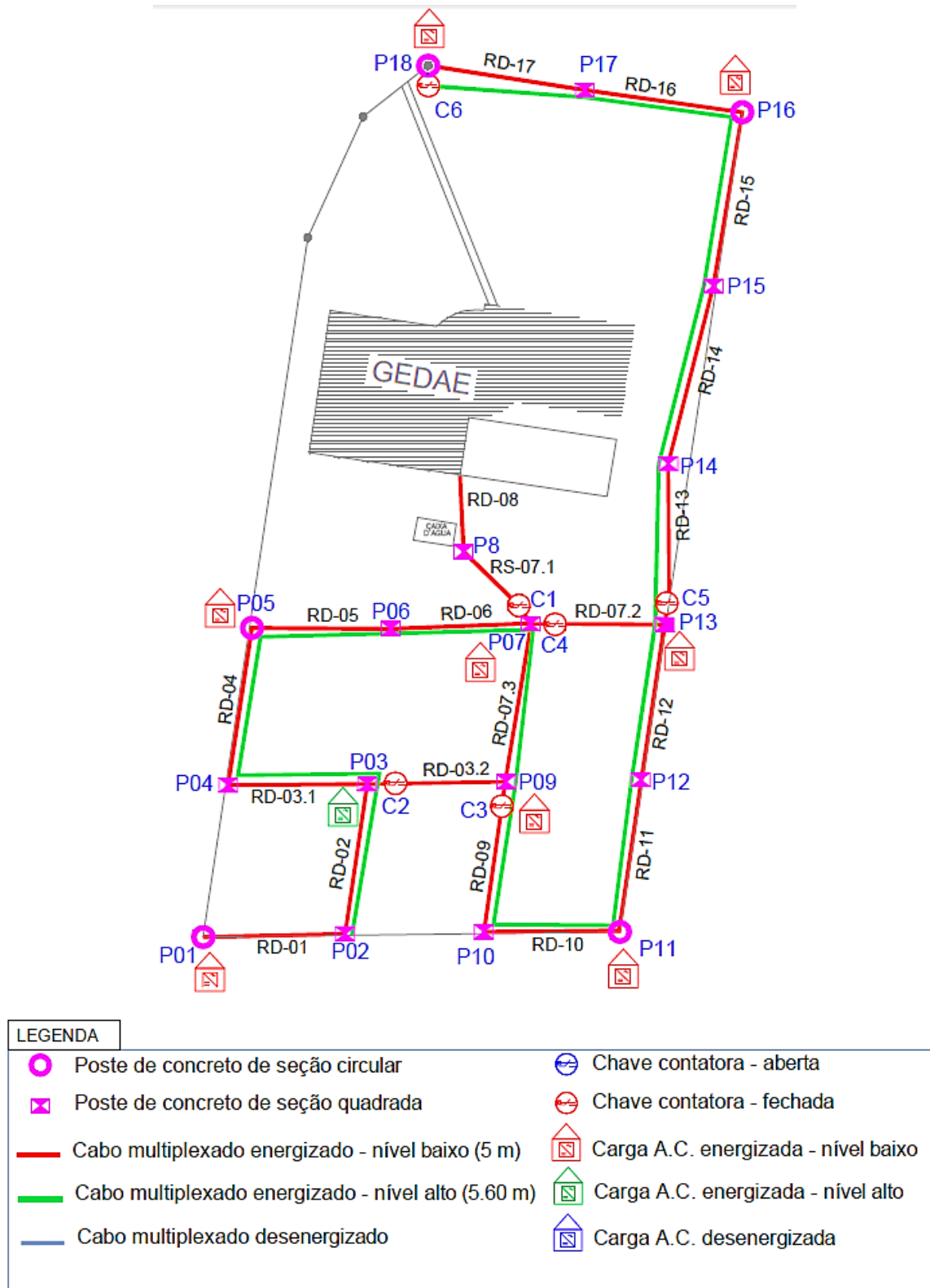
Para o circuito apresentado na Figura 2.34, os componentes que representam toda a impedância da linha podem ser obtidos multiplicando  $r$  e  $L$  pelo comprimento da linha  $l$ , conforme observado na Equação 2.45.

$$Z = (r + j\omega L)l = R + jX \quad (2.45)$$

onde  $Z$  – impedância em série ( $\Omega$ ),  $r$  – resistência dos condutores ( $\Omega$ ),  $L$  – indutância das linhas (mH),  $l$  – comprimento da rede de distribuição (km),  $I_S$  – corrente nas redes de distribuição e  $I_R$  – corrente nas barras receptoras.

A rede de distribuição da minirrede do Laboratório de Sistema Híbrido (Figura 2.36) pode ser representada apenas por um resistor em série com um indutor, desprezando o efeito capacitivo por ser de extensão pequena.

Figura 2.36 – Diagrama do espaçamento da minirrede de distribuição.



Fonte: CORRÊA (2017). Adaptado.

Os parâmetros da minirrede de distribuição foram modelados de acordo com o modelo para redes curtas, considerando o comprimento da linha, a resistência e a reatância do condutor



multiplexado e quadruplex da fabricante Alubar. Esses parâmetros podem ser visualizados na Tabela 2.8.

**Tabela 2.8 – Parâmetros da minirrede do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede.**

Trechos da Rede	l(m)	l(km)	r ( $\Omega$ /km)	x ( $\Omega$ /km)	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	Z ( $\Omega$ )
RD-01	27,6	0,0276	0,868	0,117	0,0240	0,0032	0,0240 + 0,0032 j
RD-02	29,5	0,0295	0,868	0,117	0,0256	0,0035	0,0256 + 0,0035 j
RD-03.1	27	0,027	0,868	0,117	0,0234	0,0032	0,0234 + 0,0032 j
RD-03.2	27,1	0,0271	0,868	0,117	0,0235	0,0032	0,0235 + 0,0032 j
RD-04	30,9	0,0309	0,868	0,117	0,0268	0,0036	0,0268 + 0,0036 j
RD-05	27	0,027	0,868	0,117	0,0234	0,0032	0,0234 + 0,0032 j
RD-06	27,2	0,0272	0,868	0,117	0,0236	0,0032	0,0236 + 0,0032 j
RD-07.1	19,3	0,0193	0,868	0,117	0,0168	0,0023	0,0168 + 0,0023 j
RD-07.2	26,1	0,0261	0,868	0,117	0,0227	0,0031	0,0227 + 0,0031 j
RD-07.3	31,1	0,0311	0,868	0,117	0,0270	0,0036	0,0270 + 0,0036 j
RD-08	14,8	0,0148	0,868	0,117	0,0128	0,0017	0,0128 + 0,0017 j
RD-09	29,5	0,0295	0,868	0,117	0,0256	0,0035	0,0256 + 0,0035 j
RD-10	26,4	0,0264	0,868	0,117	0,0229	0,0031	0,0229 + 0,0031 j
RD-11	29,9	0,0299	0,868	0,117	0,0260	0,0035	0,0260 + 0,0035 j
RD-12	30,6	0,0306	0,868	0,117	0,0266	0,0036	0,0266 + 0,0036 j
RD-13	31,5	0,0315	0,868	0,117	0,0273	0,0037	0,0273 + 0,0037 j
RD-14	35,7	0,0357	0,868	0,117	0,0310	0,0042	0,0310 + 0,0042 j
RD-15	34,3	0,0343	0,868	0,117	0,0298	0,0040	0,0298 + 0,0040 j
RD-16	30,7	0,0307	0,868	0,117	0,0266	0,0036	0,0266 + 0,0036 j
RD-17	30,9	0,0309	0,868	0,117	0,0268	0,0036	0,0268 + 0,0036 j

Fonte: Elaboração própria.

## 2.5. Cargas

Na minirrede do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede serão instalados, em vários pontos do sistema de distribuição, diferentes tipos de cargas. Para modelagem das cargas utilizadas nesta dissertação consideram-se três tipos de cargas: resistivas puras, as mistas e motrizes.

### 2.5.1. Carga Resistiva

Dentre alguns exemplos de cargas resistivas, têm-se: lâmpadas incandescentes, ferro de passar roupa, chuveiro elétrico, aquecedores em geral, etc. O que distingue as várias cargas resistivas que podem existir em uma rede elétrica de baixa tensão é a sua potência. Assim, para as cargas menores, tais como as lâmpadas incandescentes, define-se uma potência unitária de 100 W, enquanto que para as cargas de maior porte, como os fornos elétricos e os aquecedores, define-se uma potência unitária de 1.000 W. As cargas resistivas puras são cargas lineares e,

por isso, não causam impacto negativo, relacionado à injeção de correntes com componentes harmônicas na rede elétrica (FERREIRA, 2014).

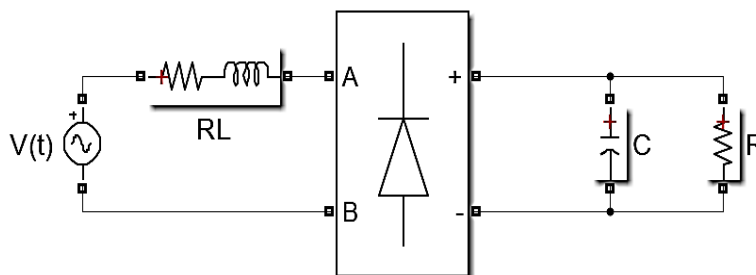
Para o dimensionamento da carga resistiva é necessário conhecer-se apenas o valor de sua tensão de operação e da potência demandada pela mesma. O valor da resistência segue a Equação 2.46.

$$R = \frac{V_{RMS\_carga}^2}{P} \quad (2.46)$$

### 2.5.2. Carga Mista

O modelo implementado da carga mista ou não-linear (Figura 2.37) utiliza o bloco *Universal Bridge*, da biblioteca *SimPowerSystems*, representando o retificador monofásico não controlado em ponte (a diodos), cujos componentes RC representam o tipo da carga em análise (MARTINS, 2009; MENDONÇA, 2013). Dentre alguns exemplos de cargas mistas, têm-se: lâmpadas fluorescentes, computadores, televisores, equipamentos eletrônicos em geral, etc.

Figura 2.37 – Circuito equivalente da carga mista.



Fonte: Elaboração própria.

As lâmpadas incandescentes convencionais estão, gradativamente, cedendo espaço às lâmpadas fluorescentes compactas e lâmpadas a LED. Nesta substituição, as lâmpadas fluorescentes com reatores de baixo fator de potência, por serem de menor custo, levam uma grande vantagem sobre aquelas com reatores de alto fator de potência. Entretanto, alguns inconvenientes acompanham as lâmpadas de baixo fator de potência, tais como alto conteúdo harmônico das correntes drenadas e o baixo fator de potência total.

Desta forma, o objetivo é determinar teoricamente os parâmetros  $R$  e  $C$  que representam uma dada lâmpada, conhecendo apenas a sua potência ativa  $P$ . Para isso, é necessário realizar uma aproximação, indicada a seguir.

A resistência equivalente de saída do retificador é determinada com base na potência da lâmpada usando-se a Equação 2.47, onde  $V_{RMS}$  é o valor médio da tensão de saída do retificador e  $P$  é a potência equivalente total das lâmpadas.

$$R = \frac{V_{RMS}^2}{P} \quad (2.47)$$

$$C = \frac{V_{RMS} \Delta T}{R \Delta v_o} \quad (2.48)$$

Onde  $\Delta v_o$  é a variação máxima da tensão nos seus terminais. Considera-se ainda que o tempo máximo de descarga do capacitor corresponde aproximadamente à metade do período da tensão c.a. da rede,  $\Delta T = 8,33$  ms.

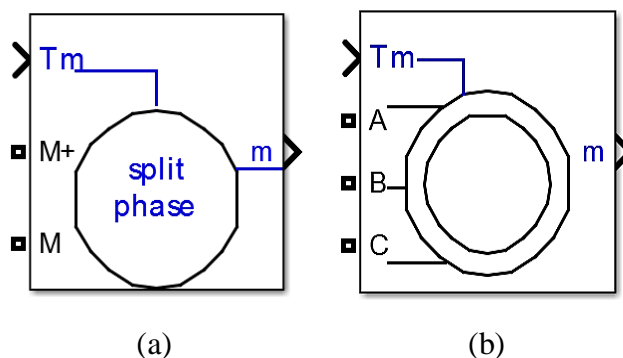
Na ligação do retificador à rede existe uma bobina da corrente. Considera-se que o valor da bobina é 3 % da carga (valor típico para este tipo de carga), sendo calculado por meio da Equação 2.49.

$$L = \frac{0,03R}{2\pi f} \quad (2.49)$$

### 2.5.3. Carga Motriz

O modelo de cargas motrizes pode ser representado por máquinas assíncronas, conforme observado na Figura 2.38, que podem ser do tipo monofásico (Figura 2.37 (a)) ou trifásicas (Figura 2.37 (b)). Dentre alguns exemplos de cargas motrizes, têm-se: refrigeradores, bombas hidráulicas, ventiladores, motores em geral, etc.

Figura 2.38 - Modelo das cargas mistas no *Simulink/Matlab*. (a) monofásica, (b) trifásica.



Fonte: MATLAB

## 2.6. Considerações Finais

Neste capítulo modelou-se cada componente do sistema do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede, a fim de fornecer as características técnicas de operação. O desenvolvimento dos modelos, tanto dos geradores FV quanto do sistema de condicionamento de potência, é o estágio inicial e mais importante deste trabalho. Neste capítulo realizou-se um estudo dos sistemas de condicionamento de potência que constituem o sistema híbrido, a partir do estudo prévio da literatura que trata destes sistemas de geração.

A modelagem dos elementos do sistema de condicionamento de potência, da carga e da rede de distribuição, aliada à modelagem dos geradores FV, possibilita que o sistema híbrido seja modelado, e que simulações do sistema sejam realizadas, com os resultados e validações sendo apresentados no Capítulo 3.

### 3. VALIDAÇÃO DOS MODELOS

Este capítulo tem o objetivo de validar os modelos dos componentes que constituem o sistema híbrido, de tal forma que apresente resultados satisfatórios comparados com dados experimentais. As simulações são realizadas em ambiente *Simulink/Matlab* e os resultados obtidos são apresentados através de gráficos e tabelas, comparando-se as variáveis medidas e simuladas dos componentes que constituem o sistema híbrido, como tensão eficaz, corrente eficaz e potência ativa.

#### 3.1. Inversores *Sunny Boy*

Com o intuito de validar a utilização do modelo proposto dos inversores *Sunny Boy*, utilizaram-se dois modos de validação, tendo-se os dados obtidos por um wattímetro (*Digital Power Meter*) do fabricante *Chroma*, modelo 66204, equipamento utilizado para medir parâmetros elétricos, tais como tensão eficaz, corrente eficaz e potência ativa com exatidão de 0,1 %, para medição de potência ativa na faixa de frequências utilizada (CHROMA, 2017).

No primeiro modo foram medidos parâmetros de tensão e corrente na saída dos inversores *Sunny Boy*, considerando dados horários de irradiância solar e temperatura de célula. As medições para cada inversor ocorreram em dias distintos, e o período considerado compreende o intervalo de 6h às 18h.

No segundo modo, foram utilizados dados instantâneos que permanecem em regime por um determinado intervalo tempo, de forma que o sistema se encontre estável. As medições foram realizadas em três condições distintas, onde a irradiância solar é considerada baixa, média e alta.

Com a finalidade de validar os modelos propostos utilizou-se o critério da comparação, que consiste em equiparar o conjunto de pontos medidos com os dados estimados pelos modelos. Posteriormente, calcularam-se a raiz do erro médio quadrático (RMSE - *root mean square error*) e a média dos desvios (MBE - *Mean Bias Error*).

O RMSE é a medida da magnitude média dos erros estimados, tem valor sempre positivo e quanto mais próximo de zero, maior a qualidade dos valores medidos ou estimados, sendo calculado pela Equação 3.1.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (E_i - Q_i)^2} \quad (3.1)$$

em que  $E_i$  e  $O_i$  são os valores estimados e observados (medidos), respectivamente, e  $n$  é o número de observações. A desvantagem é que bastam alguns poucos valores discrepantes para que ocorra aumento significativo em sua magnitude.

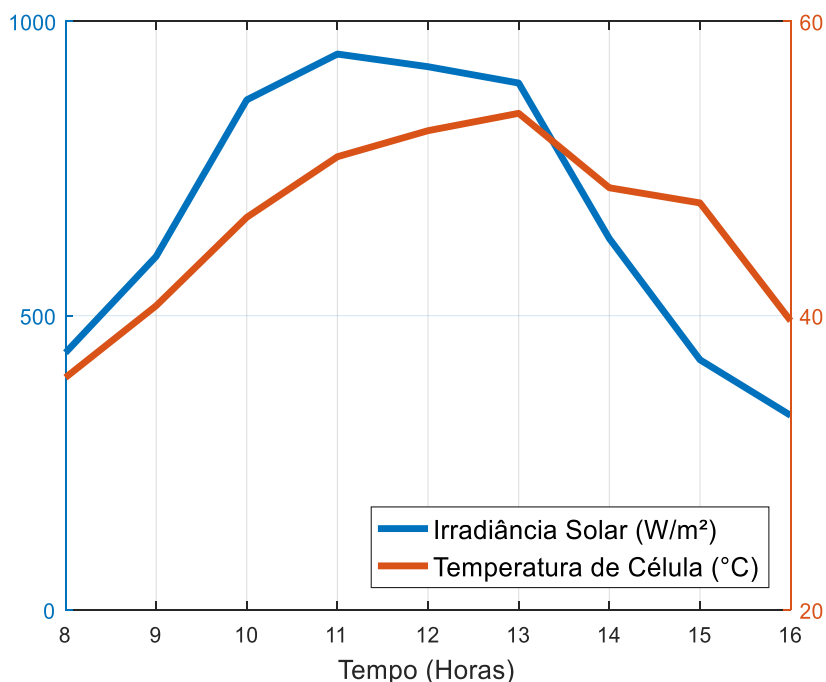
O MBE, determinado pela Equação 3.2, indica o quanto o modelo está subestimando (valor negativo) ou superestimando (valor positivo). O ideal é um valor de MBE tendendo a zero. Uma desvantagem apresentada é o cancelamento de um valor positivo por um negativo (MUKAKA, 2012).

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (E_i - O_i) \quad (3.2)$$

### 3.1.1. INVG-01

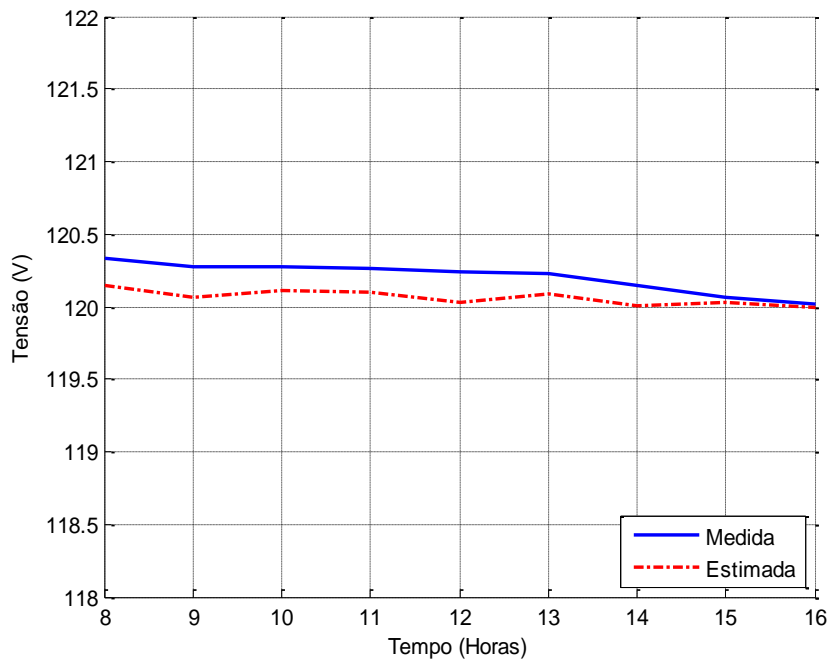
Para validação do modelo para o INVG-01, considerando a irradiância solar e a temperatura de célula como parâmetros de entrada do modelo proposto, conforme observado na Figura 3.1, obtiveram-se as curvas de tensão e corrente simuladas, as quais foram comparadas com as curvas obtidas pelo experimento, conforme observado nas Figuras 3.2 e 3.3, respectivamente. Na Figura 3.2 é possível observar que a tensão simulada permanece em torno da tensão medida, de 120 Vrms, enquanto que a corrente simulada segue a variação da corrente medida.

**Figura 3.1 – Gráfico dos dados de irradiância solar e temperatura de célula para o INVG-01.**



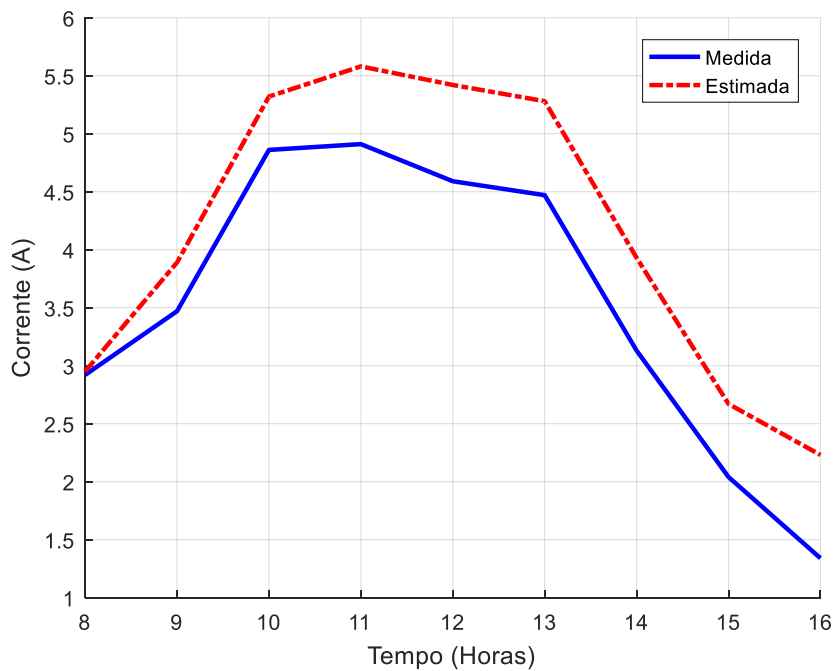
**Fonte: Elaboração própria.**

**Figura 3.2 – Gráfico da tensão de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-01.**



**Fonte: Elaboração própria.**

**Figura 3.3 – Gráfico da corrente de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-01.**



**Fonte: Elaboração própria.**

Os resultados da simulação e os valores medidos são apresentados na Tabela 3.1, onde pode ser observado que os valores simulados se encontram próximos aos medidos.

Tabela 3.1 – Parâmetros de saída do INVG-01.

Horário	Medido			Estimado			
	Tensão c.a.	Corrente c.a.	P c.a. (W)	P c.c. (W)	Tensão c.a.	Corrente c.a.	P c.a. (W)
08:00	120,33	2,92	348,38	370,70	120,15	2,95	346,40
09:00	120,28	3,47	413,98	498,80	120,07	3,89	459,20
10:00	120,27	4,86	582,88	690,20	120,11	5,32	633,60
11:00	120,26	4,91	589,13	723,20	120,10	5,58	661,90
12:00	120,24	4,59	549,60	705,50	120,03	5,42	643,70
13:00	120,23	4,47	535,54	685,80	120,09	5,28	627,40
14:00	120,15	3,13	372,19	498,70	120,01	3,93	462,70
15:00	120,07	2,04	237,35	336,50	120,03	2,67	315,90
16:00	120,02	1,34	149,99	273,90	120,00	2,23	258,40

Fonte: Elaboração própria.

Conforme apresentado na Tabela 3.2, nota-se que os erros médios quadráticos de tensão e corrente, cujos valores respectivos são de 0,15 V e 0,67 A, estão próximos de zero, o que confirma a qualidade dos valores estimados pelo modelo. Pela média dos desvios da tensão e corrente, cujos valores respectivos são de -0,14 V e 0,62 A, pode-se afirmar que para a tensão o modelo está subestimando-a, enquanto que a corrente está sendo superestimada

Tabela 3.2 – Resultados do RMSE e MBE para a tensão e a corrente para o INV-01.

	Tensão (V)	Corrente (A)
RMSE	0,15	0,67
MBE	-0,14	0,62

Fonte: Elaboração própria.

A curva da potência ativa gerada pelo inversor INVG-01, para variações na irradiância solar e na temperatura de célula, pode ser observada na Figura 3.4, sabendo-se que a potência nominal de saída em corrente alternada é 700 W, a tensão nominal é de 120 Vrms (podendo variar entre 106 a 132 V), a frequência nominal da rede é de 60 Hz, a máxima corrente de saída é de 6,6 A e a eficiência máxima de 92,5%.

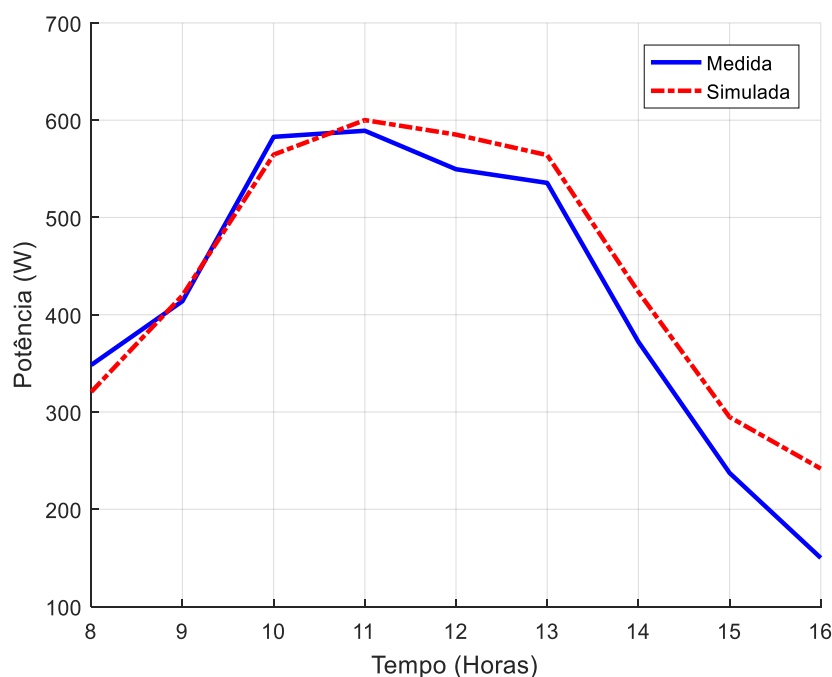
Considerando as curvas obtidas pelo modelo e pela medição é possível perceber que o máximo de potência ativa verificado na saída do inversor, que corresponde ao momento de pico de irradiância solar (valor medido de 944,5 W/m<sup>2</sup>), é de aproximadamente 600 W, o que é coerente em função das perdas verificadas no processo de condicionamento de potência. A



eficiência média obtida pelo modelo do inversor *Sunny Boy* é cerca de 92 %, coerente com os dados do fabricante.

Comparando-se as curvas de potência, pode-se observar que a partir das 11 horas a curva simulada se distancia da medida, e uma justificativa para tal seria o sobreaquecimento dos componentes do inversor no decorrer do dia, o que o modelo não prevê.

**Figura 3.4 – Gráfico das curvas da potência ativa medida e estimada pelo modelo para o INVG-01.**



**Fonte: Elaboração própria.**

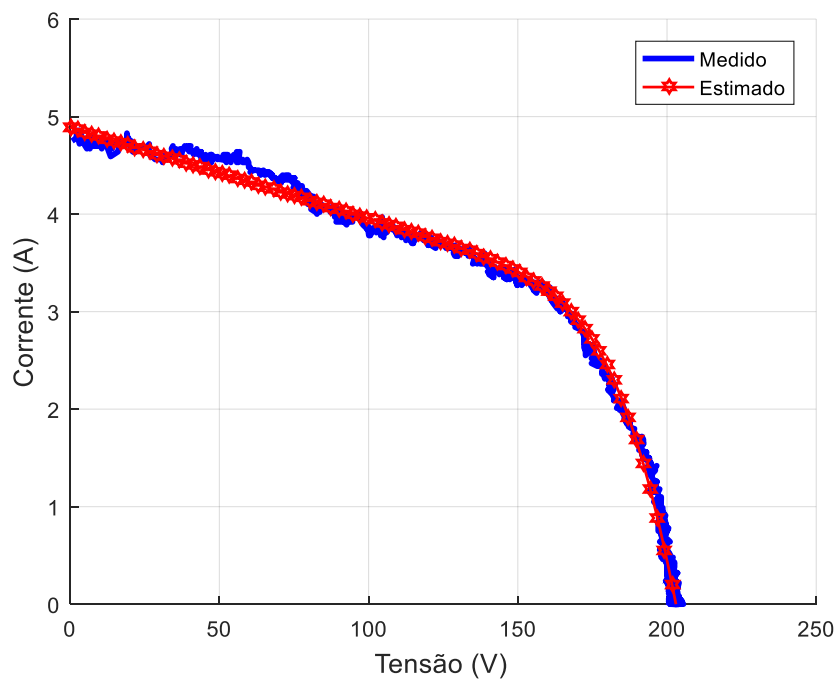
Para o caso apresentado na figura 3.4, comparando-se a simulação com a medição, obtém-se um valor de RMSE de 76,97 W e MBE de 70,02 W.

### 3.1.2. INVG-02

Os módulos fotovoltaicos que constituem os geradores GFV-02 e 03 sofreram consideráveis avarias quando utilizados em outro sistema e, por conta disso, a geração de energia provida por esses geradores distancia-se dos dados nominais informados pelo fabricante. Com base nessas informações, fez-se necessário realizar novas medições que caracterizassem as reais condições de geração dos geradores, a partir do método da carga capacitiva, que é utilizado para traçar as curvas características (I-V e P-V) de módulos fotovoltaicos, bem como é recomendado por várias normas internacionais (VASCONCELOS, FIGUEIREDO, 2009). Os sinais de tensão e corrente foram obtidos pelo osciloscópio digital *FLUKE 199c Color ScopeMeter*. Os valores de temperatura da superfície posterior dos módulos

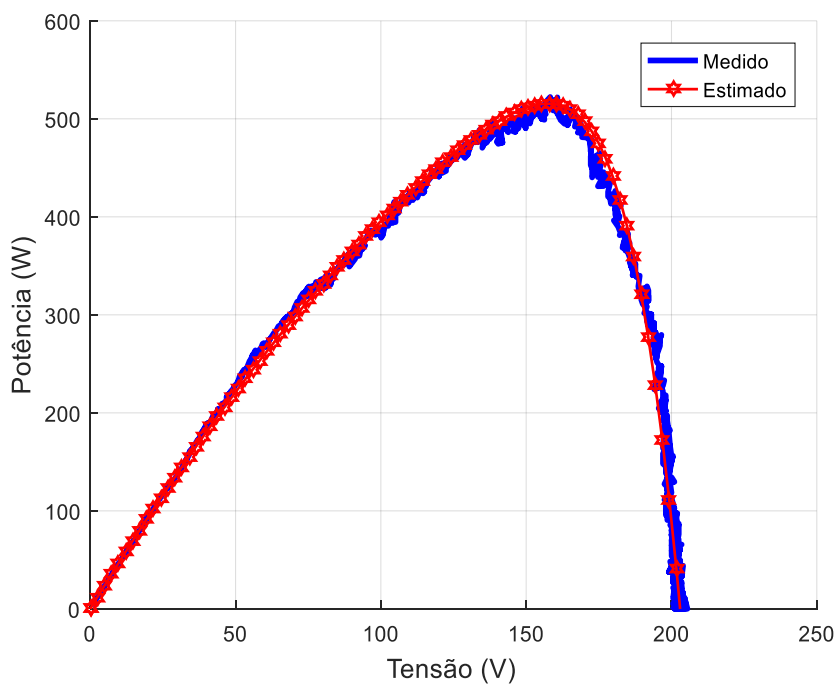
foram obtidos através de um termopar, tipo PT100, fixado nas costas do módulo, enquanto que o valor da irradiância solar foi obtido a partir de uma célula de referência. Nas Figuras 3.5 e 3.6 são apresentadas as curvas I-V e P-V, respectivamente, obtidas pela carga capacitiva, e as curvas ajustadas (estimadas) para o modelo.

**Figura 3.5 – Curva I-V com temperatura de célula igual a 62 °C e irradiância igual a 907 W/m<sup>2</sup>, para o GFV-02.**



**Fonte: Elaboração própria.**

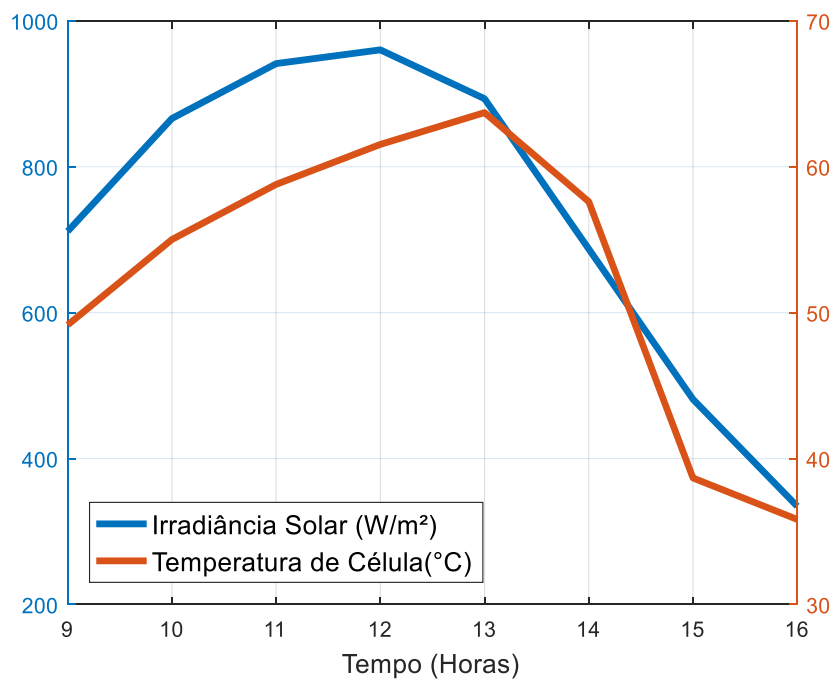
**Figura 3.6 – Curva P-V com temperatura de célula igual a 62 °C e irradiância igual a 907 W/m<sup>2</sup>, para o GFV-02.**



**Fonte: Elaboração própria.**

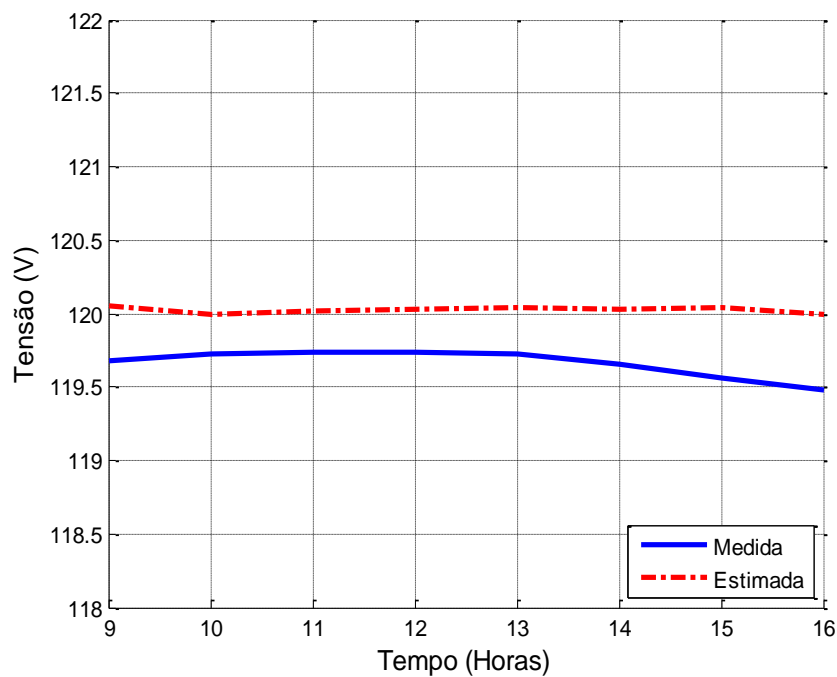
Para validação do INVG-02, considerando a irradiância solar incidente e a temperatura de célula como parâmetros de entrada do modelo proposto, segundo o perfil apresentado na Figura 3.7, obtiveram-se as curvas de tensão e corrente na saída do inversor, que são comparadas com as curvas medidas, conforme observado nas Figuras 3.8 e 3.9, respectivamente. Na Figura 3.8 é possível observar que a tensão simulada permanece em torno de 120 Vrms, enquanto que a tensão medida possui um valor menor e com média de 119,66 Vrms. A corrente simulada segue a variação da corrente medida, conforme observado na Figura 3.9, no entanto com intensidades diferentes.

Figura 3.7 – Gráfico dos dados de irradiância solar e temperatura de célula para o INVG-02.



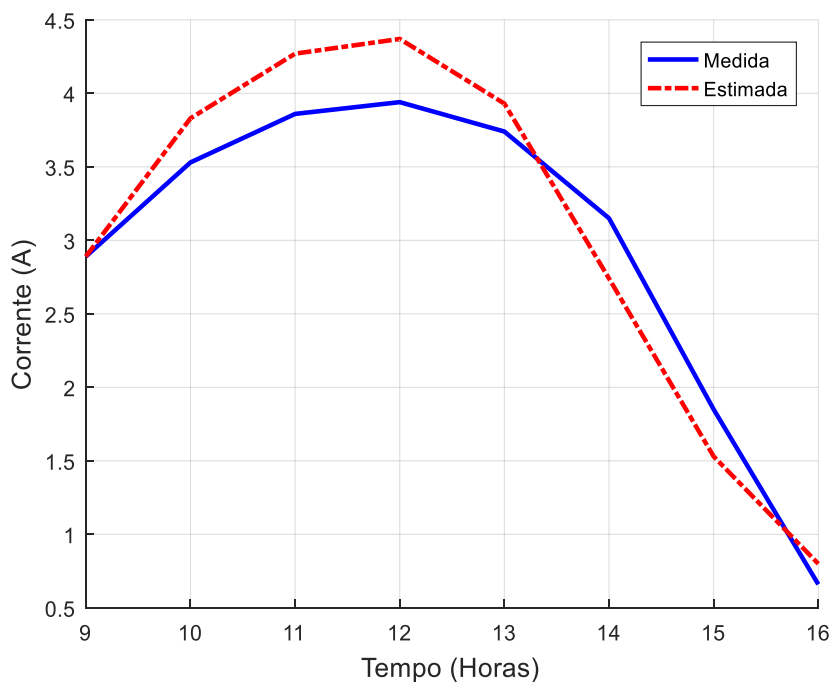
Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.8 – Gráfico da tensão de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-02.



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.9 – Gráfico da corrente de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-02.**



Fonte: Elaboração própria.

Os resultados da simulação e os valores medidos são apresentados na Tabela 3.3.

**Tabela 3.3 – Parâmetros de saída do INVG-02.**

Horário	Medido			Estimado			
	Tensão c.a.	Corrente c.a.	P c.a. (W)	P c.c. (W)	Tensão c.a.	Corrente c.a.	P c.a. (W)
09:00:00	119,68	2,89	344,39	364,80	120,05	2,89	343,80
10:00:00	119,72	3,53	421,58	490,50	120,00	3,83	457,10
11:00:00	119,74	3,86	460,41	548,50	120,02	4,27	506,00
12:00:00	119,74	3,94	469,91	559,80	120,03	4,37	516,00
13:00:00	119,72	3,74	445,62	501,60	120,04	3,93	466,80
14:00:00	119,66	3,15	375,18	339,60	120,03	2,74	320,40
15:00:00	119,56	1,85	217,85	180,00	120,04	1,53	175,10
16:00:00	119,48	0,66	72,27	87,32	120,00	0,80	87,84

Fonte: Elaboração própria.

Conforme apresentado na Tabela 3.4, nota-se que o erro médio quadrático de tensão e corrente, cujos valores respectivos são de 0,35 V e 0,63 A, sendo possível afirmar que os mesmos estão próximos de zero, o que confirma a qualidade dos valores estimados pelo modelo. Pela média dos desvios da tensão e corrente, cujos valores respectivos são de 0,35 V e -0,16 A,

pode-se afirmar que para a tensão o modelo está superestimando, enquanto que para a corrente o modelo está subestimando.

**Tabela 3.4 – Resultados do RMSE e MBE da tensão e corrente para o INV-02.**

	Tensão (V)	Corrente (A)
RMSE	0,35	0,63
MBE	0,35	-0,16

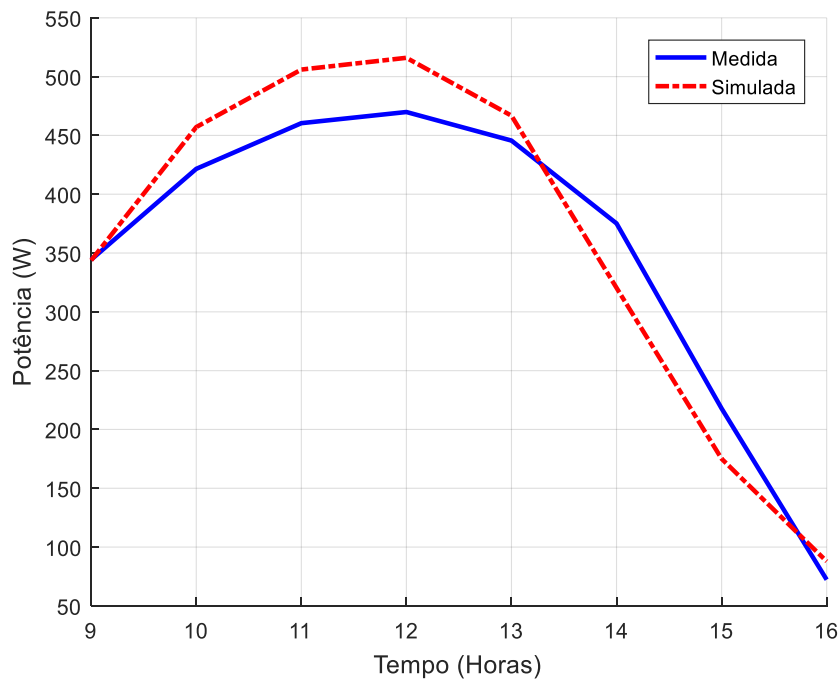
**Fonte: Elaboração própria.**

A curva da potência ativa gerada pelo inversor INVG-02, para variações na irradiância solar e na temperatura ambiente, pode ser observada na Figura 3.10. Considerando as curvas obtidas pelo modelo e pela medição é possível perceber que o valor máximo de potência ativa verificado na saída do inversor, no momento de pico de irradiância solar, é inferior a 550 W, o que é coerente em função das perdas verificadas no processo de condicionamento de potência. A eficiência média obtida pelo modelo do inversor *Sunny Boy* é de 93,18 %, coerente com os dados do fabricante.

Comparando-se as curvas de potência, observa-se uma considerável discrepância da curva simulada em relação à curva medida da potência ativa na saída do INVG-02. A partir dos dados medidos é possível observar que a potência fornecida pelo GFV-02 conectado ao INVG-02 é menor que a fornecida pelo INVG-01, sabendo que a capacidade instalada do INVG-02 é maior que INVG-01, em virtude da avaria sofrida pelos módulos que constituem o GFV-02.

Para o caso apresentado na Figura 3.10, comparando-se a simulação com a medição, obtém-se um valor de RMSE de 77,30 W, MBE de -22,72 W e  $r$  de 0,95.

Figura 3.10 – Gráfico da curva da potência ativa medida e estimada pelo modelo para o INVG-02.

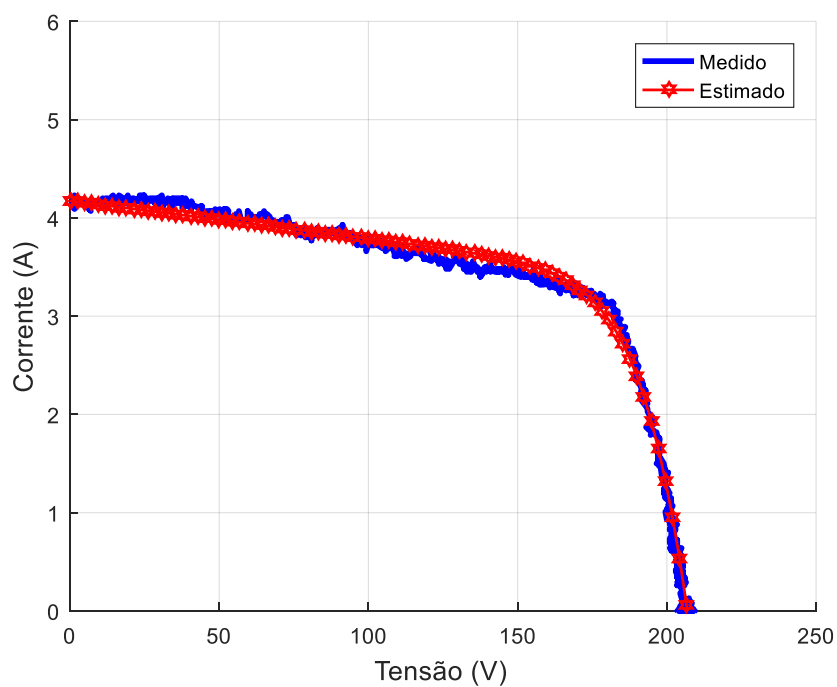


Fonte: Elaboração própria

### 3.1.3. INVG-03

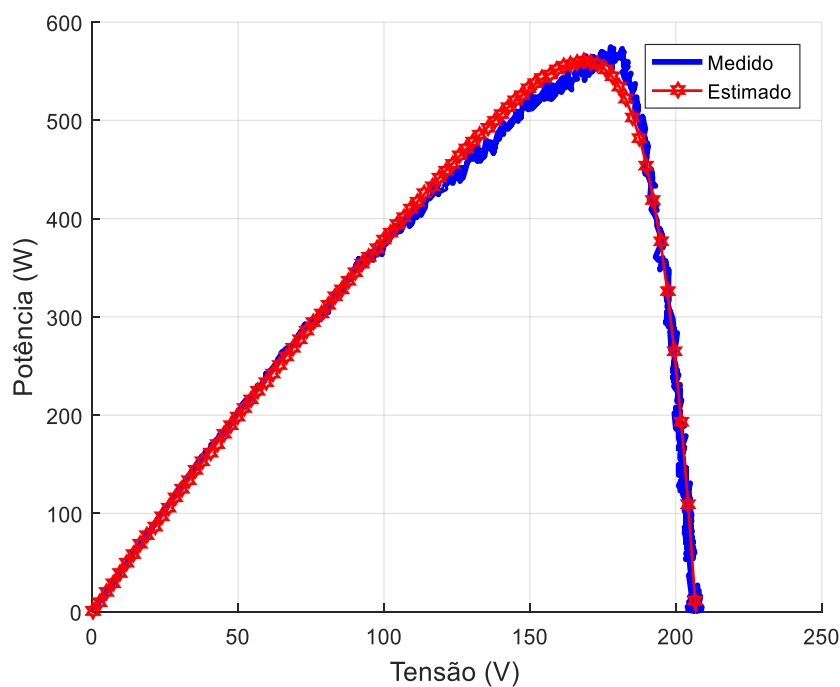
Nas Figuras 3.11 e 3.12 são apresentadas as curvas I-V e P-V, respectivamente, obtidas pela carga capacitiva e as curvas ajustadas (estimadas) para o modelo do GFV-03.

Figura 3.11 – Curva I-V com temperatura de célula igual a  $62,39^{\circ}\text{C}$  e irradiância igual a  $772,72\text{ W/m}^2$ , para o GFV-03.



Fonte: Elaboração própria

**Figura 3.12 – Curva P-V com temperatura de célula igual a 62,39 °C e irradiância igual a 772,72 W/m<sup>2</sup>, para o GFV-03.**

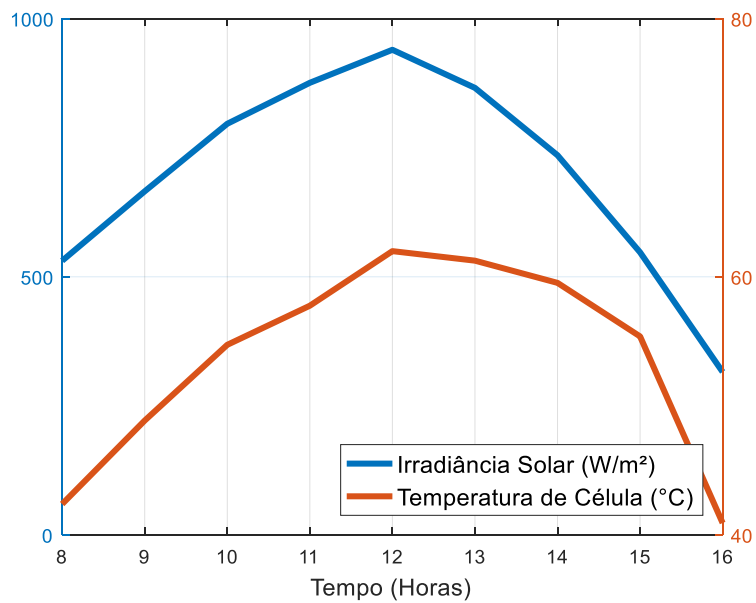


**Fonte: Elaboração própria**

Para validação do INVG-03, considerando a irradiância solar e a temperatura de célula como parâmetros de entrada do modelo proposto, conforme o comportamento apresentado na Figura 3.13, obtiveram-se as curvas de tensão e corrente na saída do inversor, que foram comparadas com as curvas obtidas pelo experimento, conforme observado nas Figuras 3.14 e 3.15, respectivamente. Na Figura 3.14 é possível observar que a tensão simulada permanece em torno da tensão medida, de 120 V<sub>rms</sub>. A corrente simulada segue a variação da corrente medida, conforme observado na Figura 3.15, no entanto com intensidades diferentes.

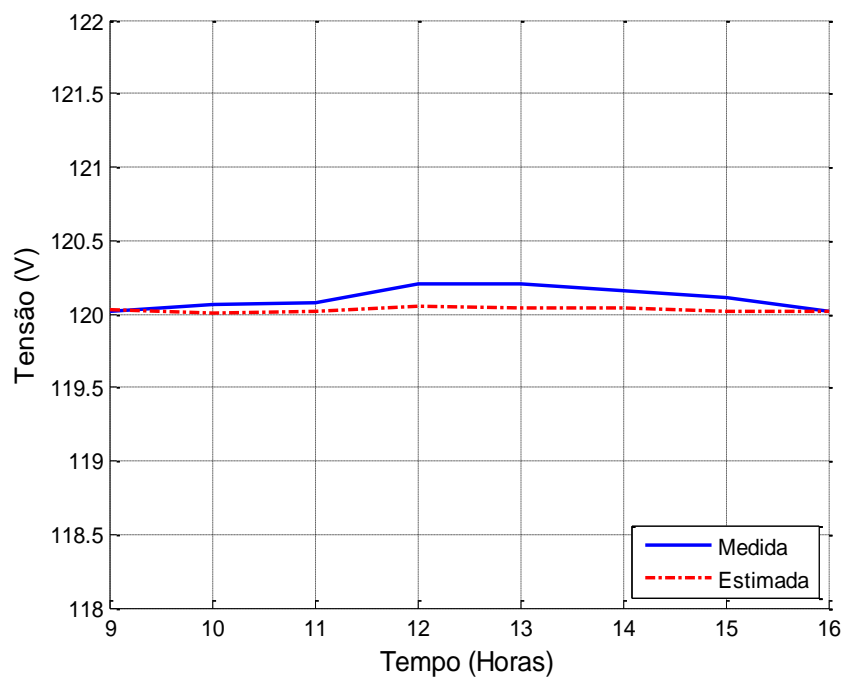


Figura 3.13 – Gráfico dos dados de irradiância solar e temperatura de célula para o INVG-03.



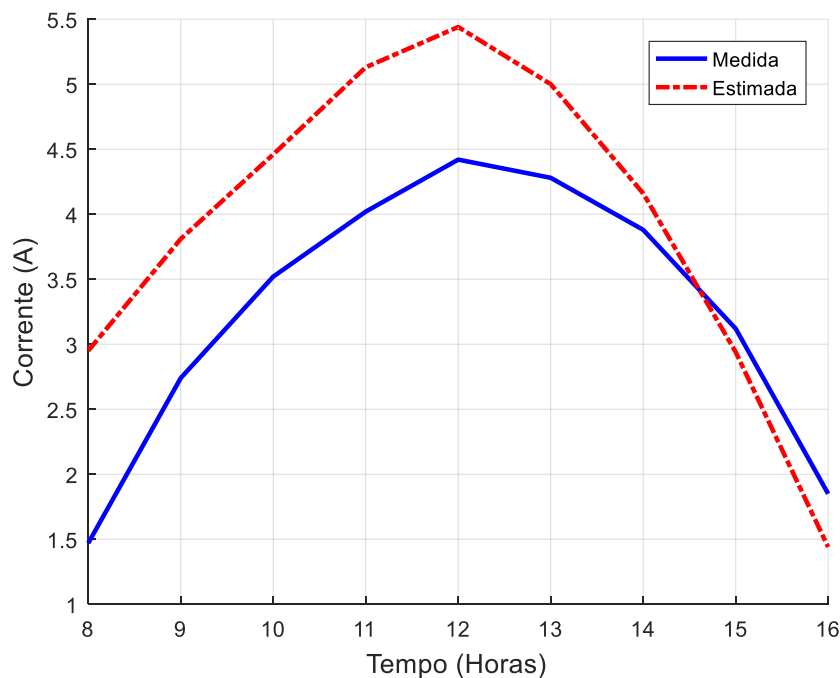
Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.14 – Gráfico da tensão de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-03.



Fonte: Elaboração própria.

**Figura 3.15 – Gráfico da corrente de saída medida e estimada pelo modelo para o INVG-03.**



Fonte: Elaboração própria.

Os resultados da simulação e os medidos são apresentados na Tabela 3.5, onde pode ser observado que os valores simulados se encontram relativamente próximos dos medidos.

**Tabela 3.5 – Parâmetros de saída do INVG-03.**

Horário	Medido			Estimado			
	Tensão c.a.	Corrente c.a.	P c.a. (W)	P c.c. (W)	Tensão c.a.	Corrente c.a.	P c.a. (W)
08:00:00	119,92	1,47	147,05	369,10	120,05	2,95	346,70
09:00:00	120,02	2,74	315,41	488,50	120,03	3,81	452,50
10:00:00	120,06	3,52	416,90	576,70	120,01	4,46	528,00
11:00:00	120,08	4,02	479,22	670,60	120,02	5,13	611,70
12:00:00	120,21	4,42	528,65	719,80	120,05	5,44	653,30
13:00:00	120,20	4,28	512,25	652,90	120,04	5,00	559,60
14:00:00	120,16	3,88	464,22	535,60	120,04	4,16	493,70
15:00:00	120,11	3,12	370,63	368,90	120,02	2,94	347,30
16:00:00	120,02	2,00	231,96	168,50	120,02	1,44	165,10

Fonte: Elaboração própria.

Conforme apresentado na Tabela 3.6, o erro médio quadrático de tensão é baixo, o que confirma a qualidade dos valores estimados pelo modelo. Pela média dos desvios da tensão e corrente, cujos valores respectivos são de -0,06 V e 0,65 A, pode-se afirmar que para a tensão o modelo está subestimando, enquanto que para a corrente o modelo está superestimando.

**Tabela 3.6 – Resultados do RMSE e MBE da tensão e corrente para o INV-03.**

	Tensão (V)	Corrente (A)
RMSE	0,1	0,91
MBE	-0,06	0,65

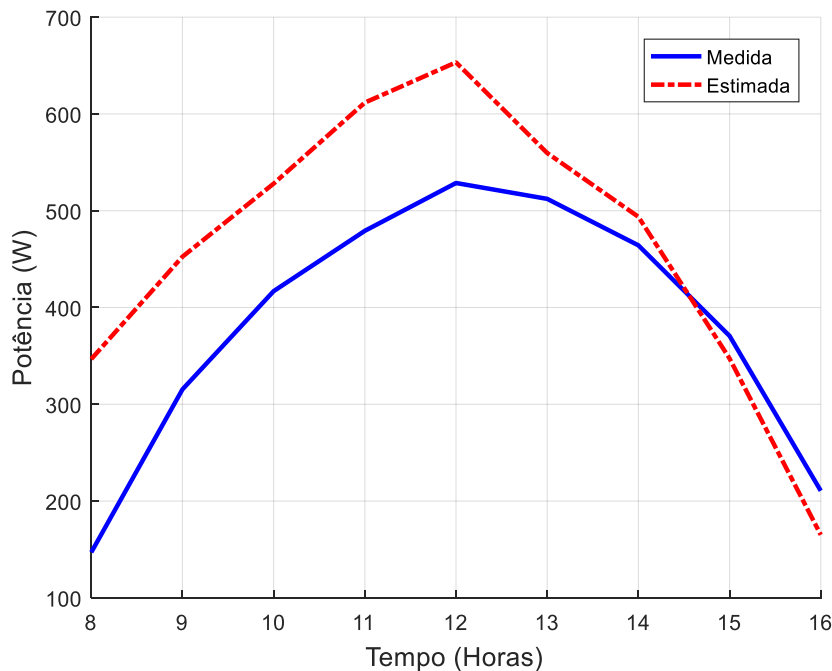
**Fonte: Elaboração própria.**

A curva da potência ativa gerada pelo inversor INVG-03, para variações na irradiância solar e na temperatura ambiente, pode ser observada na Figura 3.16. Considerando as curvas obtidas pelo modelo e pela medição é possível perceber que o valor máximo de potência ativa verificado na saída do inversor, no momento de pico de irradiância solar, é superior a 600 W, o que é coerente em função das perdas verificadas no processo de condicionamento de potência. A eficiência média obtida pelo modelo do inversor *Sunny Boy* é de 93,43 %, coerente com os dados do fabricante.

Comparando-se as curvas de potência, observa-se uma considerável discrepância da curva simulada em relação à curva medida da potência ativa na saída do INVG-03. A partir dos dados medidos é possível observar que a potência gerada pelo GFV-03 conectado ao INVG-03 é menor que a gerada pelo INVG-01, sabendo que a capacidade instalada do INVG-03 é maior que INVG-01. Uma justificativa para essa diferença é a avaria sofrida pelos módulos que constituem o GFV-03.

Para o caso apresentado na Figura 3.16, comparando-se a simulação com a medição, obtém-se um valor de RMSE de 111,66 W e MBE de 76,84 W.

Figura 3.16 – Gráfico da curva da potência ativa medida e simulada para o INVG-03.



Fonte: Elaboração própria

O segundo modo de validação corresponde à variação dos parâmetros de entrada, como temperatura de célula e irradiância solar, em condições de baixa, média e alta irradiância. Os dados medidos foram obtidos de forma instantânea e permaneceram estáveis durante um determinado intervalo de tempo. O equipamento utilizado para medição das grandezas elétricas foi o analisador de energia trifásico (*PowerPad*), do fabricante *AEMC Instruments*, modelo 3945-B, que permite visualizar a tensão, a corrente e as componentes harmônicas de um sistema elétrico em tempo real com uma taxa de amostragem de 256 amostras por ciclo e exatidão de  $\pm 1\%$ , para medição de potência ativa (AEMC INSTRUMENTS, 2017).

A validação do modelo foi realizada comparando-se as estimativas do modelo com os dados medidos. Na Tabela 3.7 apresentam-se os resultados referentes ao INVG-01, onde os valores simulados se encontram relativamente próximos dos medidos, com uma pequena diferença, devido às perdas verificadas no processo de condicionamento de potência, além disso, apresenta-se o erro relativo percentual  $E_r$  para a potência ativa de saída do INVG-01, obtido conforme a Equação 3.3.

$$E_r = \frac{x_{MED} - x_{EST}}{x_{MED}} \times 100(\%) \quad (3.3)$$

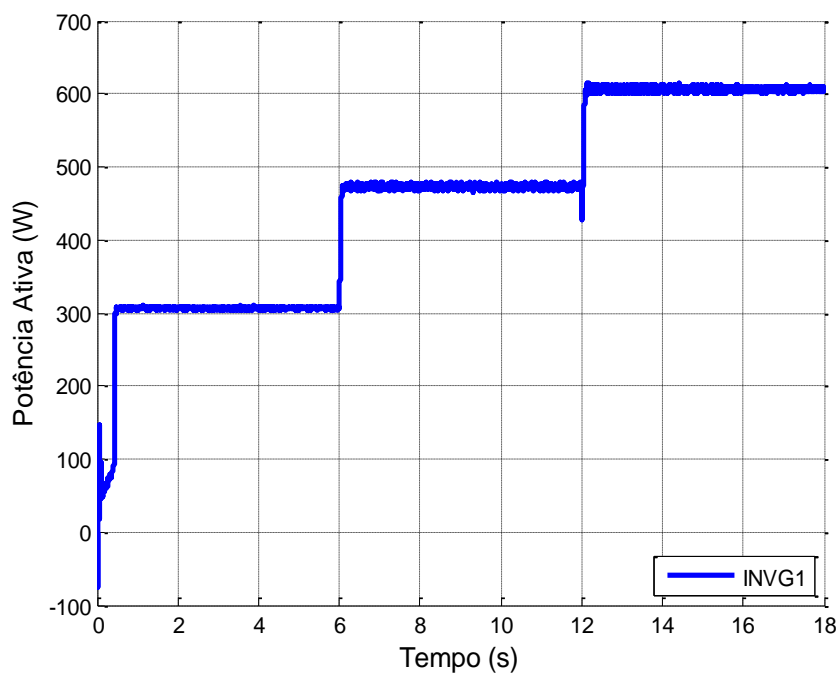
Tabela 3.7 – Potência ativa de saída do INVG-01.

Irradiância Solar (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura de Célula (° C)	Medido	Estimado	E <sub>r</sub> (%)
		P01 (W)	P01 (W)	
384	37,63	320,73	306,4	4,47
604,5	41,42	471,24	471,5	-0,06
1001,14	63,48	578,72	605,1	-4,56

Fonte: Elaboração própria.

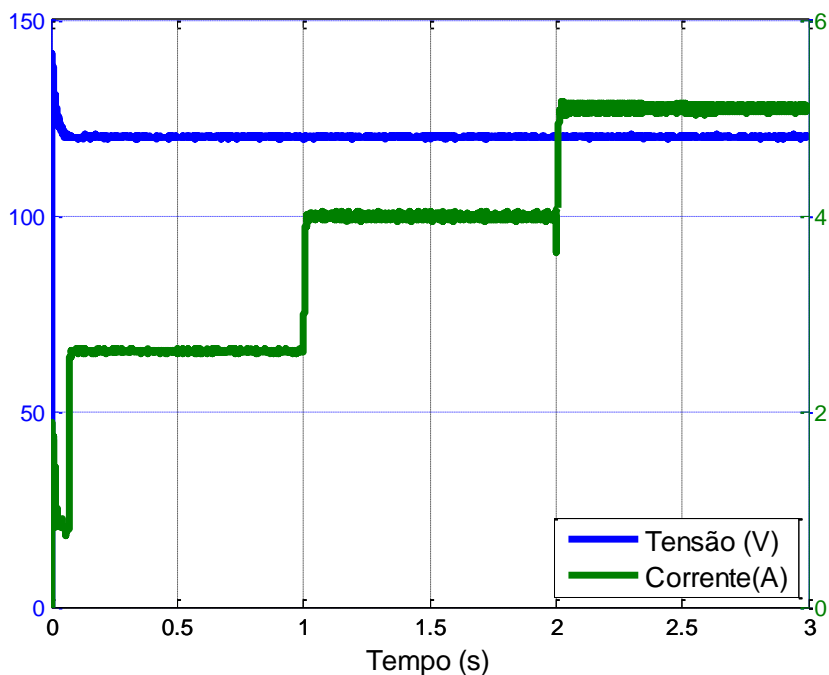
Nas Figuras 3.17 e 3.18 são apresentados, respectivamente, os gráficos de potência ativa e tensão rms e corrente rms para o INVG-01, a partir da variação, em forma de degrau, da irradiância solar e da temperatura de célula.

Figura 3.17 – Gráfico da variação da potência ativa para o INVG-01.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.18 – Gráfico da variação da tensão e da corrente rms para o INVG-01



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 3.8 apresentam-se os resultados referentes ao INVG-02, onde os valores simulados encontram-se relativamente próximos dos medidos, com uma pequena diferença, devido às perdas verificadas no processo de condicionamento de potência. Além disso, apresenta-se o erro relativo da potência ativa de saída do INVG-02.

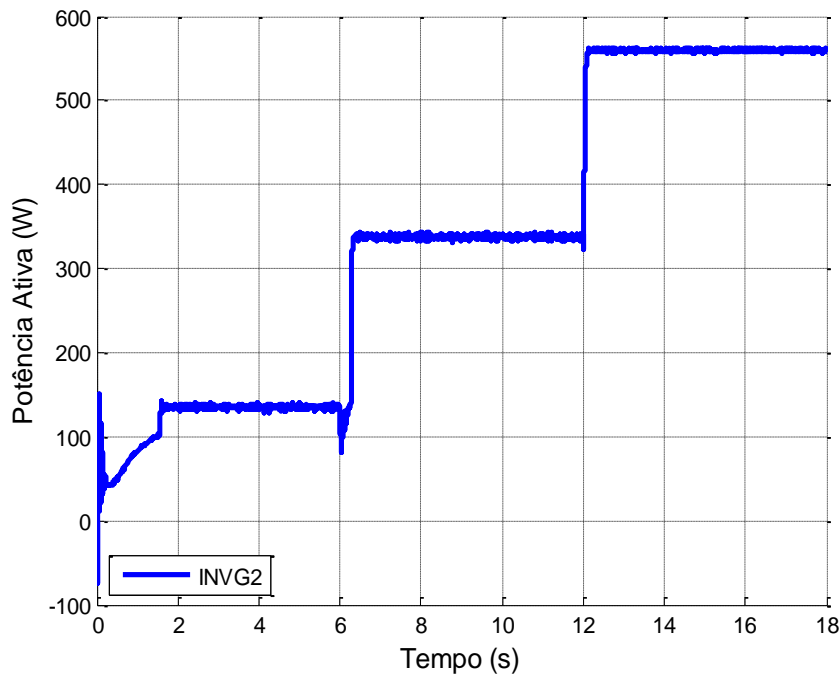
Tabela 3.8 – Potência ativa de saída do INVG-02.

Irradiância Solar (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura de Célula (° C)	Medido	Estimado	E <sub>r</sub> (%)
		P02 (W)	P02 (W)	
403,67	59,73	189,34	136	28,17
672,17	47,50	322,84	337,5	-4,54
974,83	59,92	480,89	559,1	-16,26

Fonte: Elaboração própria.

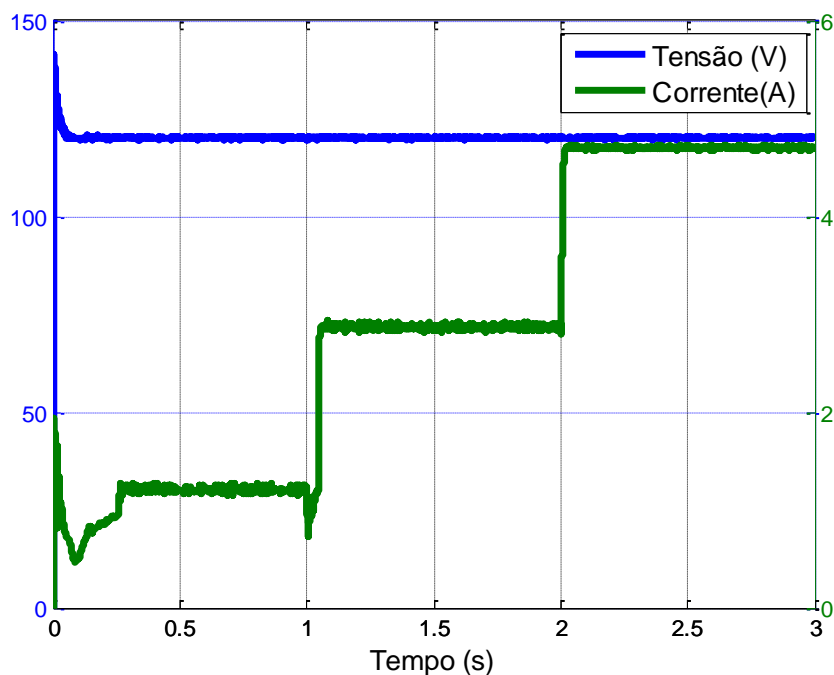
Nas Figuras 3.19 e 3.20 são apresentados os gráficos de potência ativa, tensão e corrente a partir da variação da irradiância solar e da temperatura de célula para o INVG-02, respectivamente.

Figura 3.19 – Gráfico da variação da potência ativa para INVG-02.



Fonte: Elaboração própria

Figura 3.20 – Gráfico da variação da tensão e da corrente rms para o INVG-02.



Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 3.9 apresentam-se os resultados referentes ao INVG-03, onde os valores simulados encontram-se relativamente próximos dos medidos, com uma pequena diferença, devido às perdas verificadas no processo de condicionamento de potência. Além disso, apresenta-se o erro relativo da potência ativa de saída do INVG-03.

Tabela 3.9 – Potência ativa de saída do INVG-03.

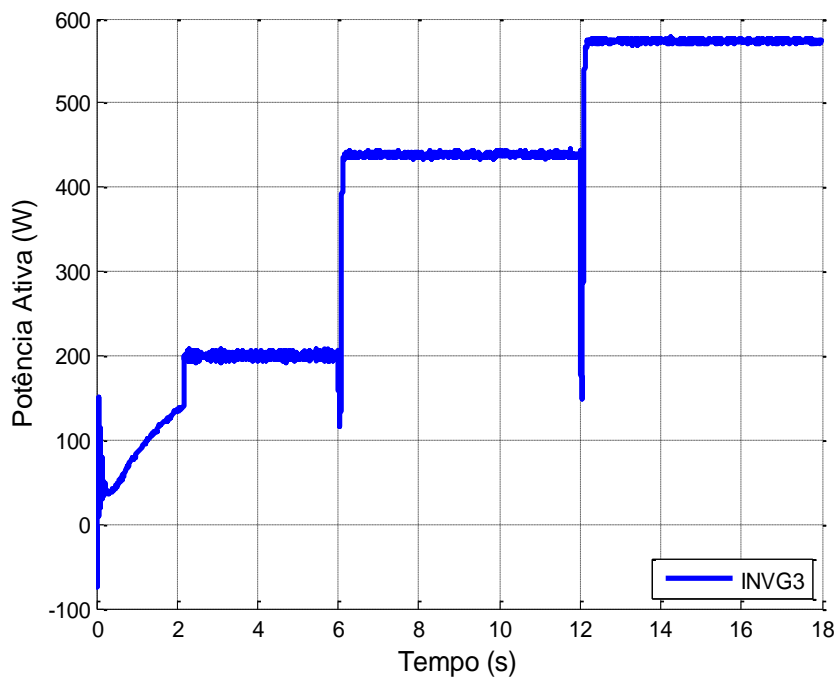
Irradiância Solar (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura de Célula (° C)	Medido	Estimado	E <sub>r</sub> %
		P03 (W)	P03 (W)	
365,17	44,43	169,15	198,5	-17,35
657,83	44,63	298,47*	436,3	-46,18
989,83	57,50	536,56	573	-6,79

\*Eventual erro de medição ou de limitação de potência pelo inversor.

Fonte: Elaboração própria.

Nas Figuras 3.21 e 3.22 são apresentados os gráficos de potência ativa, tensão e corrente rms a partir da variação da irradiância solar e da temperatura de célula para o INVG-03, respectivamente.

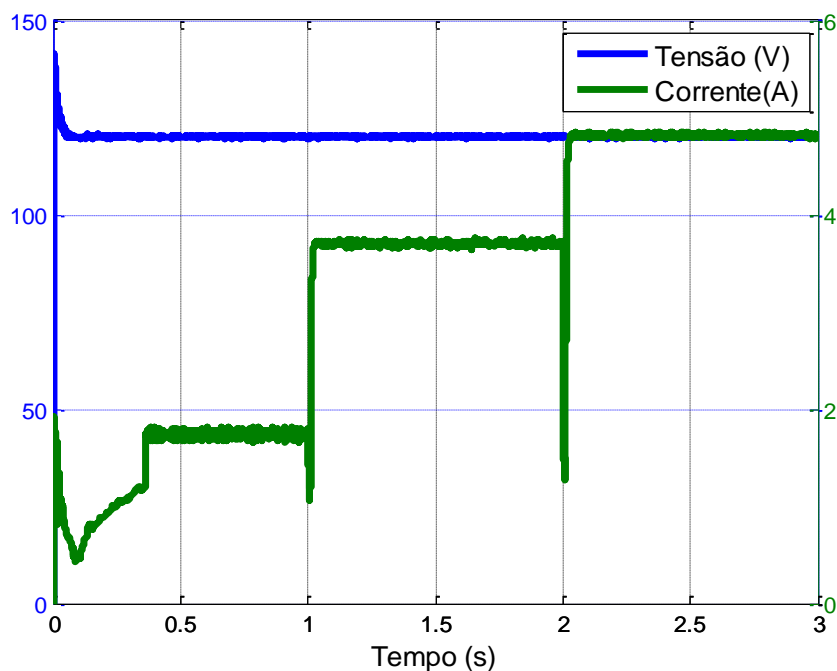
Figura 3.21 – Gráfico da variação da potência ativa para INVG-03.



Fonte: Elaboração própria



Figura 3.22 – Gráfico da variação da tensão e da corrente para o INVG-03.



Fonte: Elaboração própria

Nos dois modos de validação observaram-se erros consideráveis entre a medição e o previsto pelo modelo para os inversores INVG-01, INVG-02 e INVG-03, o que pode ser justificado por perdas causadas por sombreamentos parciais dos geradores fotovoltaicos na área de testes. Outra possível causa é a possibilidade de redução ou limitação de potência ativa, porque os inversores *Sunny Island* podem alterar a frequência da rede formada e, assim, limitar a potência de saída dos inversores *Sunny Boy*, conforme a demanda e o estado de carga do banco de baterias, sendo esta limitação não considerada no modelo proposto.

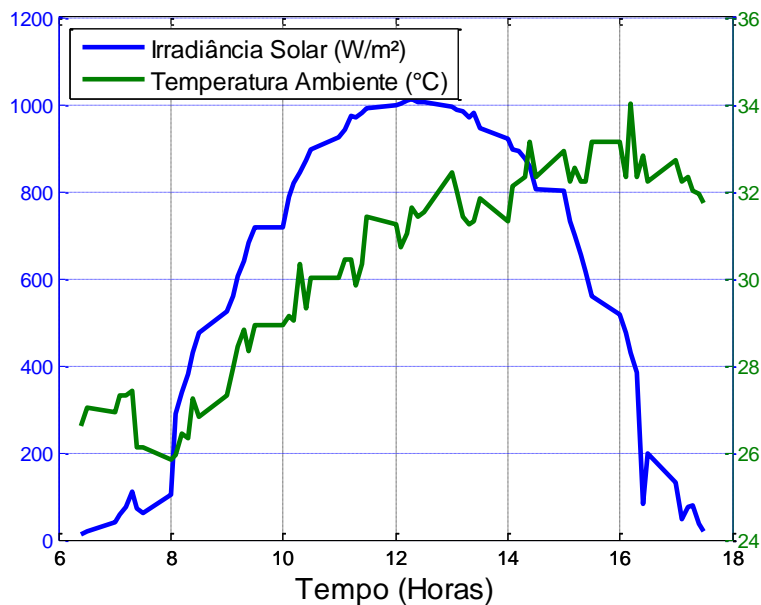
### 3.2. Controlador de Carga

Para a validação do controlador de carga do fabricante *Outback* foram utilizados dados adquiridos na prática através do *software FlukeView ScopeMeter* e um osciloscópio digital *Fluke*, modelo 190-204, com exatidão de  $\pm 3\%$ , utilizado para aquisição de dados referentes à entrada e saída dos controladores de carga, comparando-os com os dados obtidos pelo modelo proposto para o controlador de carga.

Neste caso são utilizados dados de irradiância global (incidente em um plano inclinado de  $10^\circ$  e orientado para o norte geográfico) e temperatura ambiente, conforme apresentado na Figura 3.23. O período considerado é de 6 h às 18 h, com intervalos de 10 minutos. Os dados climáticos são obtidos através do *Sunny WebBox*, com exatidões de  $\pm 5\%$  para a irradiância solar e  $\pm 0,5\%$  para a temperatura, interface de comunicação para sistemas fotovoltaicos que utiliza

inversores da fabricante SMA, capaz de armazenar dados dos inversores, dos parâmetros meteorológicos monitorados (temperatura, irradiância e velocidade do vento), bem como notificar o estado de carga do banco de baterias.

**Figura 3.23 – Dados de irradiância solar e temperatura ambiente.**

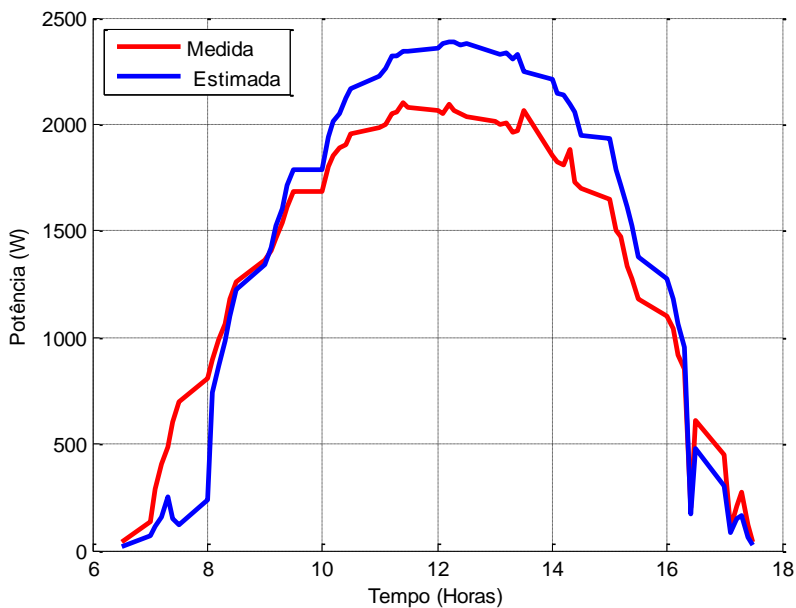


Fonte: Elaboração própria.

Com a finalidade de validar o modelo do controlador proposto utilizou-se o critério da comparação, que consiste em equiparar o conjunto de pontos medidos com os dados estimados pelos modelos. Posteriormente, calcularam-se a raiz do erro médio quadrático (RMSE) e a média dos desvios (MBE).

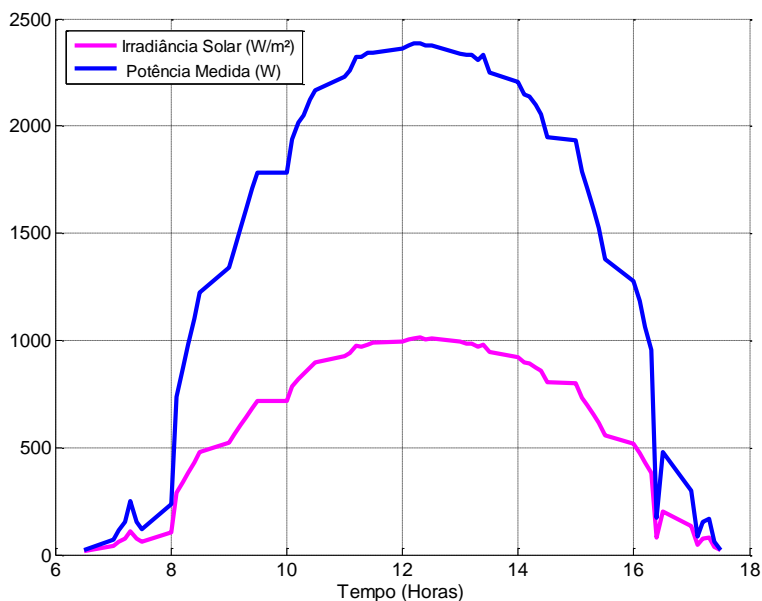
Na Figura 3.24 é possível observar que determinados pontos da curva de potência simulada se ajustam à curva medida, exceto no intervalo entre 6 e 8 horas, quando ocorre uma divergência no ajuste das curvas. No entanto, a potência simulada entregue pelo controlador de carga se comporta de acordo com a irradiância solar, conforme mostra a Figura 3.25, podendo o desvio ser justificado por erros na medição.

**Figura 3.24 – Potência ativa medida e estimada para o controlador de carga.**



**Fonte: Elaboração própria.**

**Figura 3.25 – Curva da potência ativa medida e da irradiância solar para o controlador de carga.**



**Fonte: Elaboração própria.**

Para o caso apresentado na Figura 3.24, comparando-se a simulação com a medição, obtém-se um valor de RMSE de 241,86 W e MBE de 103,57 W. Os valores de RMSE e MBE encontram-se elevados, pois o modelo não prevê ou estima a queda de desempenho do controlador em função do aumento da temperatura interna do equipamento.

### 3.3. Cargas

Neste tópico apresenta-se a simulação e validação do modelo quando os inversores *Sunny Island* atendem um conjunto de cargas, tendo-se por finalidade representar possíveis circuitos de iluminação conectados à minirrede.

Procedeu-se com a distribuição do banco de cargas utilizados nos ensaios, conectado ao barramento c.a. do sistema híbrido, conforme observado na Figura 3.26. Nota-se que as fases estão com cargas diferenciadas, tendo em vista que o ensaio buscou simular uma rede de baixa tensão desequilibrada. O total de carga instalada no banco de cargas foi de 1.120 W, composto por 20 pontos de iluminação, conforme mostrado na Tabela 3.10.

**Figura 3.26 – Quadro de cargas.**



**Fonte: Autoria própria.**

**Tabela 3.10 – Parâmetros do quadro de cargas para testes.**

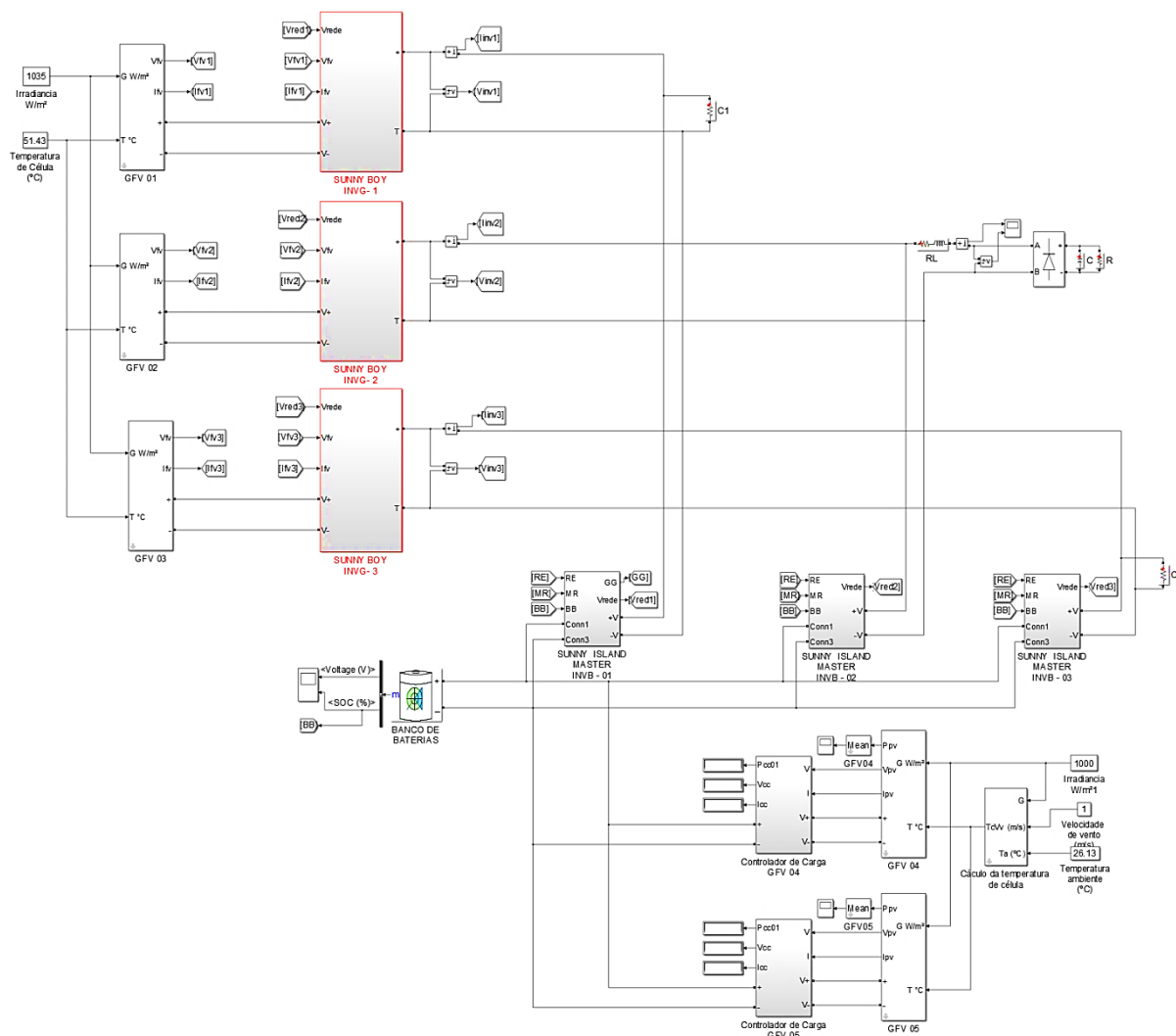
	Lâmpadas Incandescentes (100 W)	Lâmpadas Fluorescentes (20 W)	Lâmpadas Incandescentes (40 W)	Fp	THDi (%)	Potência Medida (W)
Fase A	8 Unidades	–	–	1		595,5
Fase B	–	8 Unidades	–	0,63	125,9	158,4
Fase C	–	–	4 Unidades	1		140,4
TOTAL						894,3

**Fonte: Elaboração própria.**

No barramento c.a. também estão conectados os inversores monofásicos de conexão à rede (*Sunny Boy*) que geram potência elétrica para suprir a potência demandada pelas cargas. Também é possível observar na Figura 3.27 que os inversores *Sunny Island* estão conectados ao barramento c.c., operam no modo autônomo, de forma a gerar tensões de referência para os inversores *Sunny Boy* e também fornecer potência elétrica para as cargas. Os resultados são

apresentados em forma de gráficos, comparando os dados de tensão e de corrente, medidas e estimadas pelo modelo proposto.

**Figura 3.27 – Diagrama de blocos representando a instalação do sistema de geração e de condicionamento de energia no *Simulink/Matlab*.**

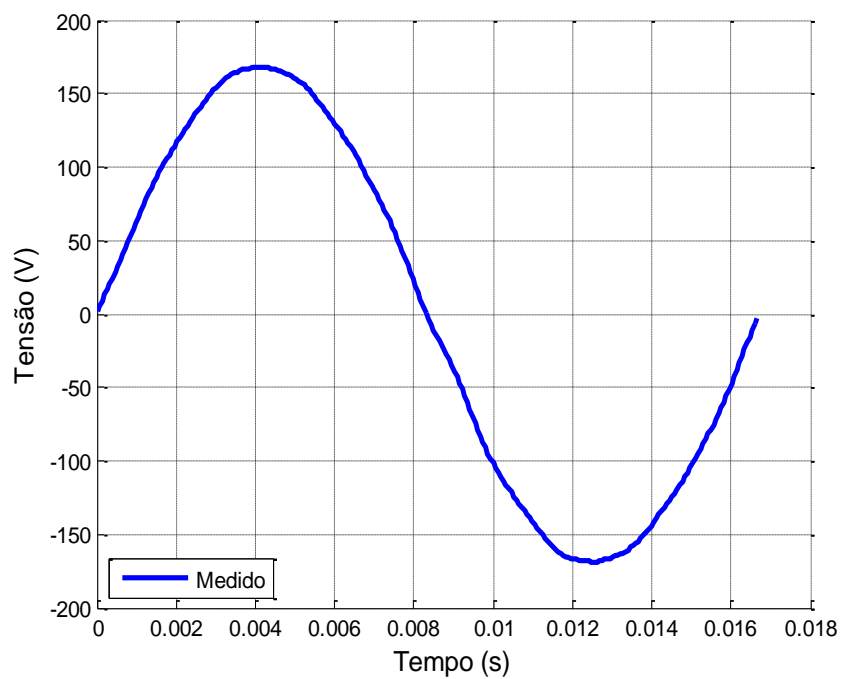


**Fonte: Elaboração própria.**

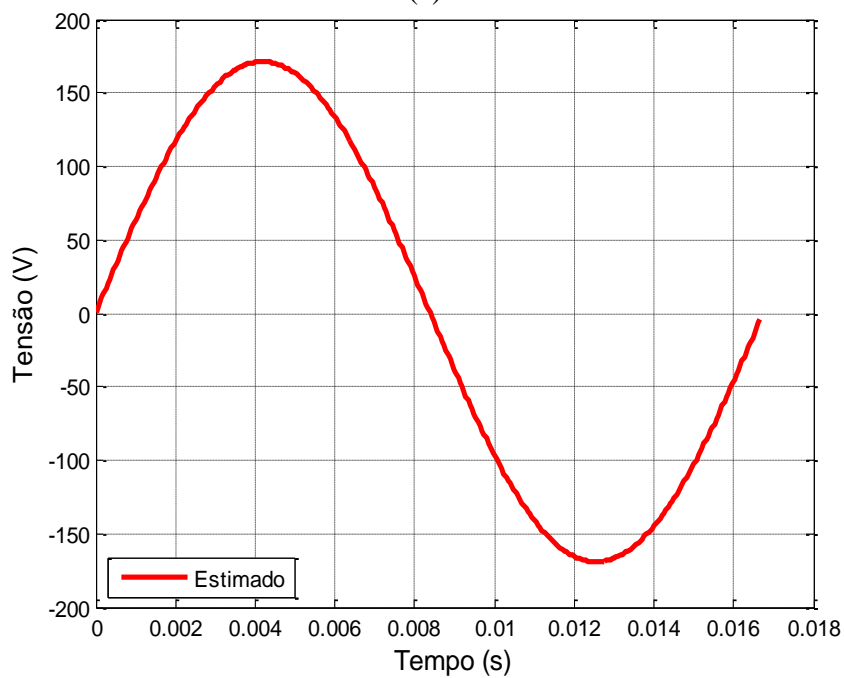
- Carga 1

As curvas de tensão e corrente dos tipos das cargas em questão foram obtidas por meio de um analisador de energia trifásico (*PowerPad* modelo 3945-B da fabricante AEMC Instruments), numa frequência de 256 amostras por ciclo. As curvas geradas pelo analisador foram utilizadas como base para a simulação das cargas conectadas no barramento c.a.. Os gráficos com os valores medidos e simulados de tensão e corrente sobre a carga resistiva podem ser observados nas Figuras 3.28 e 3.29, respectivamente.

Figura 3.28 - Gráfico da tensão sobre a carga resistiva, (a) Medida pelo analisador (b) Estimada pelo Modelo.



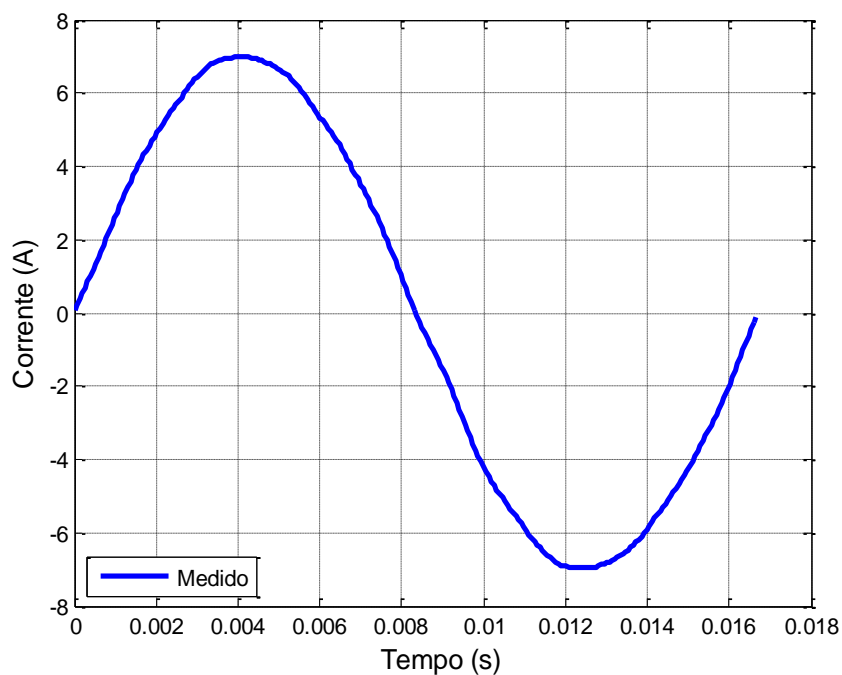
(a)



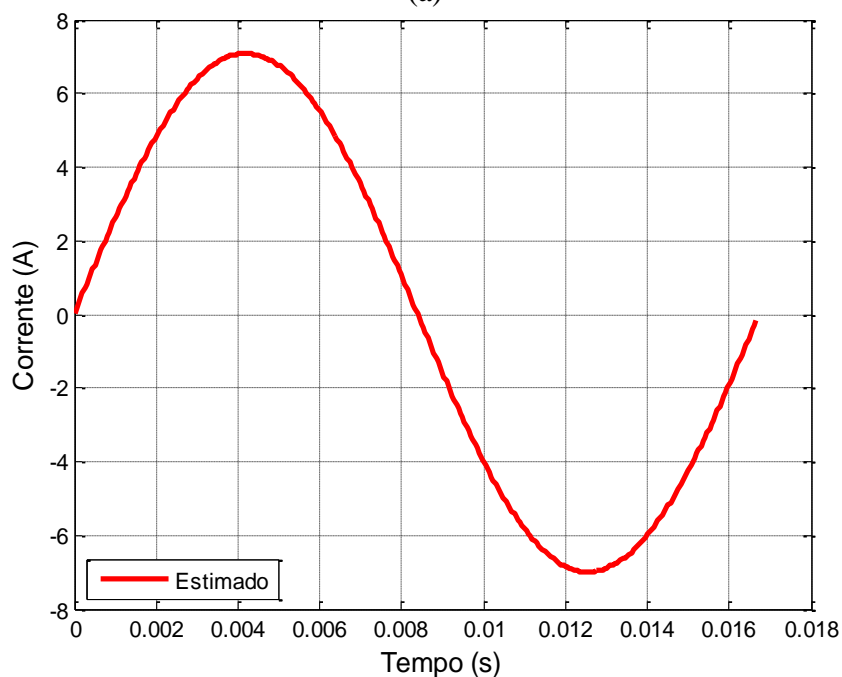
(b)

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 3.29 - Gráfico da corrente sobre a carga resistiva. (a) Medida pelo analisador; (b) Estimada pelo Modelo.



(a)



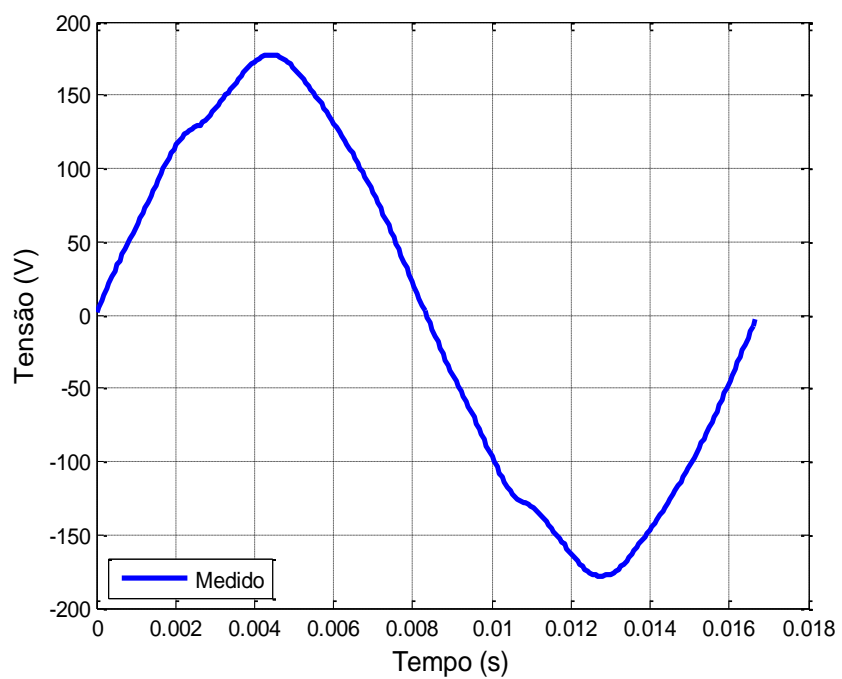
(b)

Fonte: Fonte Própria.

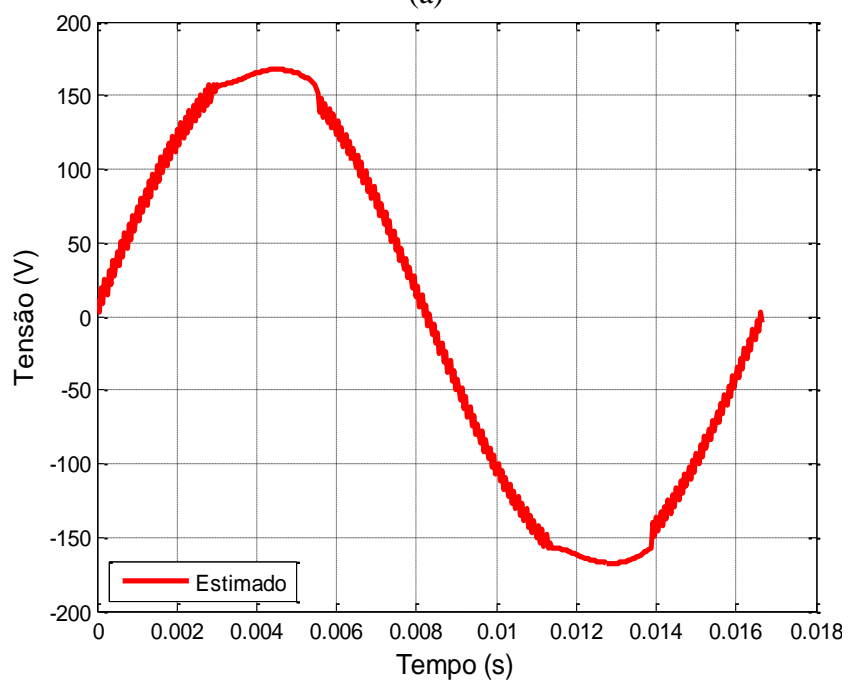
- Carga 2

Os gráficos com os valores medidos e simulados de tensão e corrente sobre a carga não-linear podem ser observados nas Figuras 3.30 e 3.31, respectivamente. A distorção na tensão, presente na Figura 3.30 é devida à circulação de corrente não senoidal nesta fase.

Figura 3.30 - Gráfico da tensão sobre a carga não-linear. (a) Medida pelo analisador; (b) Estimada pelo Modelo.



(a)

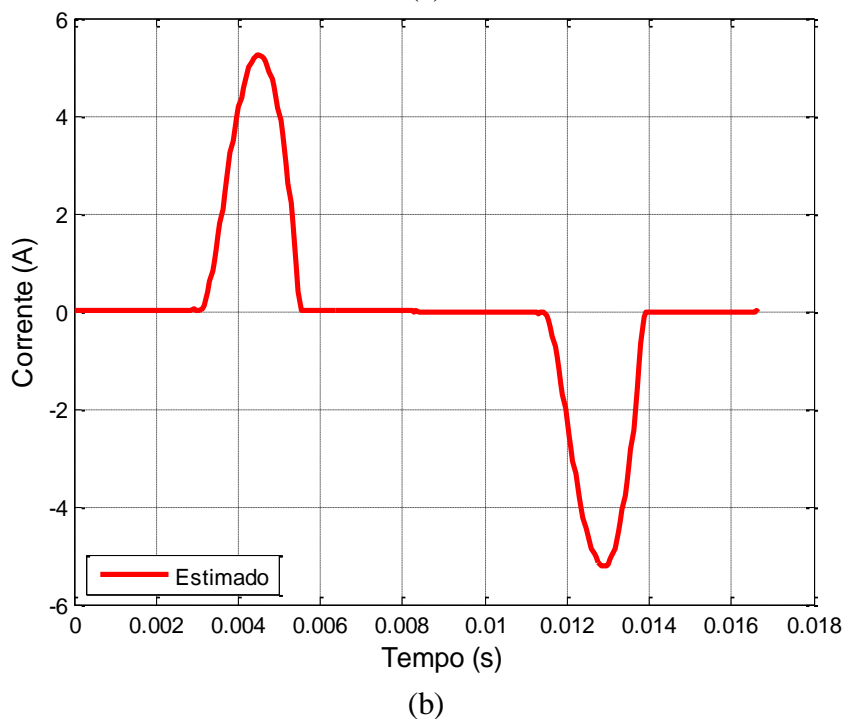
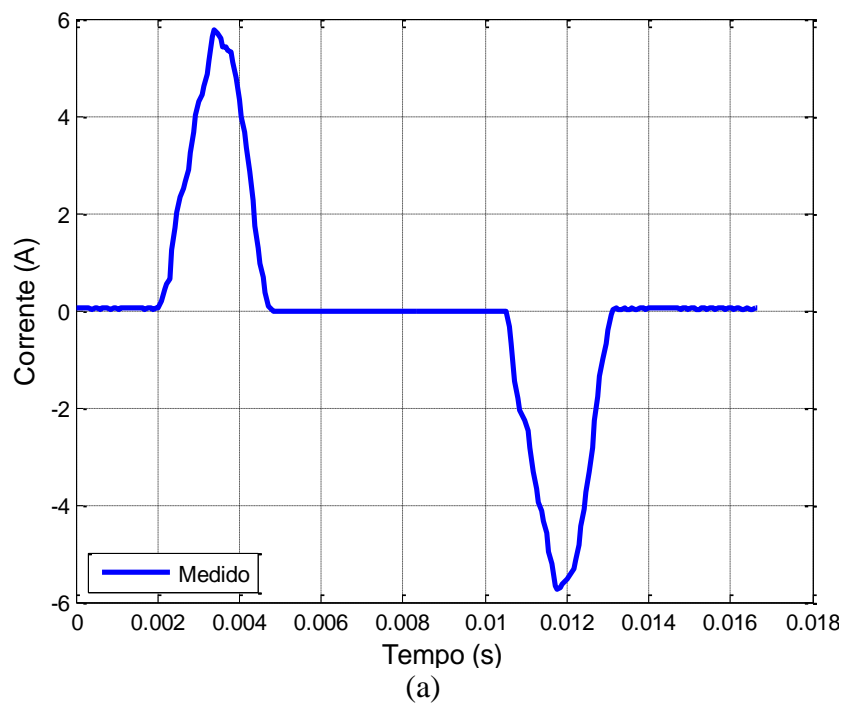


(b)

Fonte: Elaboração Própria.



Figura 3.31 - Gráfico da corrente sobre a carga não-linear. (a) Medida pelo analisador; (b) Estimada pelo Modelo.

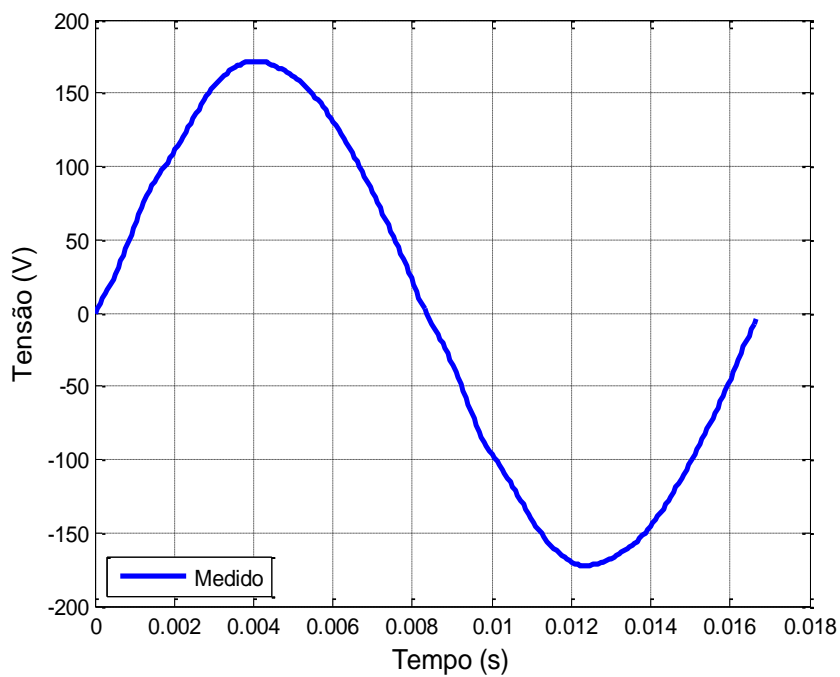


Fonte: Elaboração Própria.

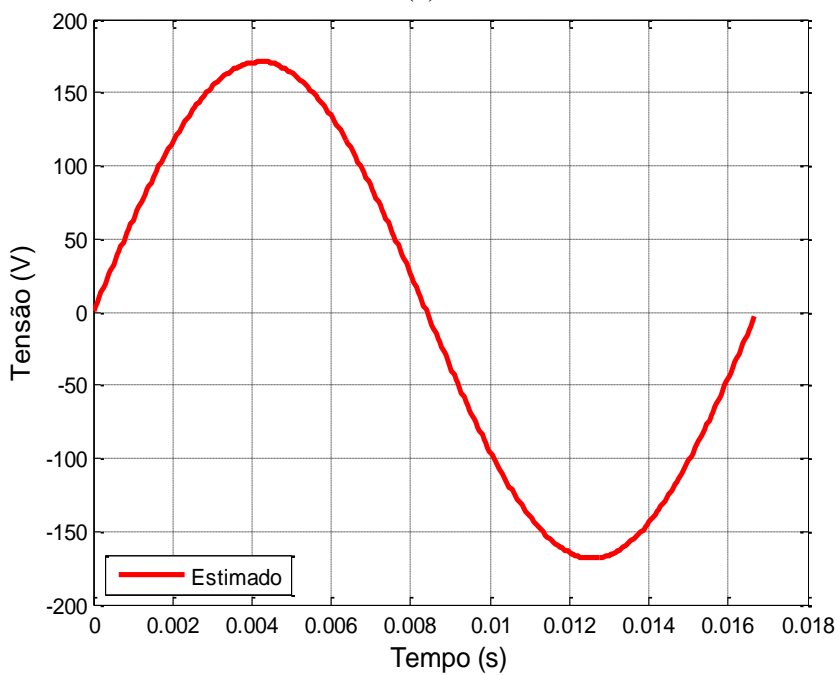
- Carga 3

Os gráficos com os valores medidos e simulados de tensão e corrente sobre a carga resistiva podem ser observados nas Figuras 3.32 e 3.33, respectivamente.

Figura 3.32 - Gráfico da tensão sobre a carga resistiva. (a) Medida pelo analisador (b) Estimada pelo Modelo.



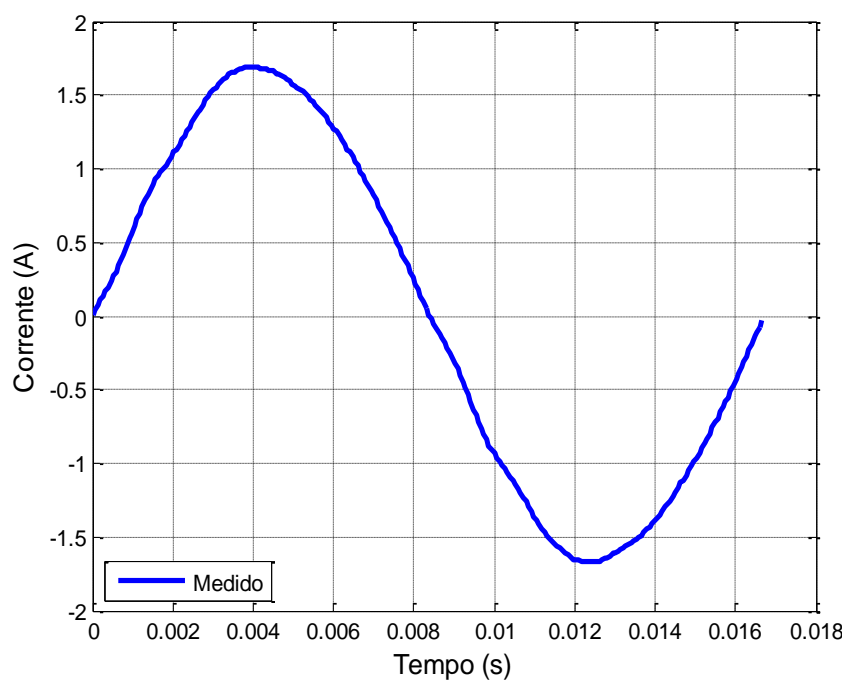
(a)



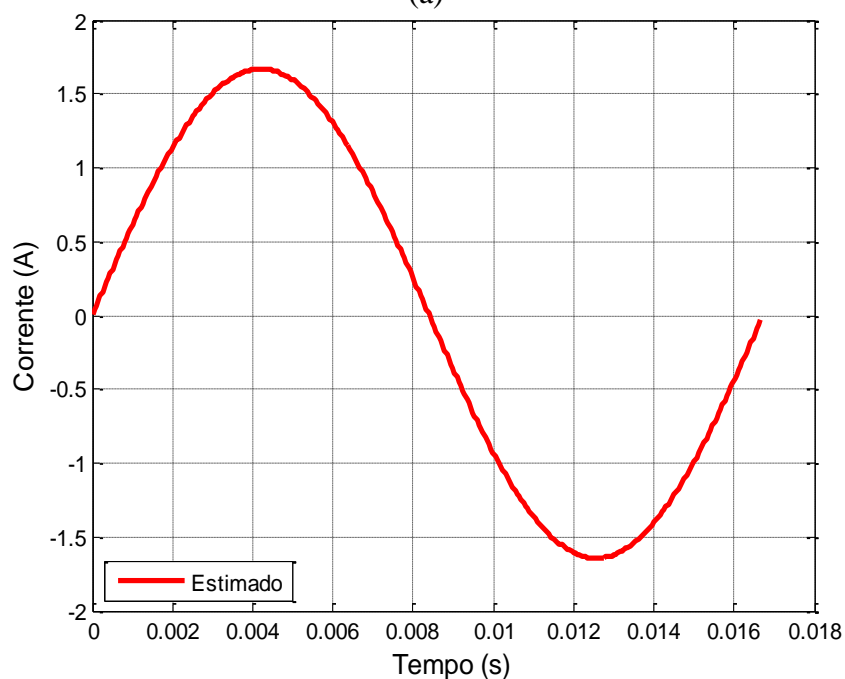
(b)

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 3.33 - Gráfico da corrente sobre a carga resistiva. (a) Medida pelo analisador (b) Estimada pelo Modelo.



(a)



(b)

Fonte: Elaboração Própria.

O quadro de cargas para teste possui uma potência total demandada de 894,3 W, nesse caso, atendida pelos geradores fotovoltaicos. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 3.11 e, comparando-se as variáveis medidas com as estimadas, conclui-se que os mesmos são satisfatórios com relação aos parâmetros de tensão eficaz, corrente eficaz e potências ativa e

reativa. Enquanto que o erro relativo para as distorções da tensão e corrente apresentam alguns valores próximos de 100 %, para o caso da alimentação de somente cargas resistivas (carga 01 e carga 03 conectadas nas fases A e C, respectivamente). Contudo, neste caso, pode-se considerar ainda que os níveis de THD medidos e estimados são baixos.

**Tabela 3.11 – Parâmetros medidos e estimados do quadro de carga para testes.**

Parâmetros	Medida			Estimada			Erro Relativo (%)		
	Carga 01	Carga 02	Carga 03	Carga 01	Carga 02	Carga 03	Carga 01	Carga 02	Carga 03
Vrms (V)	119,90	119,60	119,90	120,10	120,00	120	-0,17	-0,33	-0,08
Irms (A)	5,00	2,10	1,20	4,97	1,94	1,17	0,68	7,76	2,50
S (VA)	599,50	251,16	143,88	596,42	232,44	140,4	0,51	7,45	2,42
P (W)	595,50	158,50	140,40	595,90	152,30	140,4	-0,07	3,91	0
Q (VAr)	0	195	0	0	176	0	0	9,87	0
FP	0,99	0,63	0,98	1,00	0,65	1	-1,01	-3,17	-2,04
THDv (%)	0,90	4,00	1,80	0,13	3,17	0,13	85,56	20,80	92,78
THDi (%)	1,30	108,20	1,20	0,13	114,40	0,13	90,00	-5,73	89,17

Fonte: Elaboração Própria.

### 3.4. Considerações Finais

Neste capítulo validaram-se os inversores *sunny boy* (INVG-01, INVG-02 e INVG-03), controladores de carga, bem como as cargas do quadro de testes, do sistema do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede, a partir de uma base de dados experimentais, a fim de assegurar que os modelos propostos apresentem as características dos componentes reais e de condições de operação reais.

## 4. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DO DESEMPENHO OPERACIONAL DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Este capítulo tem o objetivo de integrar os modelos propostos do sistema híbrido e apresentar estudos de casos com diferentes estratégias de operação.

As simulações são realizadas no *software Matlab/Simulink* e os resultados obtidos são apresentados por meio de gráficos e tabelas contendo as variáveis simuladas do sistema, como tensão eficaz, corrente eficaz, e potência ativa e reativa fornecida ou absorvida pela rede de distribuição.

A partir dos modelos dos geradores fotovoltaicos, do grupo gerador a diesel, do sistema de condicionamento de potência, da minirrede e da carga apresentados no Capítulo 2 e sendo que a validação de alguns componentes do sistema híbrido foi apresentada no Capítulo 3, simulam-se no presente capítulo três casos para cada modo especial de operação do sistema híbrido, isto é, o modelo possibilita a alimentação das cargas da minirrede com ou sem conexão à rede elétrica convencional e, com ou sem a conexão do grupo gerador.

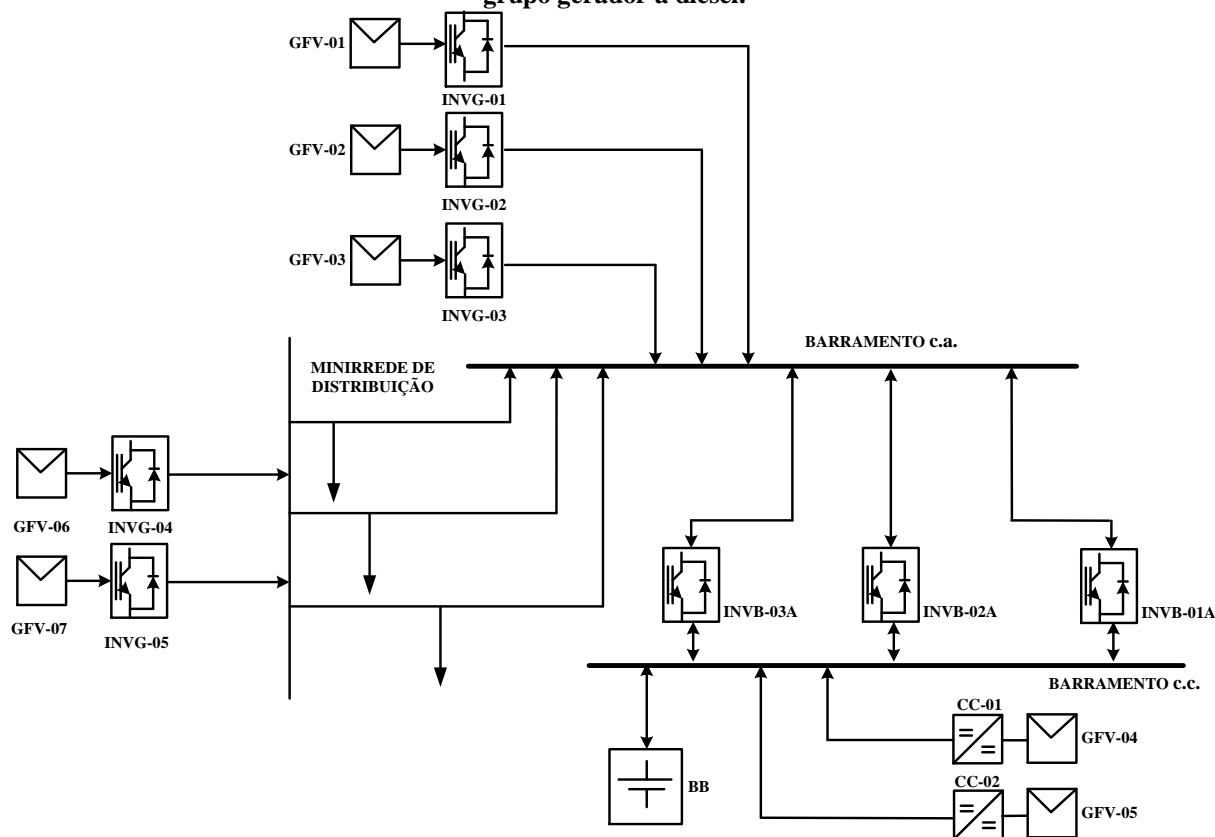
Para os modos de operação, consideraram-se como parâmetros de entrada o estado de carga do banco de baterias de 39,9 %, a irradiância solar global de 1.035 W/m<sup>2</sup> e a temperatura de célula de 51,43 °C. As cargas são fixas e distribuídas nas fases ao longo dos trechos da minirrede. Assim, para cada caso estudado analisa-se o perfil dos parâmetros elétricos de interesse e o fluxo de potência no sistema híbrido atendendo a minirrede.

### 4.1. Modo Ilhado sem o Grupo Gerador a Diesel

Uma minirrede isolada, ou autônoma, é definida como aquela que está desconectada da rede elétrica convencional, suprindo sua própria carga com fontes de geração internas, ou seja, é uma ilha elétrica a qual não está ligada ao ponto de acoplamento comum.

O sistema híbrido completo, composto pelos geradores FV, grupo gerador a diesel, bancos de baterias, inversores de conexão à rede, inversores bidirecionais, controladores de carga, minirrede e cargas são apresentados no Apêndice A. O sistema opera no modo ilhado, ou seja, desconectado da rede convencional de energia e do grupo gerador a diesel, com a produção de energia elétrica para a minirrede sendo proveniente apenas dos geradores fotovoltaicos, conforme observado no diagrama de blocos da Figura 4.1.

**Figura 4.1 – Diagrama de blocos completo do modelo proposto do sistema híbrido no modo ilhado sem o grupo gerador a diesel.**



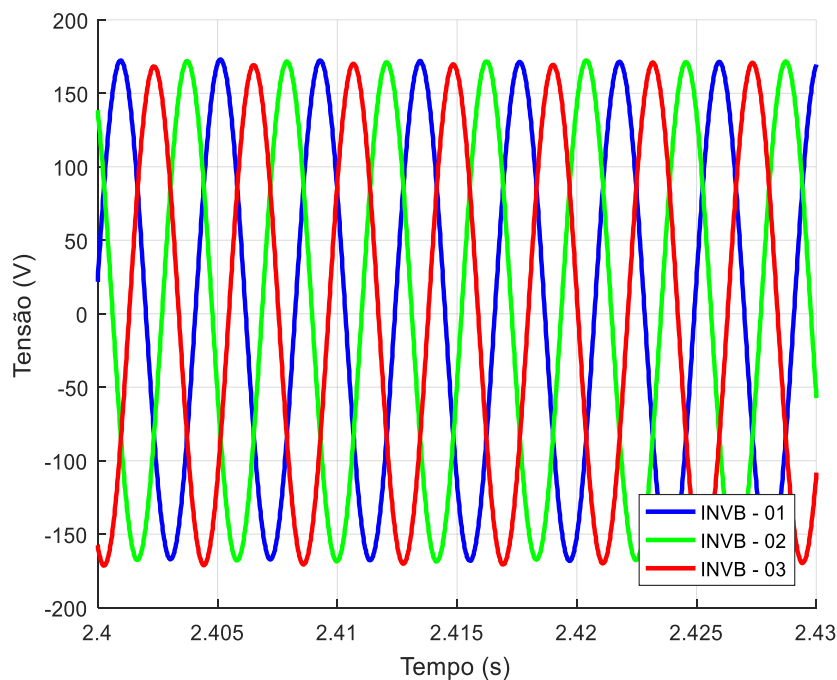
**Fonte: Elaboração Própria.**

Neste caso, os inversores bidirecionais (*Sunny Island*), conectados ao barramento c.c., operam no modo autônomo e se comportam como fontes de tensão, responsáveis pela formação do sinal de tensão de referência para os inversores de conexão à rede (*Sunny Boy*), que sincronizam por meio de um algoritmo PLL, adequando-se à frequência e à tensão existentes no ponto de acoplamento.

Vale a pena ressaltar que se utiliza o modelo no *Simulink* apresentado na Figura 2.3 para estimativa da temperatura de célula FV.

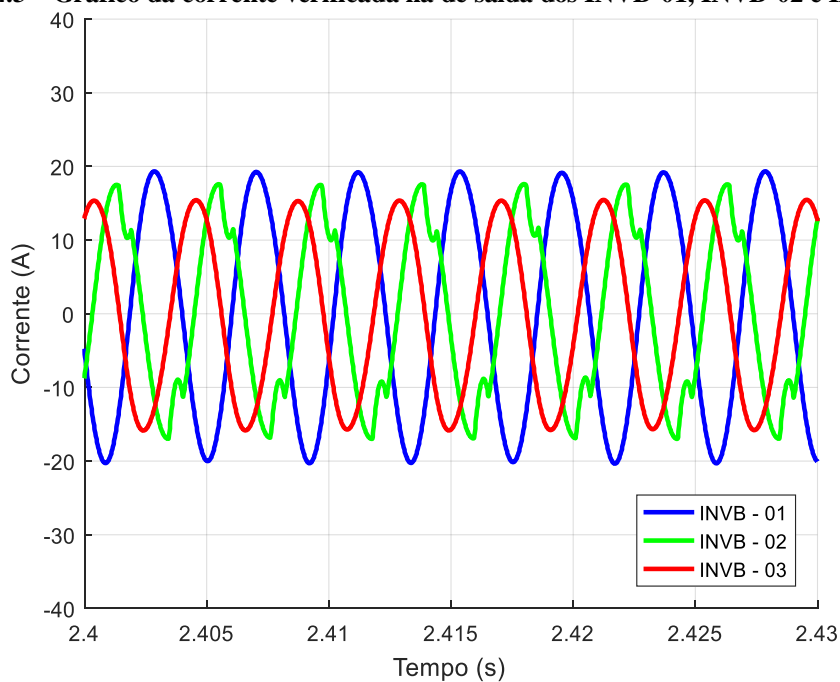
As formas de onda de tensão e corrente na saída dos inversores bidirecionais INVB-0, INVB-02 e INVB-03, são apresentadas nas Figuras 4.2 a 4.3, respectivamente.

**Figura 4.2 – Gráfico da tensão de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.3 – Gráfico da corrente verificada na de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Neste caso, os inversores absorvem o excedente de potência ativa, gerada pelos sistemas fotovoltaicos *grid-tie*, e carregam o banco de baterias. Os gráficos das potências ativas e reativas na saída dos inversores bidirecionais INVB-01, INVB-02 e INVB-03, são apresentados nas

Figuras 4.4 a 4.5, respectivamente. Enquanto que na Tabela 4.1 são apresentados os resultados desse caso, com os inversores INVB-01, INVB-02 e INVB-03 absorvendo potência ativa no barramento c.a.

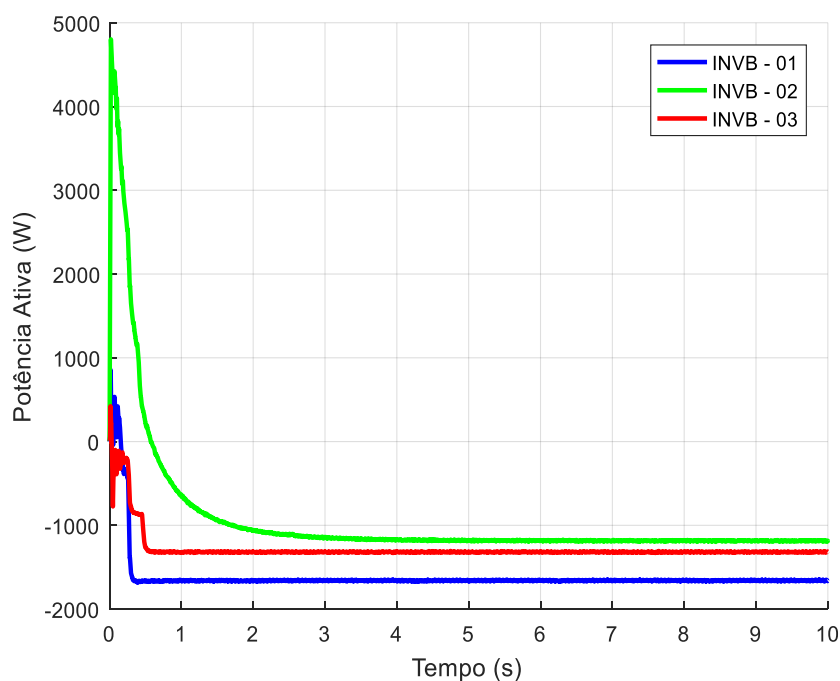
**Tabela 4.1 – Parâmetros para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**

Parâmetros	INVB – 01	INVB - 02	INVB - 03
Vrms (V)	120,10	120,20	120,10
Irms (A)	14,07	11,38	11,18
P (W)	-1.660,00	-1.188,00	-1.316,00
Q (VAr)	280,30	641,80	-266,20
FP	0,98	0,87	0,98
THD <sub>v</sub> (%)	4,77	0,21	0,14
THD <sub>i</sub> (%)	0,12	15,07	3,37

Fonte: Elaboração Própria.

A Distorção Harmônica Total da tensão ( $THD_v$ ) simulada obtida para os inversores INVB-01, INVB-02 e INVB-03 equivale a 4,77 %, 0,21 % e 0,14 %, respectivamente, e a Distorção Harmônica Total da Corrente ( $THD_i$ ) dos inversores em cada fase é de 0,12 %, 15,07 % e 3,37 %.

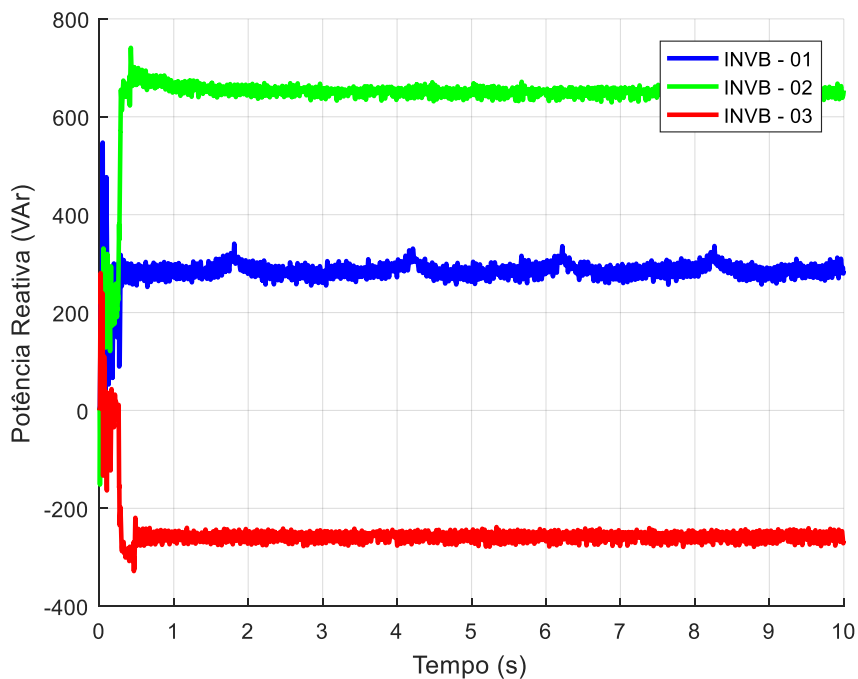
**Figura 4.4 – Gráfico das potências ativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**



Fonte: Elaboração Própria.



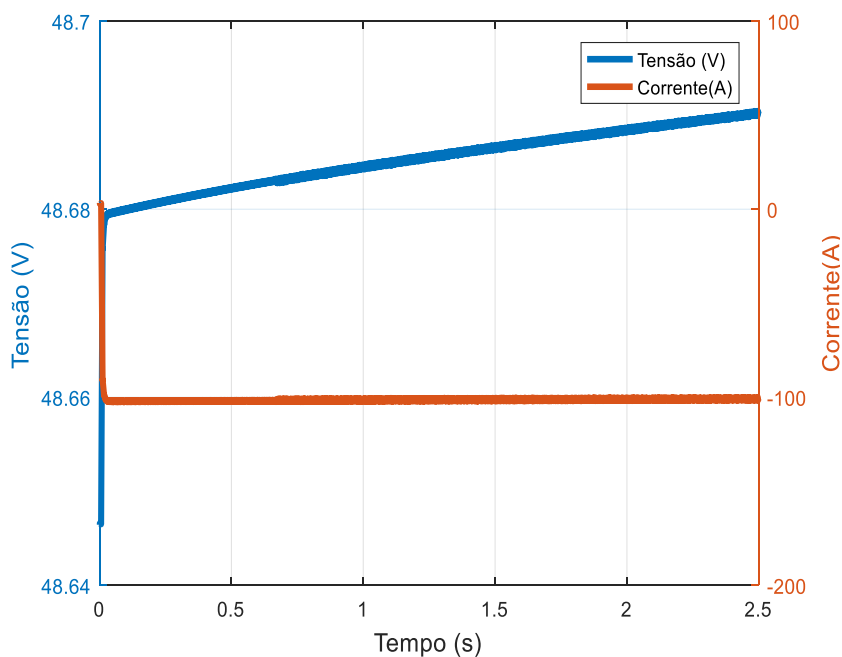
**Figura 4.5 – Gráfico das potências reativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**



Fonte: Elaboração Própria.

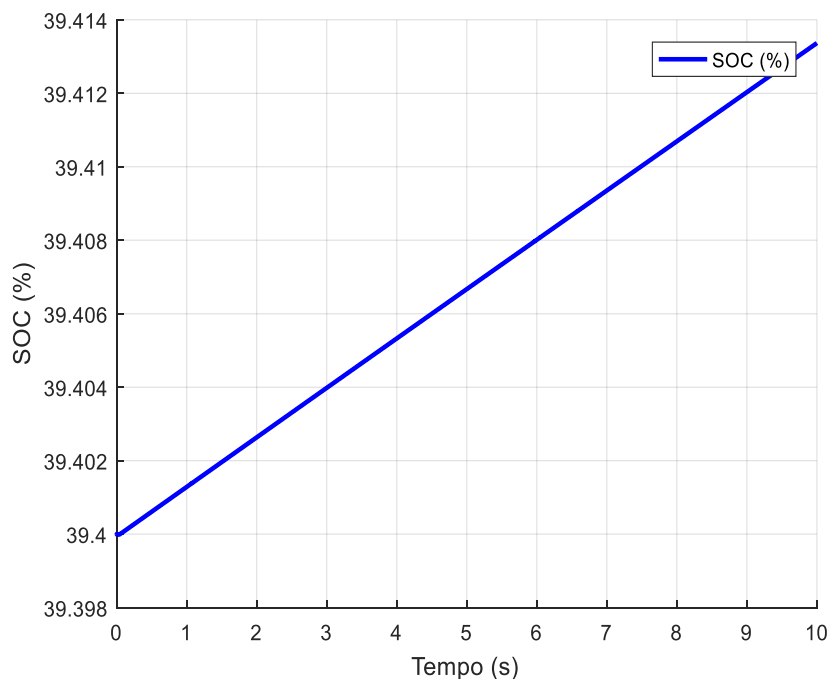
As formas de onda de tensão e corrente na saída do banco de baterias são apresentadas na Figura 4.6, onde o valor médio da tensão é 48,69 V e o da corrente é 101 A. O banco de baterias está sendo carregado, conforme observado na Figura 4.7, onde o estado de carga aumenta no decorrer do tempo e o valor da corrente é negativo (ou seja, o banco de baterias está absorvendo potência ativa).

**Figura 4.6 – Gráfico da tensão e da corrente do banco de baterias.**



Fonte: Elaboração Própria.

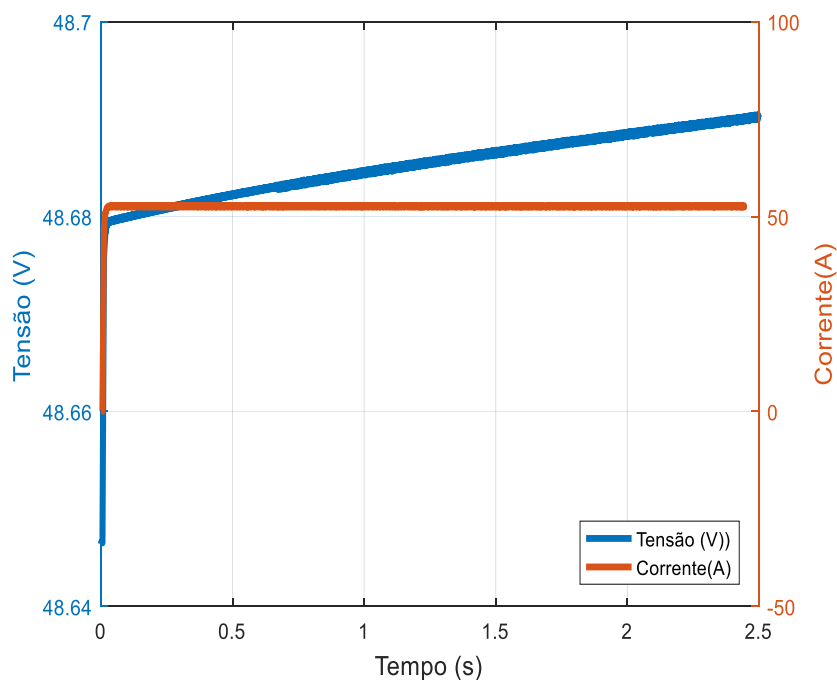
**Figura 4.7 – Gráfico do estado de carga do banco de baterias.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

As formas de onda de tensão e corrente na saída dos controladores de carga são apresentadas na Figura 4.8, onde o valor médio da tensão é 48,69 V, o valor médio da corrente é de 52,61 A e a potência ativa de saída é de 2.562 W, para cada controlador.

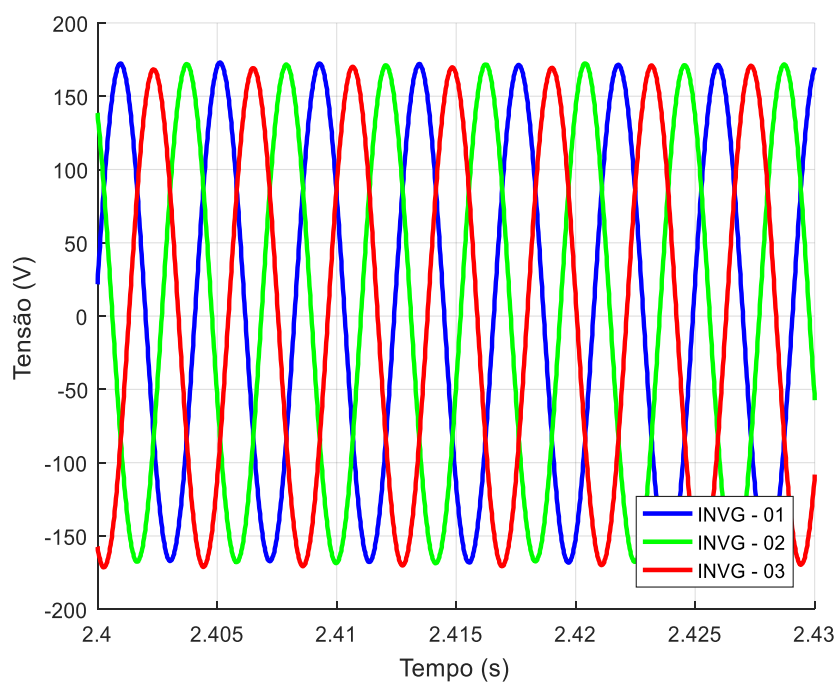
**Figura 4.8 – Gráfico da tensão e da corrente do controlador de carga.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

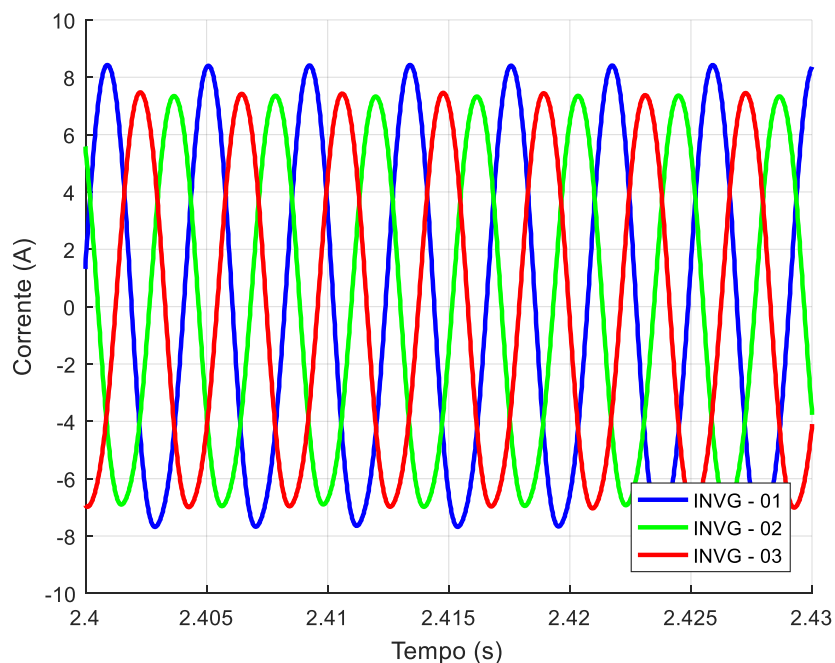
As formas de onda de tensão e corrente na saída do modelo proposto dos inversores INVG-01, INVG-02 e INVG-03 são apresentadas nas Figuras 4.9 a 4.10, respectivamente.

**Figura 4.9 – Gráfico da tensão de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.10 – Gráfico da corrente de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**

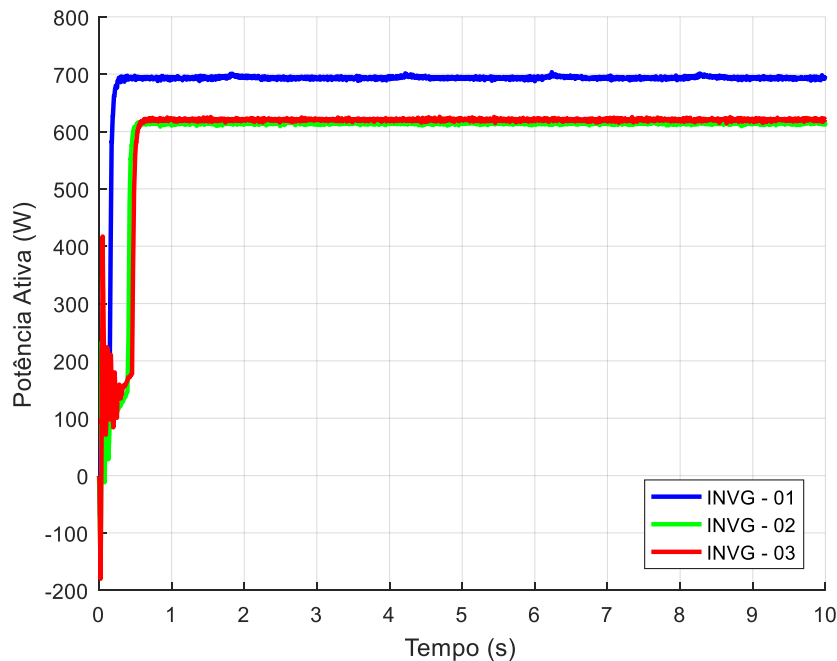


**Fonte: Elaboração Própria.**

Os resultados para esse caso são apresentados na Tabela 4.2, com os inversores INVG-01, INVG-02 e INVG-03 injetando potência ativa no barramento c.a. Nas Figuras 4.11 e 4.12

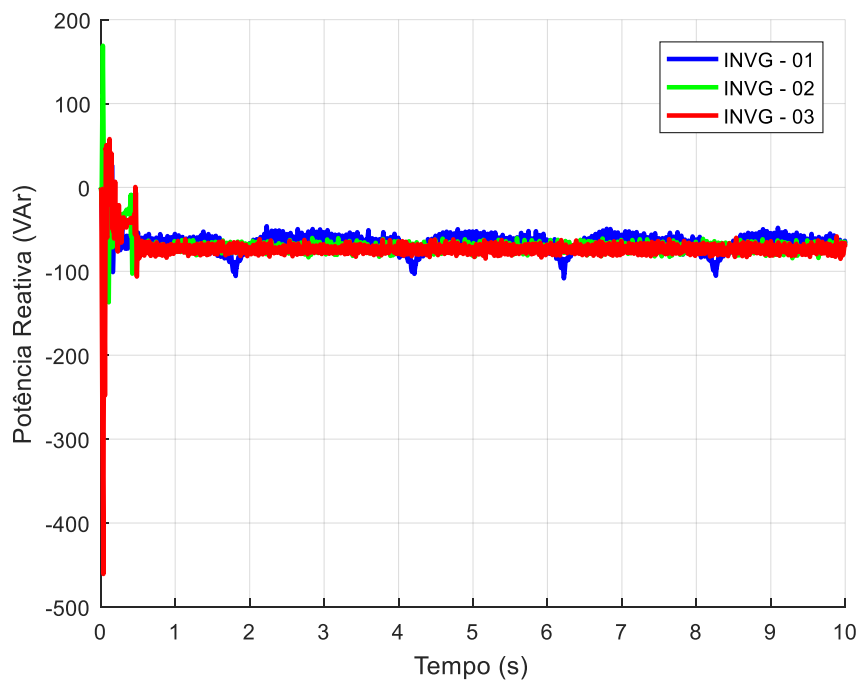
são apresentados os gráficos da potência ativa e reativa, respectivamente, sendo possível observar que depois de um período transiente de cerca de 40 ms na simulação, os parâmetros de saída fornecidos pela simulação atingem um estado estável.

**Figura 4.11 – Gráfico das potências ativas para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**



Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.12 – Gráfico das potências reativas para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**



Fonte: Elaboração Própria.

No presente estudo de caso, a potência ativa trifásica injetada pelos inversores *grid-tie* conectados diretamente no barramento c.a. do sistema é de aproximadamente 1,93 kW.

**Tabela 4.2 – Parâmetros para os para os INVG-01, 02 e 03.**

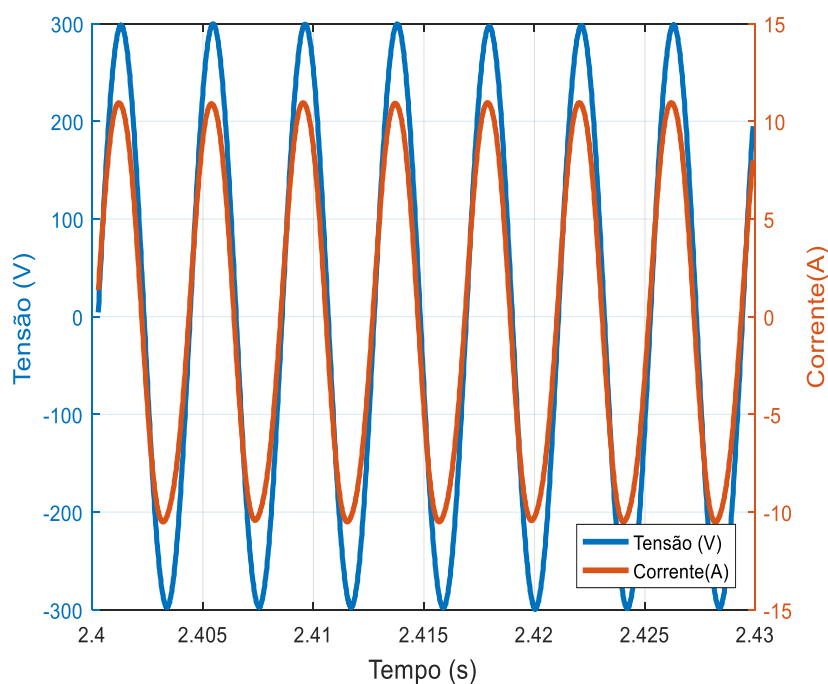
Parâmetros	INVG-01	INVG-02	INVG-03
Vrms (V)	120,1	120,2	120,1
Irms (A)	5,8	5,16	5,21
P (W)	693,2	614,4	620,8
Q (VAr)	-67,29	-66,4	-69,02
FP	1,00	0,99	0,99

**Fonte: Elaboração Própria.**

Para que haja o sincronismo e transferência de potência ativa e reativa entre os inversores INVG-04 e INVG-05 e a minirrede, a tensão de saída do inversor deve estar em fase com a tensão da rede de distribuição. Esta é a condição básica para o correto funcionamento do modelo, e é confirmada através dos gráficos da Figura 4.13 e 4.15.

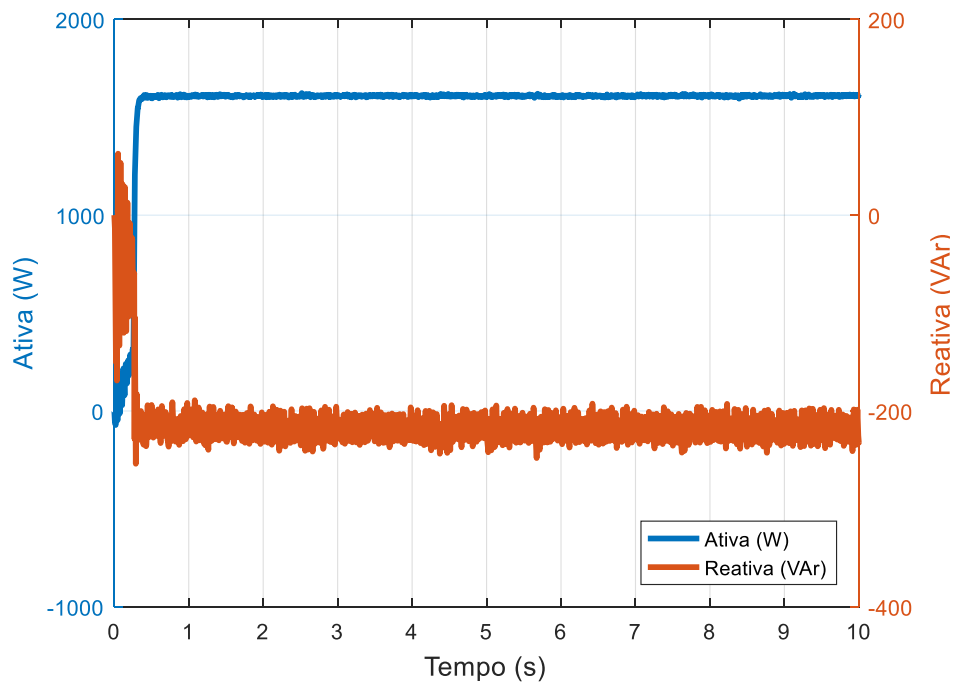
As formas de onda de tensão e corrente na saída do inversor de conexão à rede INVG-04 sobre a minirrede são apresentadas na Figura 4.13, enquanto que na Figura 4.14 são apresentados os gráficos de suas potências ativas e reativas. A potência injetada pelo inversor na minirrede é de 1.608 W.

**Figura 4.13 – Gráfico da tensão e da corrente do INVG-04.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

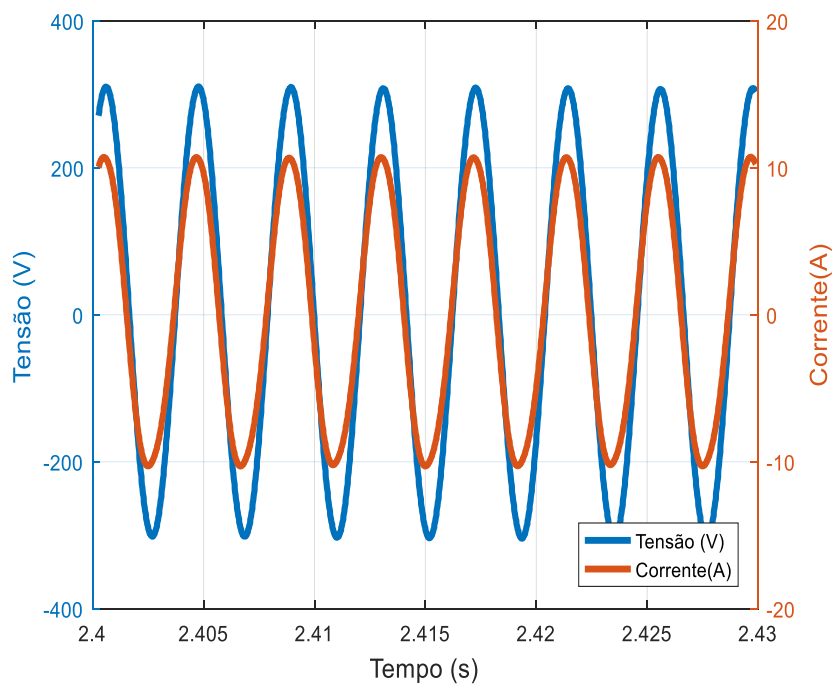
**Figura 4.14 – Gráfico das potências ativa e reativa para o INVG-04.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

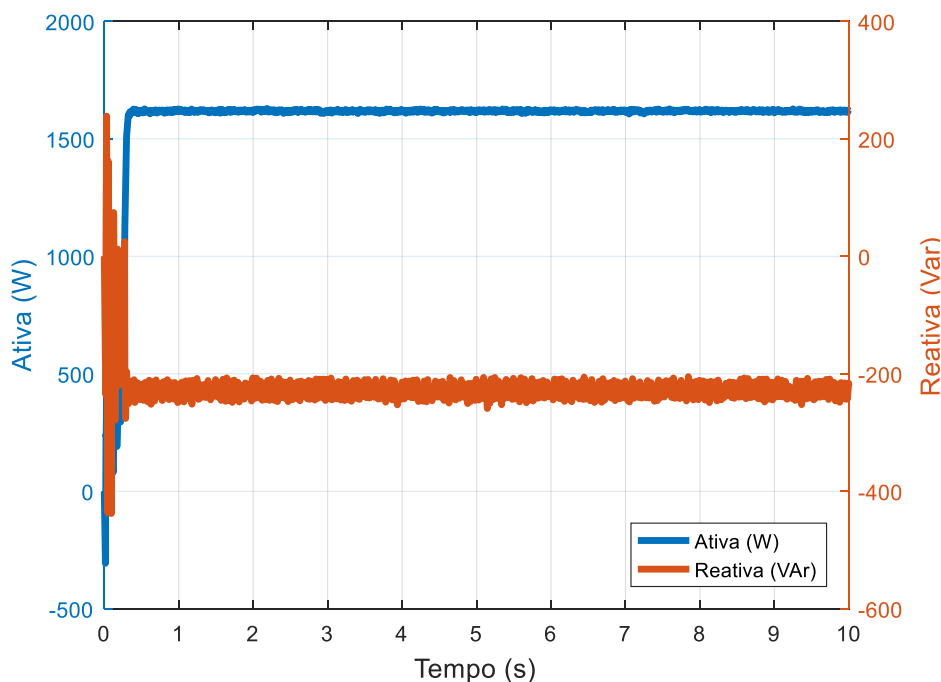
As formas de onda de tensão e corrente na saída do inversor de conexão à rede INVG-05 são apresentadas na Figura 4.15, enquanto que na Figura 4.16 são apresentados os gráficos da potência ativa e reativa. A potência injetada pelo inversor na minirrede é de 1.616 W.

**Figura 4.15 – Gráfico da tensão e da corrente do INVG-05.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.16 – Gráfico das potências ativa e reativa para o INV-05.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Na Tabela 4.3 são apresentados os resultados de cálculo de parâmetros elétricos desse caso com os inversores INVG-04 e INVG-05 injetando potência ativa na minirrede. Vale ressaltar que a pequena parcela de potência reativa fornecida pelos inversores é devida aos seus fatores de potência serem aproximadamente iguais a 0,99.

**Tabela 4.3 – Parâmetros para os INVG-04 e INVG-05.**

Parâmetros	INVG-04	INVG-05
Vrms (V)	210,8	216,6
Irms (A)	7,75	7,54
P (W)	1.608	1.616
Q (VAr)	218,1	221,6
FP	0,98	0,99

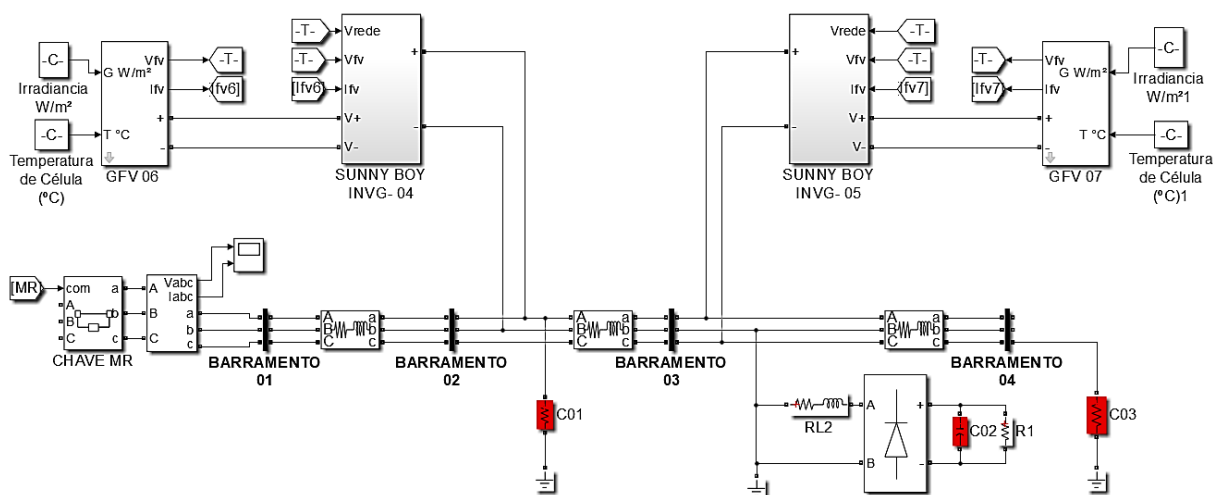
**Fonte: Elaboração Própria.**

As cargas consideradas no presente estudo de caso estão configuradas conforme mostrado na Figura 4.17, onde a carga 01 conecta-se na Fase A no barramento 02 da minirrede, enquanto que a carga 02 conecta-se na Fase B no barramento 03 da minirrede e a carga 03 conecta-se na Fase C no barramento 04.

O barramento 01 corresponde à conexão da minirrede trifásica no barramento c.a.; o barramento 02 foi escolhido para a simulação como o local ou ponto de conexão à minirrede

do INVG-04, isto é, correspondendo a um trecho de minirrede trifásica distante 256,2 m do barramento 01; o barramento 03 foi escolhido para a simulação como o ponto ou local de conexão à minirrede do INVG-05, ou seja, correspondendo a um trecho de minirrede trifásica distante 447, 2 m do barramento 01; por fim, o barramento 04 foi escolhido para a simulação como ponto crítico da minirrede.

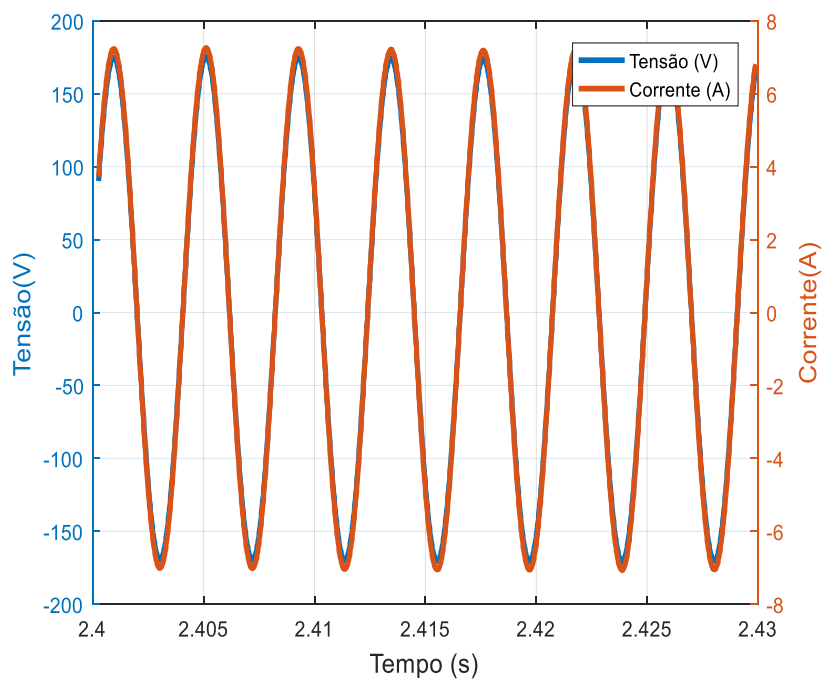
**Figura 4.17 – Modelo da minirrede em ambiente *Matlab/Simulink*.**



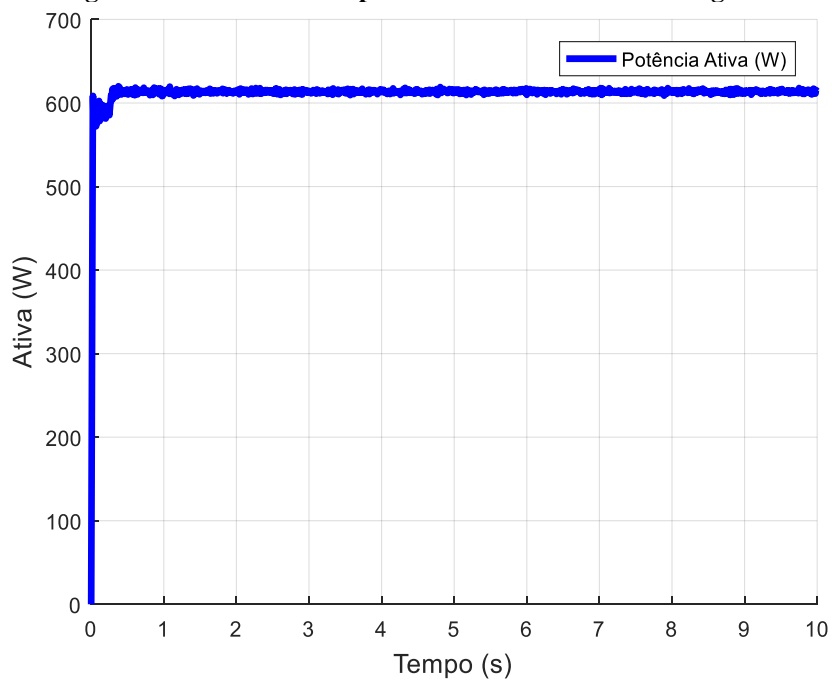
**Fonte: Elaboração Própria.**

As formas de onda de tensão e corrente na saída das cargas 01, 02 e 03 consideradas são apresentadas nas Figuras 4.18, 4.20 e 4.22, enquanto que nas Figuras 4.19, 4.21 e 4.23 são apresentados gráficos da potência ativa. O gráfico da Figura 4.21 também apresenta a potência reativa obtida para a carga 02.



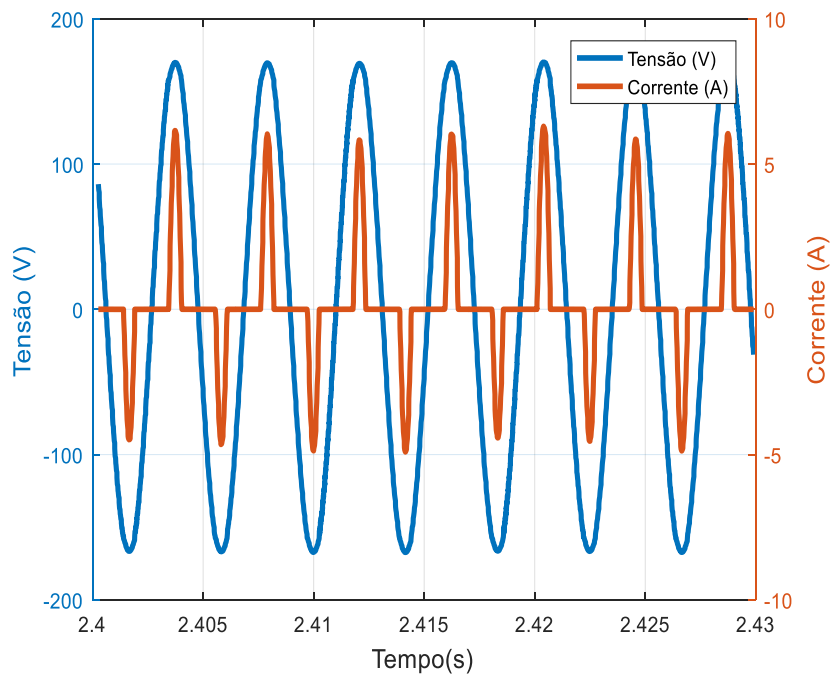
**Figura 4.18 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 01.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.19 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 01.**

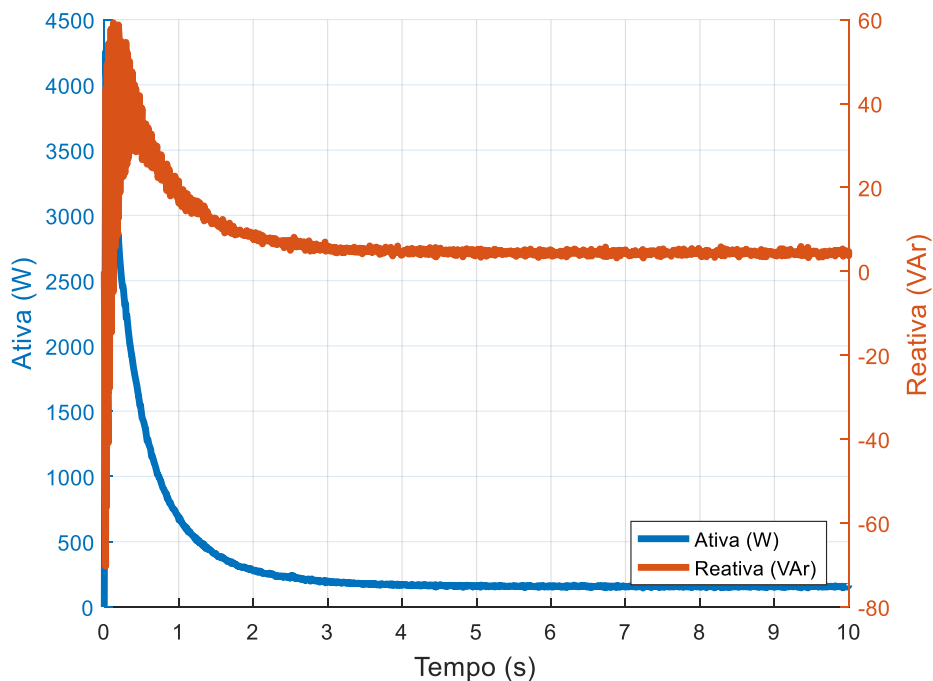
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.20 – Gráfico da tensão e da corrente de carga 02.



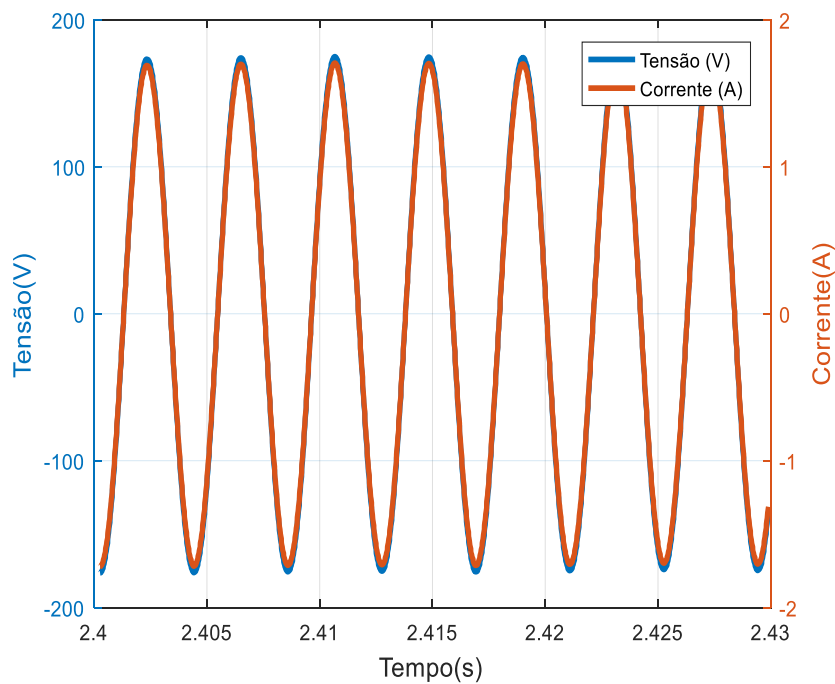
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.21 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 02.



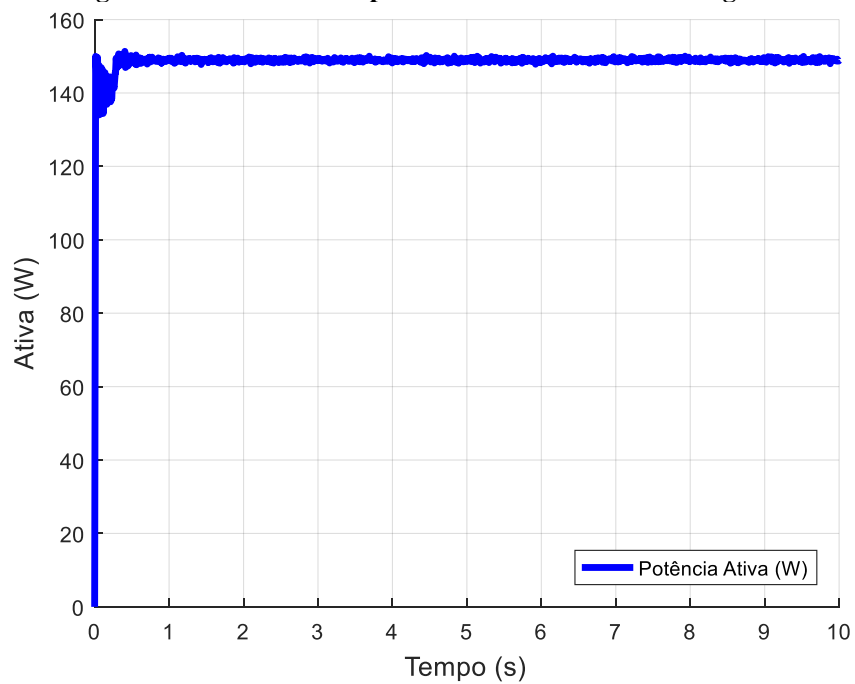
Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.22 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.23 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Os parâmetros obtidos para as cargas do quadro de teste, para esse caso, são apresentados na Tabela 4.4.

**Tabela 4.4 – Parâmetros obtidos para as cargas consideradas.**

Parâmetros	CARGA 01	CARGA 02	CARGA 03
Vrms (V)	121,9	120,6	123,6
Irms (A)	5,04	2,053	1,205
P (W)	613,7	153,1	148,8
Q (VAr)	0	4,143	0
N (VA)	0	194,58	0
THDv (%)	0,1156	1,346	0,1618
THDi (%)	0,1156	117,7	0,1628
FP	1	0,6454	1

**Fonte: Elaboração Própria.**

O bloco referente ao cálculo da potência ativa e reativa no *Matlab/Simulink* fornece  $P$  e  $Q$  por meio das Equações 4.1 e 4.2, respectivamente. Já  $N$  (potência não ativa), não é fornecida pelo *Matlab/Simulink*, mas pode ser obtida pela Equação 4.3.

$$P = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} v(\omega t) \cdot i(\omega t) \cdot dt \quad (4.1)$$

$$Q = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} v(\omega t) \cdot i\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \cdot dt \quad (4.2)$$

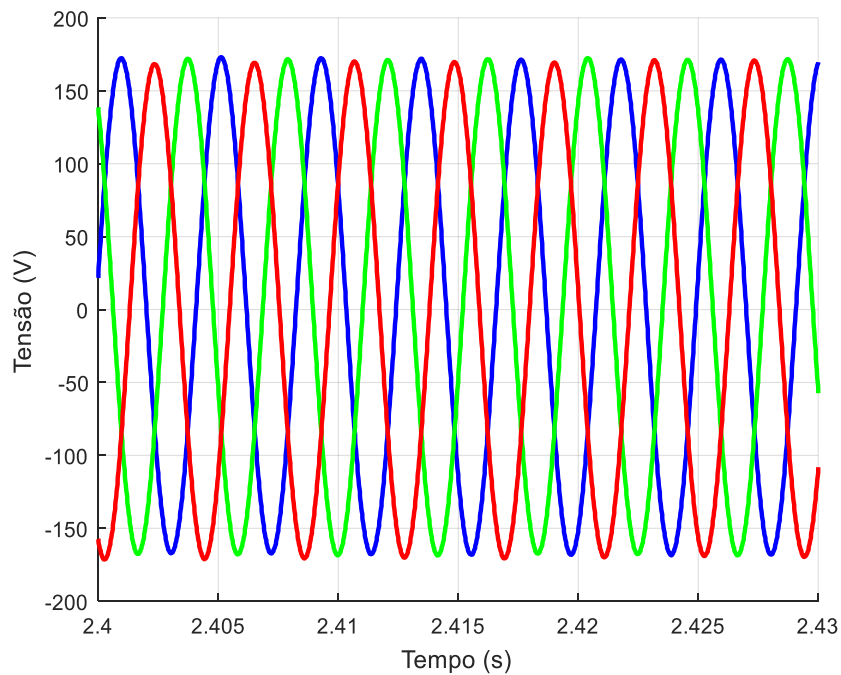
$$N = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (4.3)$$

O fator de potência é calculado conforme a Equação 4.4.

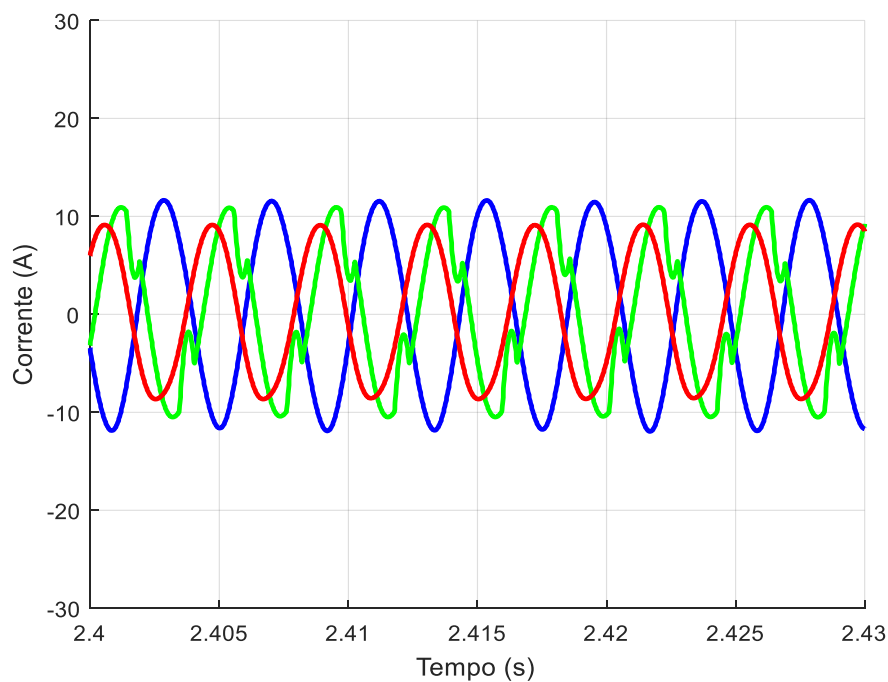
$$FP = P/S \quad (4.4)$$

Conforme mencionado, consideraram-se nesta simulação três barramentos de medição na minirrede, sendo dois referentes ao acoplamento dos inversores de conexão à rede (INV04 e INV05) e um considerado como a conexão com o barramento c.a. Nas figuras 4.24 e 4.25 apresentam-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 01, respectivamente, e na Figura 4.26 apresentam-se as potências ativa e reativa.

Com base nos gráficos de tensão e corrente é possível observar que a minirrede está absorvendo potência ativa dos inversores (INV04 e INV05), pois há um defasamento entre as tensões e as correntes elétricas que se encontram na faixa de  $90^\circ$  a  $270^\circ$ . Este comportamento é esperado em função dos geradores fotovoltaicos produzirem neste caso mais potência, tanto ativa quanto reativa, que a demandada pela minirrede.

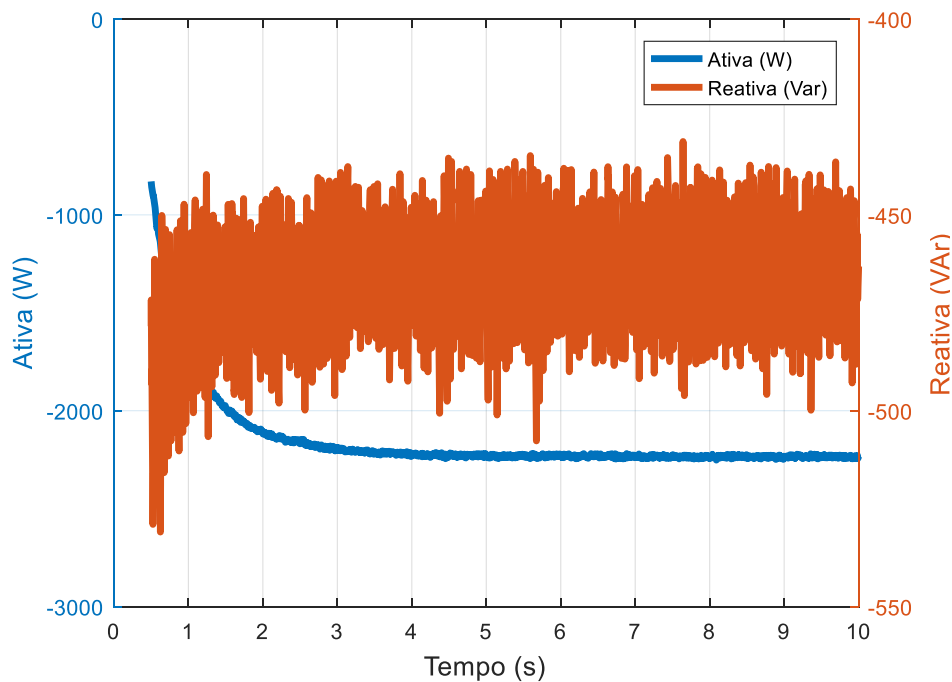
**Figura 4.24 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 01.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.25 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 01.**

Fonte: Elaboração Própria.

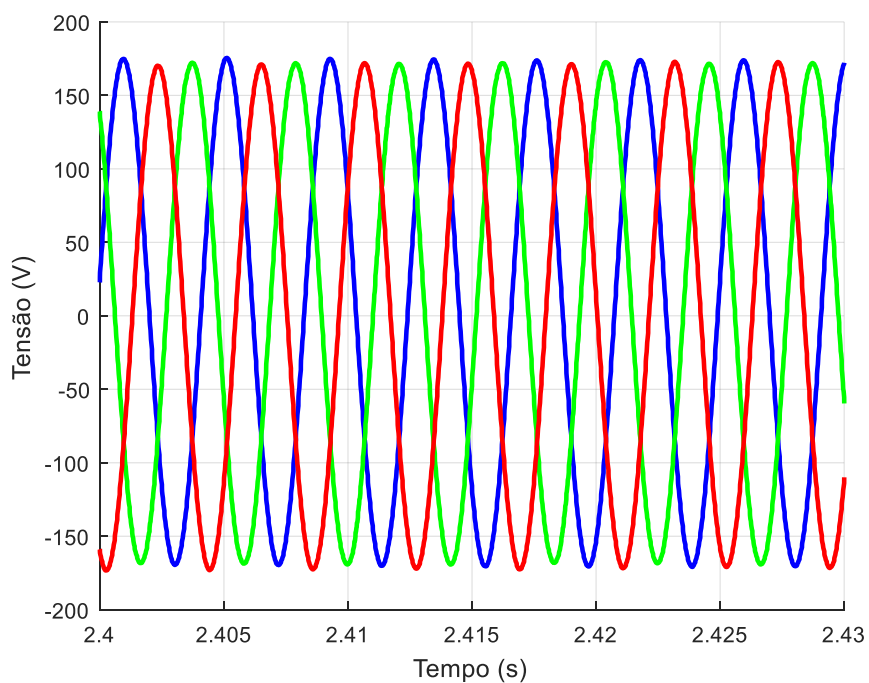
**Figura 4.26 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 01.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

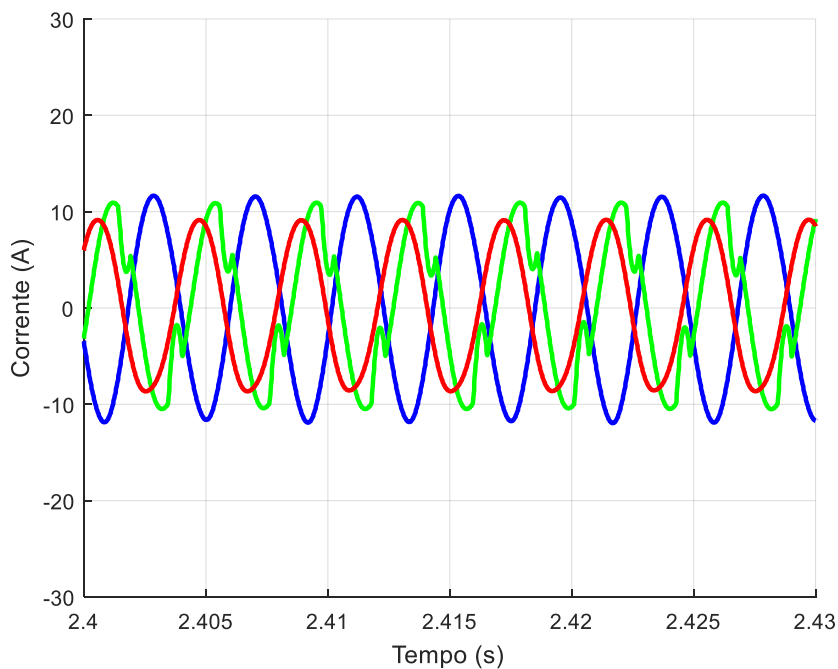
Nas figuras 4.27 e 4.28 mostram-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 02, respectivamente, e na Figura 4.29 apresentam-se as potências ativa e reativa.

**Figura 4.27 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 02.**



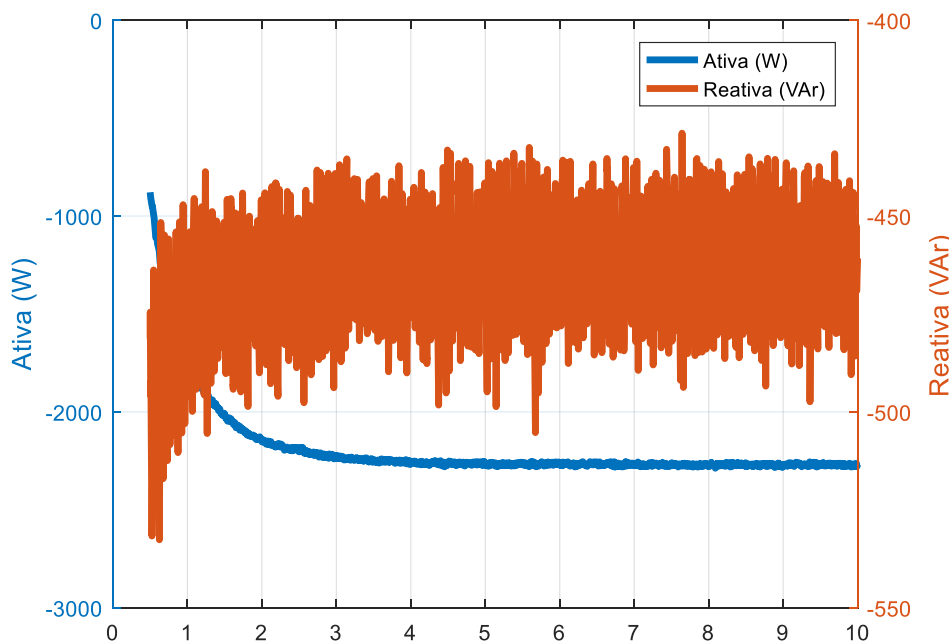
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.28 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 02.**



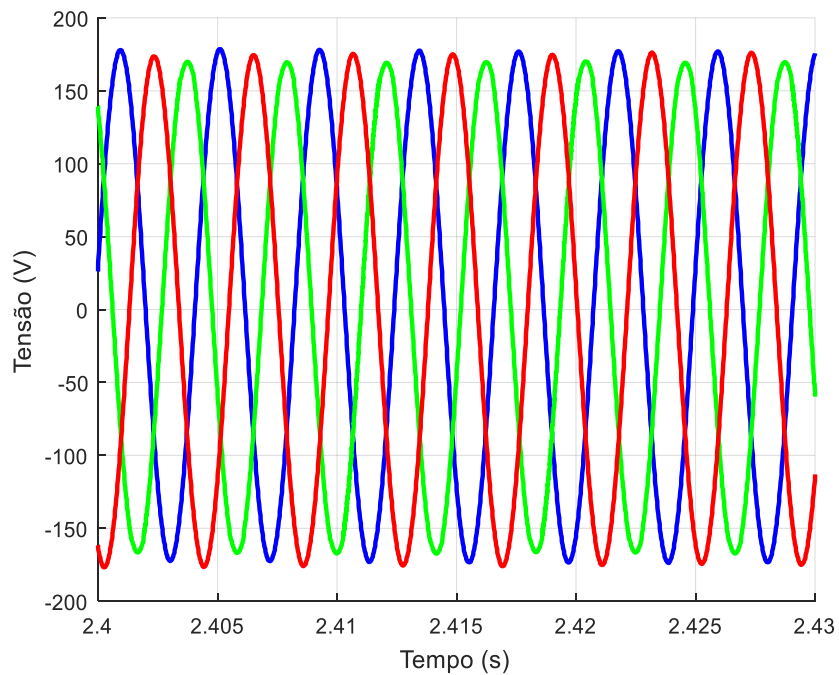
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.29 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 02.**

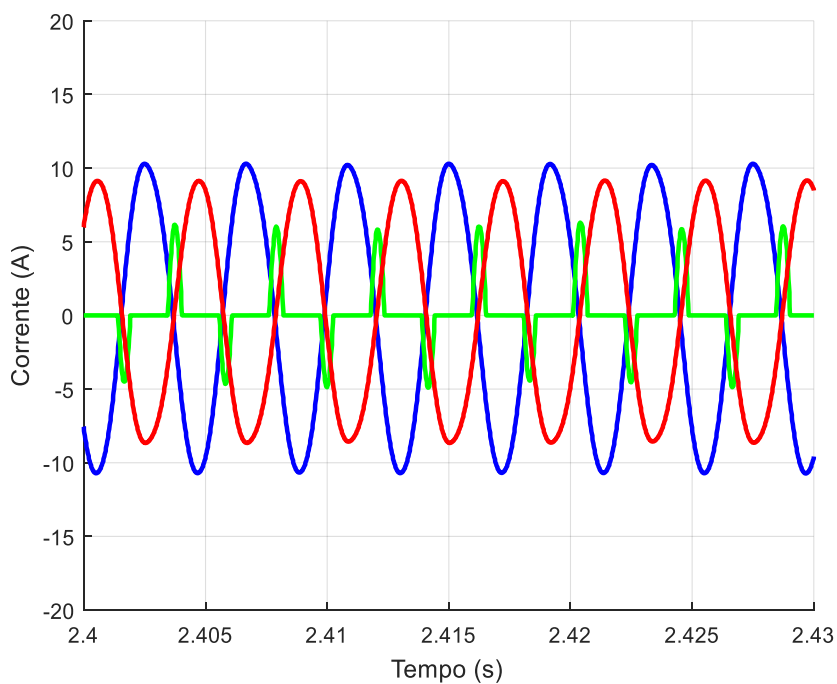


**Fonte: Elaboração Própria.**

Nas figuras 4.30 e 4.31 apresentam-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 03, respectivamente, e na Figura 4.32 apresentam-se as potências ativa e reativa.

**Figura 4.30 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 03.**

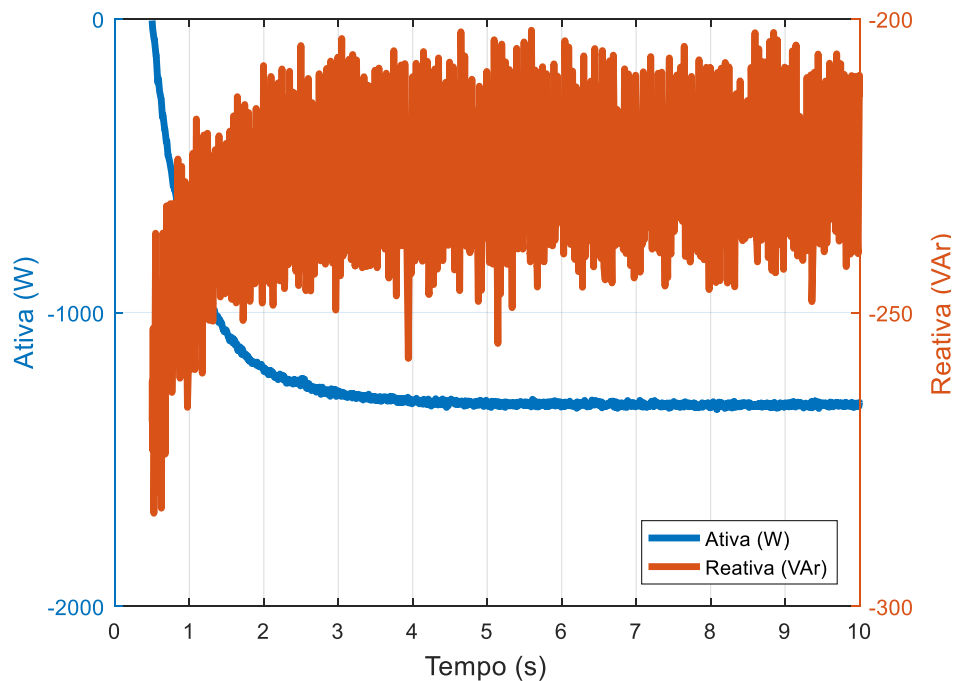
Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.31 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 03.**

Fonte: Elaboração Própria.



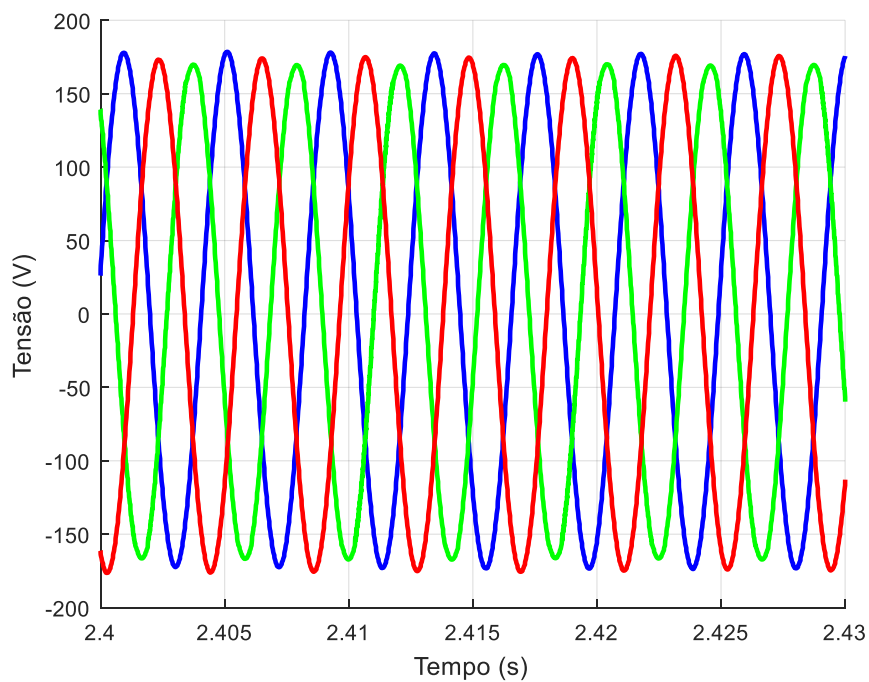
**Figura 4.32 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

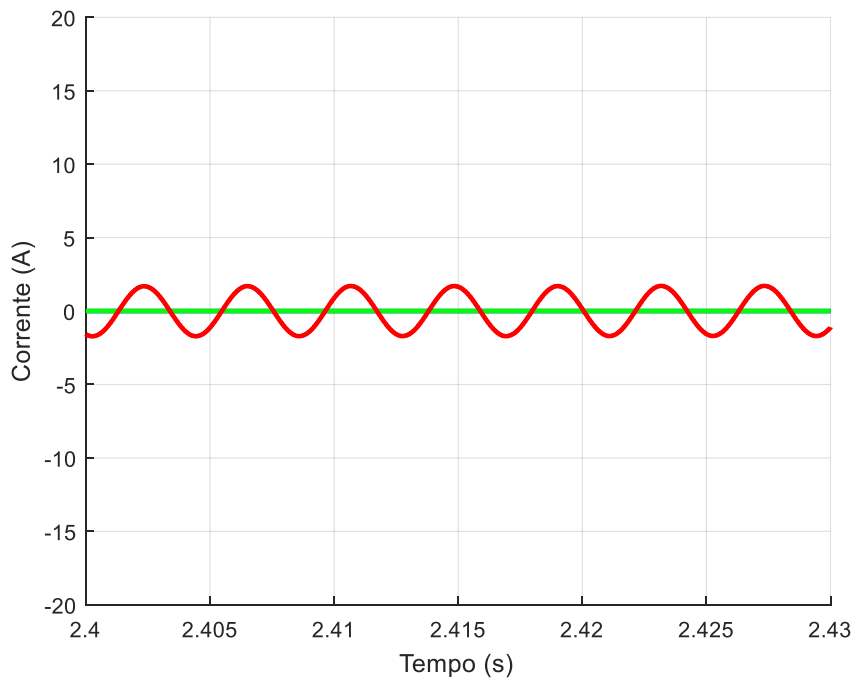
Nas figuras 4.33 e 4.34 apresentam-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 04, respectivamente, e na Figura 4.35 apresentam-se as respectivas potências ativa e reativa.

**Figura 4.33 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 04.**



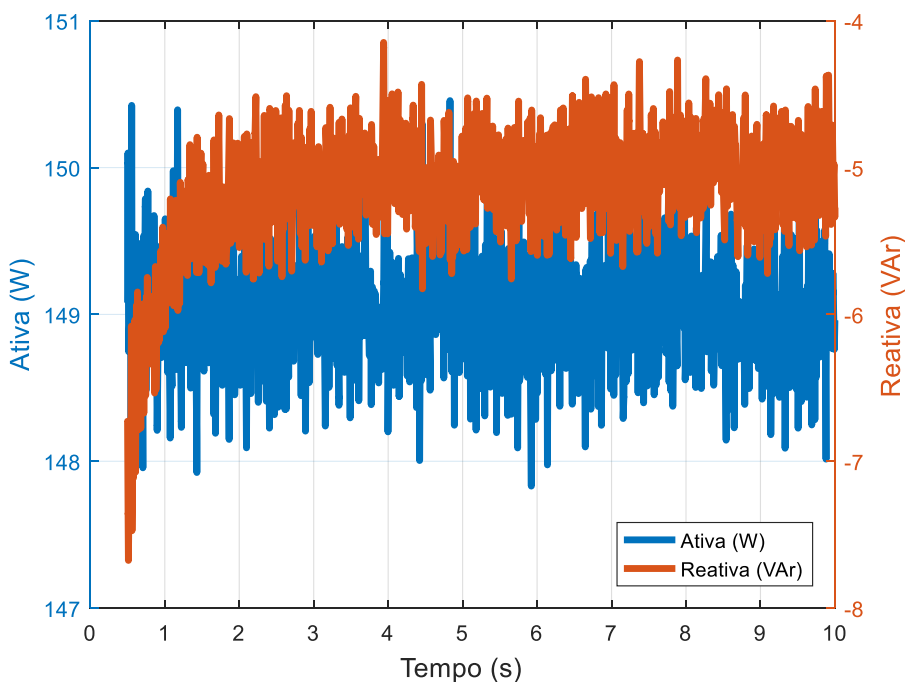
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.34 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 04.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.35 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 04.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Na Tabela 4.5 é possível perceber um aumento dos valores da tensão eficaz nos barramentos que constituem a minirrede. Considera-se como sendo o valor da tensão no ponto de conexão dos inversores de conexão à rede, o que justifica os valores superiores, pois os

geradores FV injetam uma pequena parcela de potência ativa neste ponto, elevando conseqüentemente sua tensão.

Na condição de operação considerada para a simulação, os geradores fotovoltaicos conseguem suprir a potência ativa exigida pelas cargas. Desta forma, a potência excedida é injetada no barramento c.a. e absorvida pelo inversor *Sunny Island*.

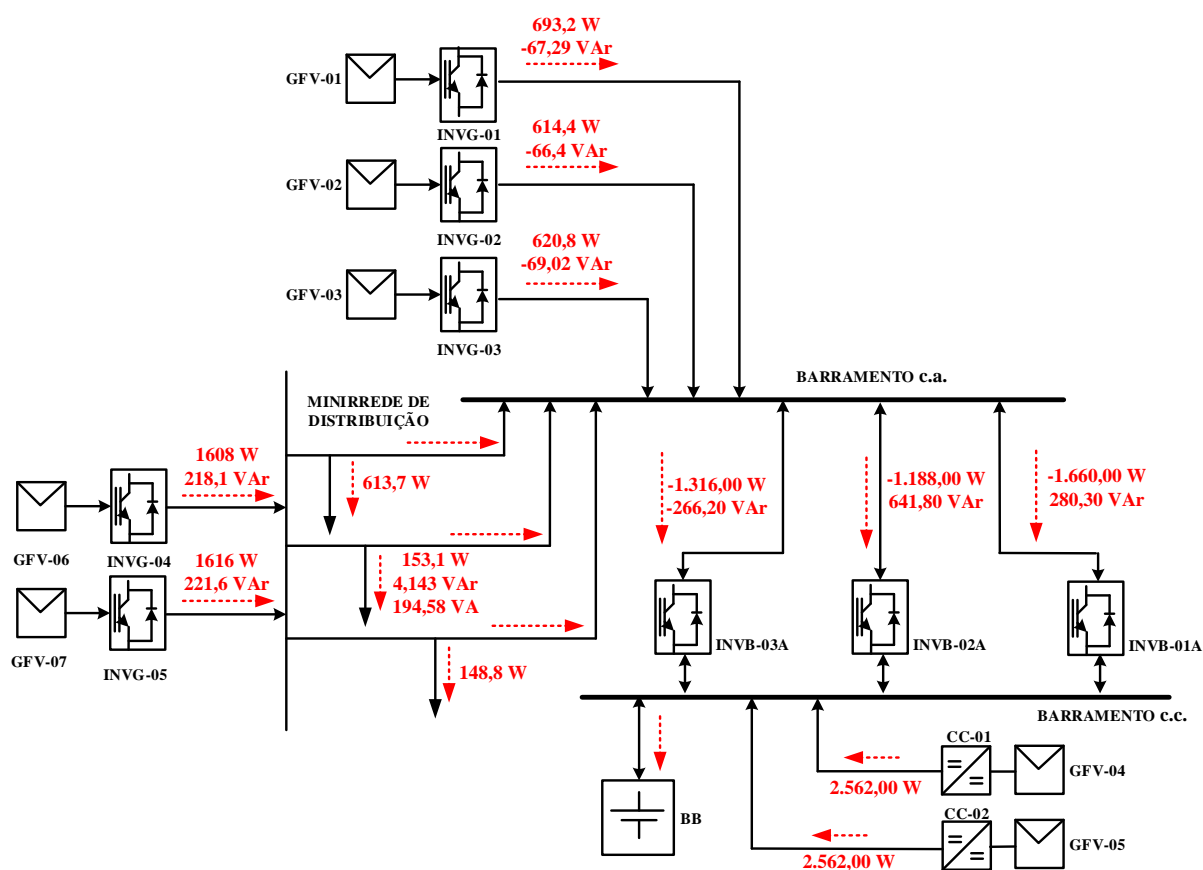
**Tabela 4.5 – Parâmetros para os barramentos 01, 02 e 03.**

Parâmetros		MR – bar01	MR - bar02	MR - bar03	MR - bar04
Vrms	Fase A	120,1	121,9	123,9	123,9
	Fase B	120,2	121,1	120,6	120,6
	Fase C	120,1	121,4	123,8	123,6
Irms	Fase A	8,29	8,29	7,54	0
	Fase B	6,96	6,96	2,05	0
	Fase C	6,43	6,43	6,43	1,21
P (W)		-2.234	-2.269	-1.307	148,9
Q (Var)		-464,3	-461,9	-217,7	-5,282
THDv (%)	Fase A	0,1229	0,1156	0,1637	0,1637
	Fase B	0,2094	0,4747	1,346	1,346
	Fase C	0,1358	0,1207	0,1618	0,1618
THDi (%)	Fase A	3,808	3,808	4,333	0
	Fase B	23,8	23,8	117,7	0
	Fase C	5,063	5,063	5,063	0,1618

**Fonte: Elaboração Própria.**

O fluxo de potência é negativo, ou seja, a minirrede é atendida pelos geradores fotovoltaicos (GFV – 04 e 07) e o excedente de energia é injetado no sistema híbrido, contribuindo para o carregamento do banco de baterias, conforme apresentado na Figura 4.36. Nos trechos entre o barramento 01-02 e 02-03 o fluxo de potência é negativo e o atendimento da potência ativa das cargas é por meio dos inversores de conexão à rede INVG-04 e INVG-05. De acordo com o fabricante, a capacidade aproximada de condução de corrente é de 116 A e, assim, os valores obtidos na simulação estão abaixo do máximo valor permitido.

**Figura 4.36 – Diagrama de blocos do sistema híbrido proposto com os fluxos de potência no modo ilhado sem o grupo gerador a diesel.**



Fonte: Elaboração Própria.

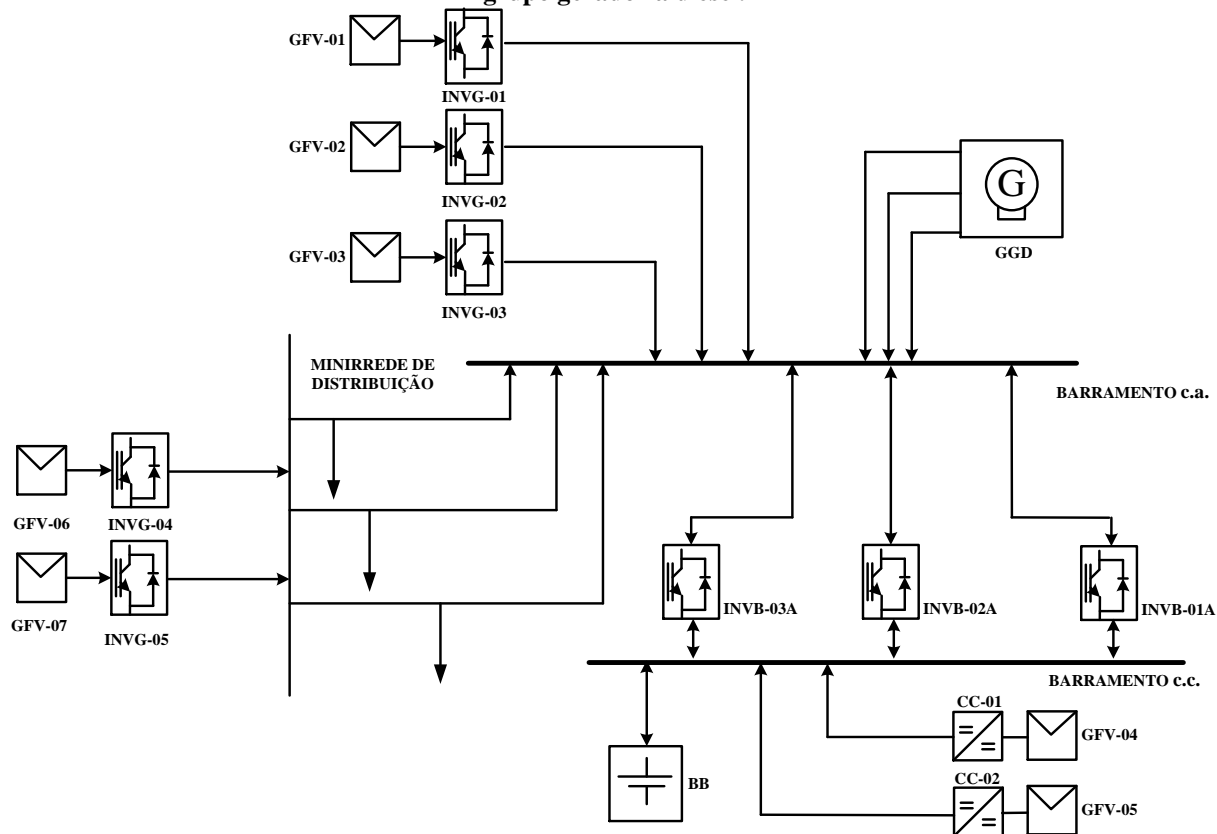
#### 4.2. Modo Ilhado com o Grupo Gerador a Diesel.

Minirredes que operam em condição de ilhamento do sistema precisam criar sua própria referência de tensão e frequência, uma vez que as mesmas se encontram isoladas da rede elétrica da concessionária, impossibilitadas de efetuarem uma sincronização.

No presente estudo de caso, o provimento de referência é realizado por meio do grupo gerador a diesel, que possui algumas desvantagens, como a produção de ruídos sonoros, maior custo de manutenção, além de utilizar combustível derivado do petróleo (combustível fóssil e não renovável). Para este caso, consideram-se os mesmos parâmetros de entrada de irradiância e temperatura de célula do caso anterior, bem como as cargas 01, 02 e 03 presentes.

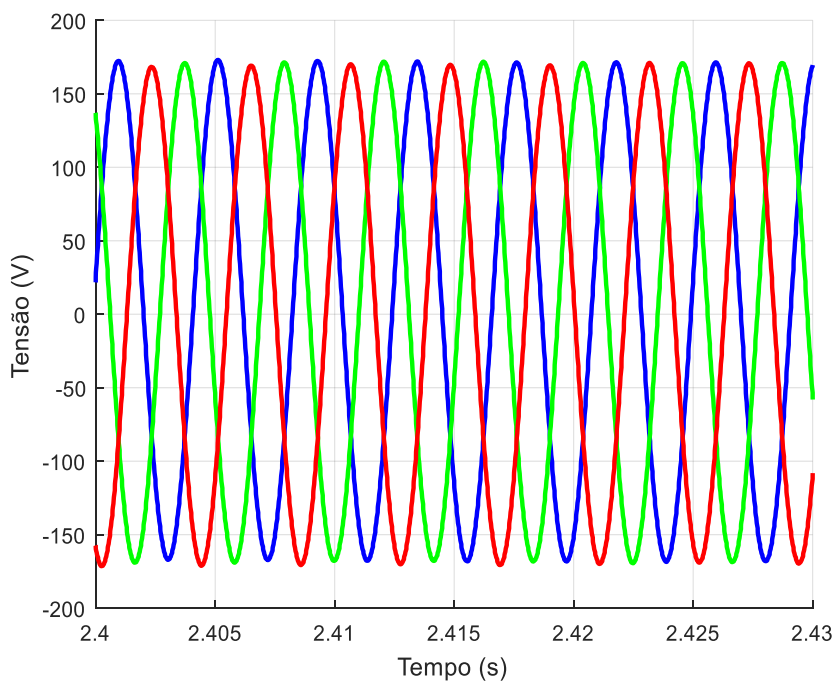
Na Figura 4.37, apresenta-se o diagrama de blocos do sistema proposto para o Laboratório de sistemas híbridos/Minirrede no modo de operação ilhado com a presença do grupo gerador a diesel, cuja função é fornecer a tensão de referência, utilizada para o sincronismo dos inversores de conexão à rede com gerador diesel. Nesse caso, os inversores bidirecionais

**Figura 4.37 – Diagrama de blocos completo do modelo proposto do sistema híbrido no modo ilhado com o grupo gerador a diesel.**



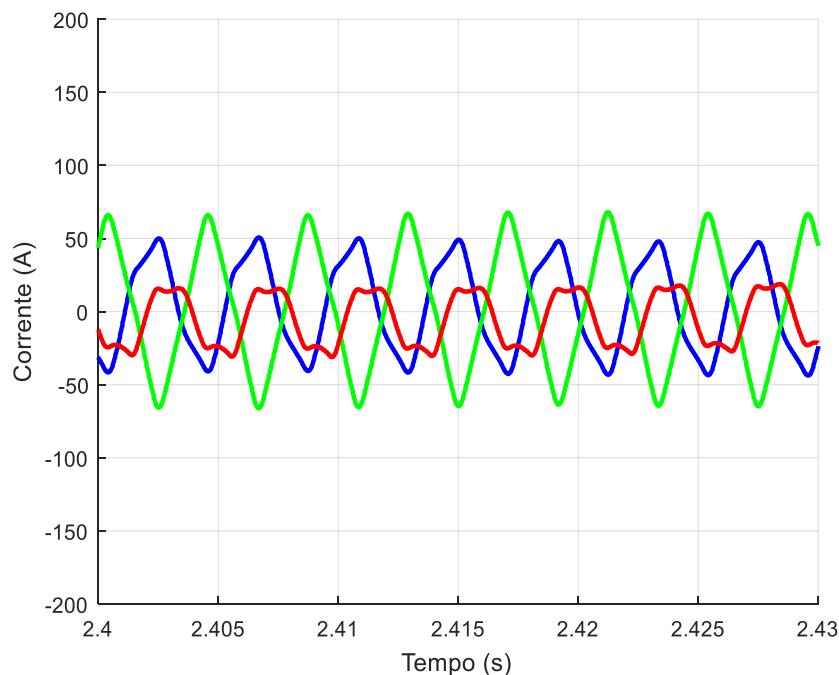
As formas de onda de tensão e corrente na saída do grupo gerador a diesel são apresentadas na Figura 4.38 e 4,39, respectivamente.

**Figura 4.38 – Gráfico das tensões de saída do grupo gerador a diesel.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

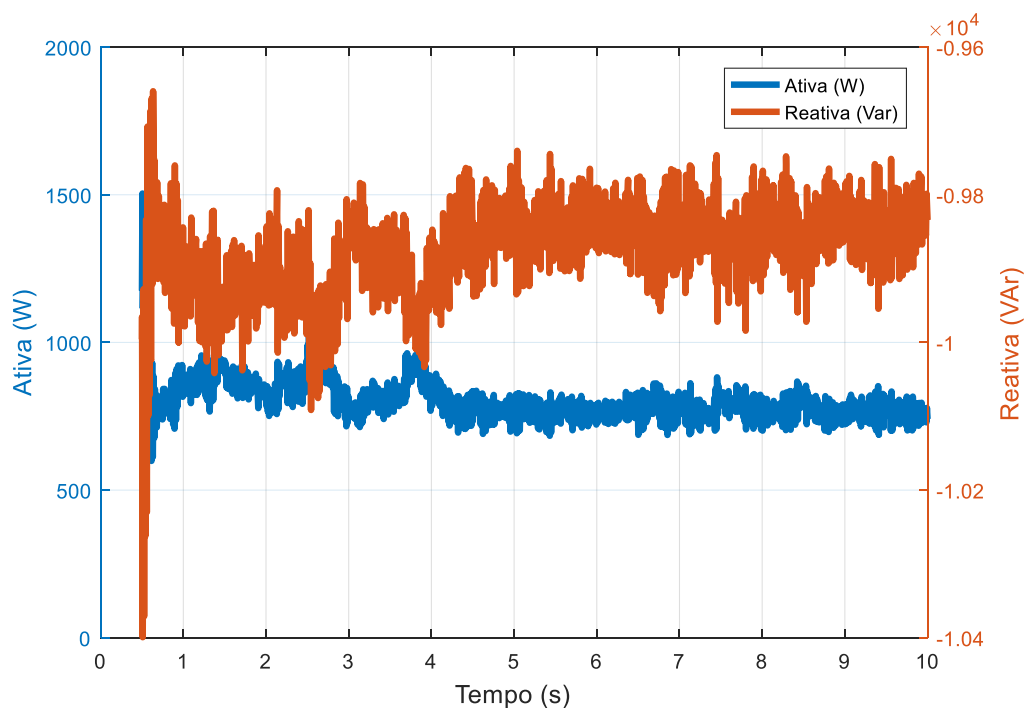
**Figura 4.39 – Gráfico das correntes de saída do grupo gerador a diesel.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Os resultados para esta simulação são apresentados na Tabela 4.6. Neste caso, o grupo gerador a diesel está fornecendo potência ativa suficiente para formação da tensão de referência da rede; quanto à potência reativa, o grupo gerador absorve, conforme apresenta o gráfico da Figura 4.40.

**Figura 4.40 – Gráfico das potências ativa e reativa de saída do grupo gerador a diesel.**



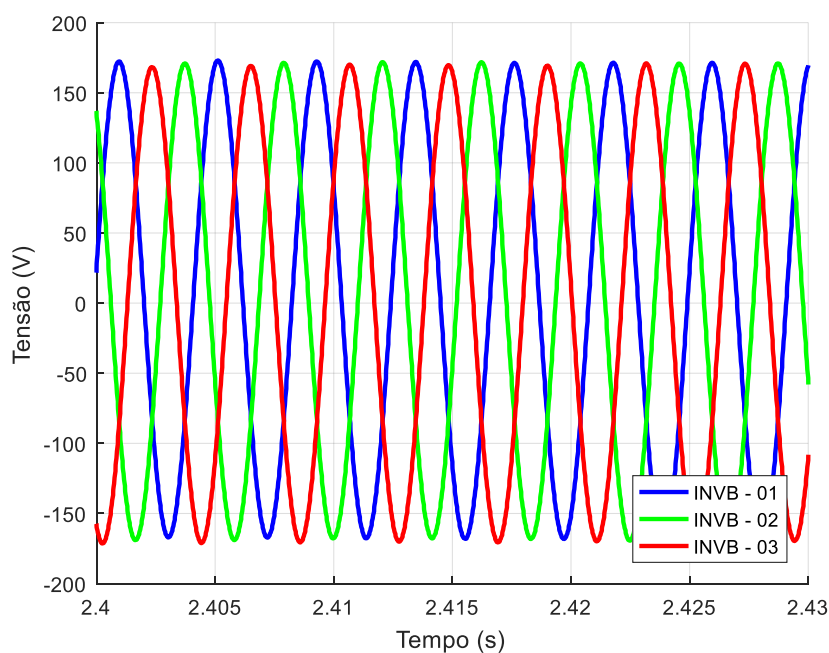
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Tabela 4.6 – Parâmetros para o grupo gerador.**

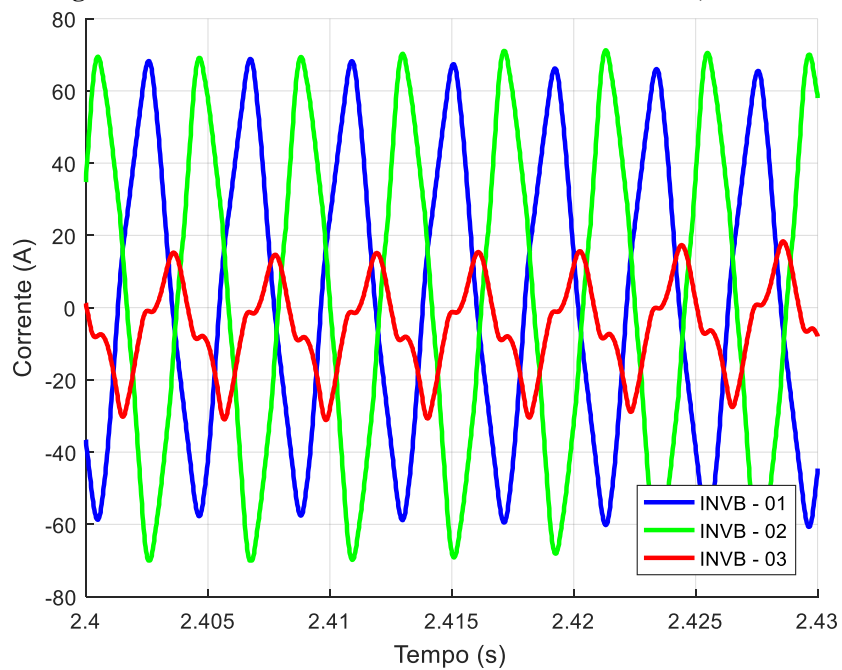
Parâmetros		GG
Vrms	Fase A	120,1
	Fase B	120,3
	Fase C	120,1
Irms	Fase A	32,03
	Fase B	41,54
	Fase C	18,96
THDv (%)	Fase A	0,12
	Fase B	0,21
	Fase C	0,14
THDi (%)	Fase A	14,42
	Fase B	11,07
	Fase C	24,63
P (W)		803,7
Q (Var)		-9876
FP		0,081

Fonte: Elaboração Própria.

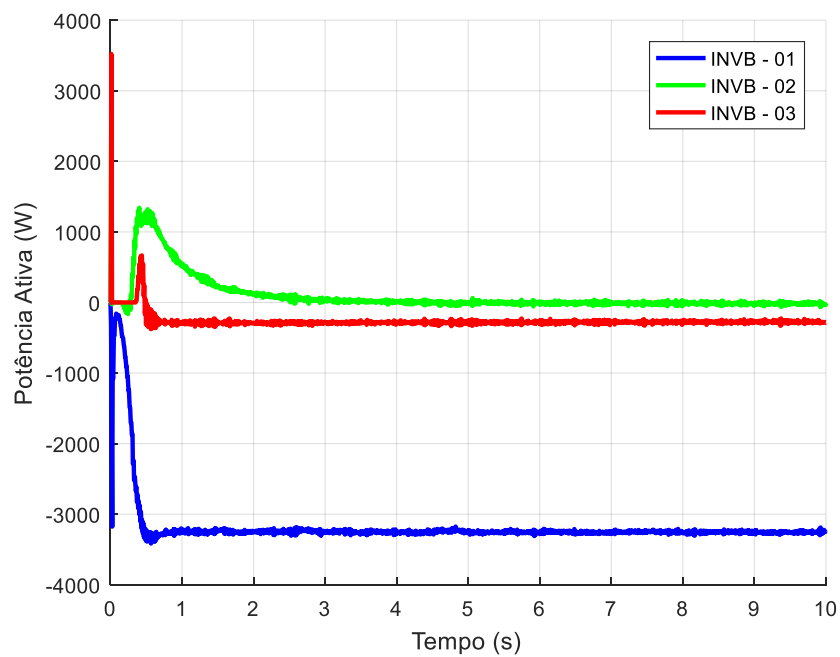
As formas de onda das tensões e das correntes na saída dos inversores bidirecionais são apresentadas na Figura 4.41 e 4.42, respectivamente, enquanto que nas Figuras 4.43 e 4.44 são apresentadas as potências ativa e reativa, respectivamente. Nota-se que as correntes estão desbalanceadas, como resultado da diferente distribuição por fase das cargas conectadas nos trechos da minirrede.

**Figura 4.41– Gráfico das tensões de saída dos INVB01, 02 e 03.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.42– Gráfico das correntes de saída dos INVB-01, 02 e 03.**

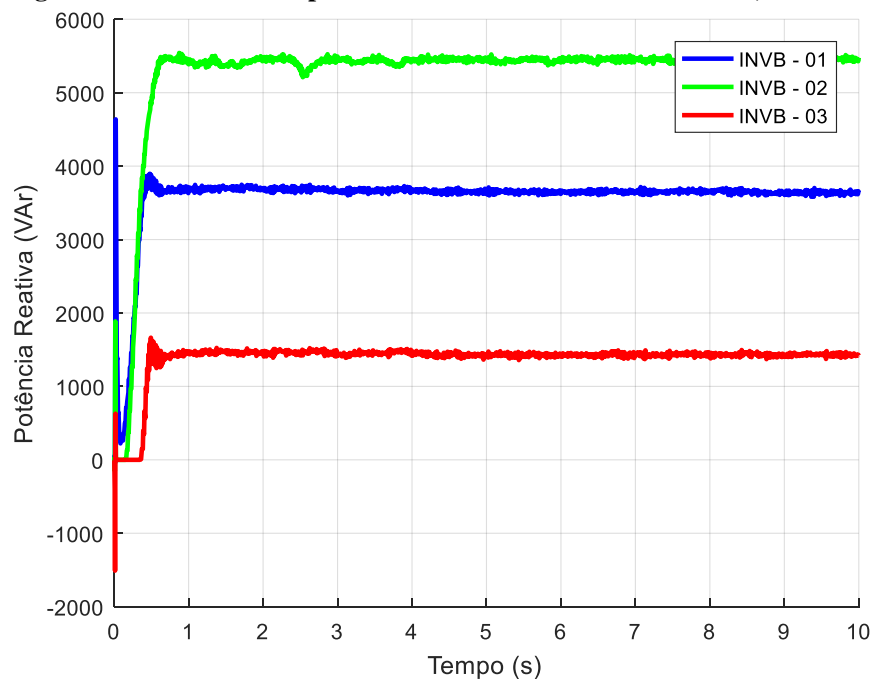
Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.43 – Gráfico das potências ativas de saída dos INVB-01, 02 e 03.**

Fonte: Elaboração Própria.



Figura 4.44 – Gráfico das potências reativas de saída dos INVB01, 02 e 03.



Fonte: Elaboração Própria.

Na Tabela 4.7 são apresentados os resultados desse caso, com os inversores INVB-01, INVB-02 e INVB-03 absorvendo potência ativa no barramento c.a.

Tabela 4.7 – Parâmetros para os INVB-01, 02 e 03.

Parâmetros	INVB - 01	INVB - 02	INVB - 03
Vrms (V)	120,1	120,3	120,1
Irms (A)	41,93	45,37	14,56
P (W)	-3.246	-28,3	-281,9
Q (VAr)	3.653	5.418	1.443
THDv (%)	0,1229	0,1727	0,1358
THDi (%)	10,54	7,932	34,4

Fonte: Elaboração Própria.

A potência ativa, neste estudo de caso, é fornecida principalmente pelos inversores *grid tie* e pelos sistemas de geração fotovoltaica, conectados diretamente ao barramento c.c., enquanto que o grupo gerador mantém a formação da tensão de rede e fornece potência reativa.

As formas de onda de tensão e corrente na saída das cargas 01, 02 e 03 consideradas são apresentadas nas Figuras 4.45, 4.47 e 4.49, enquanto que nas Figuras 4.46, 4.48 e 4.50 são apresentados gráficos das potências ativas e reativas. Os parâmetros obtidos para as cargas do quadro de teste, para esse caso, são apresentados na Tabela 4.8.

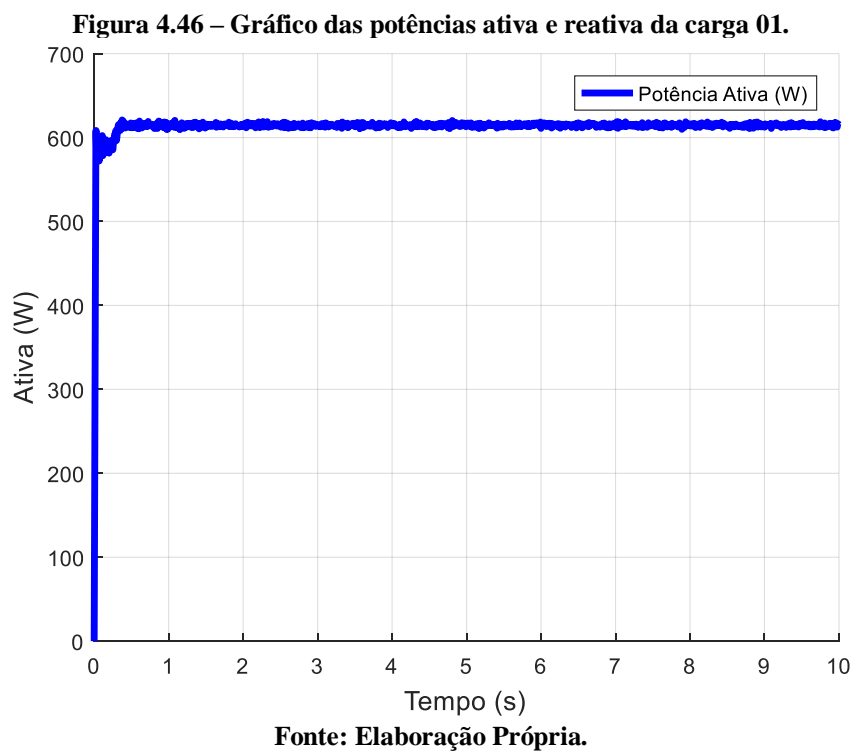
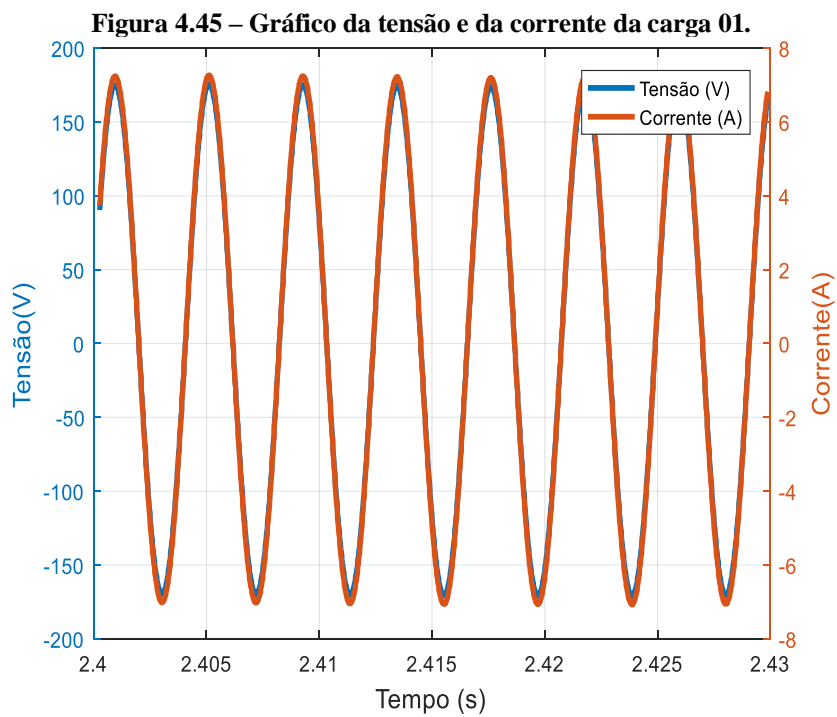
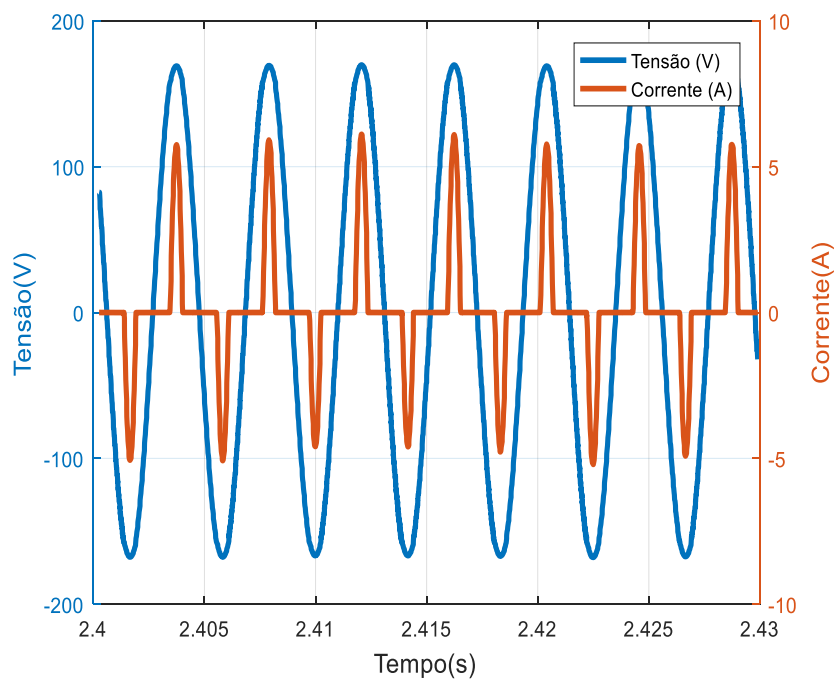
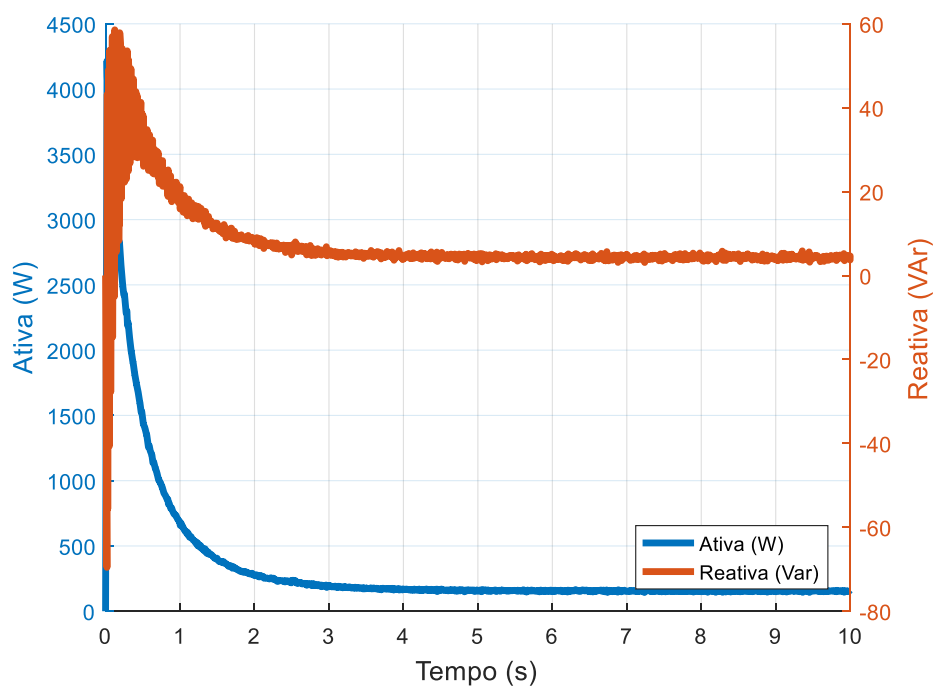


Figura 4.47 – Gráfico da tensão e da corrente de carga 02.



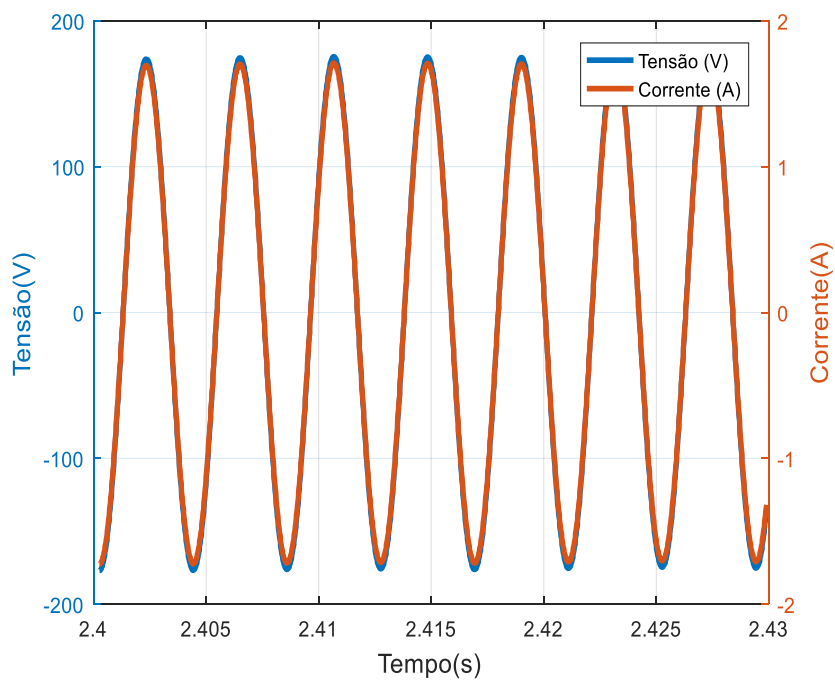
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.48 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 02.



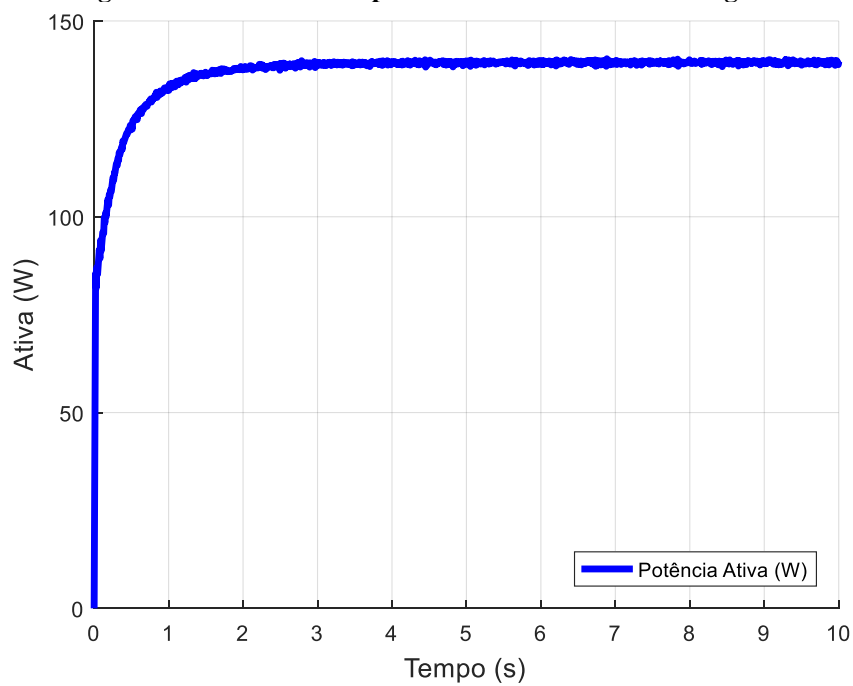
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.49 – Gráfico da tensão e da corrente de carga 03.



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.50 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 03.



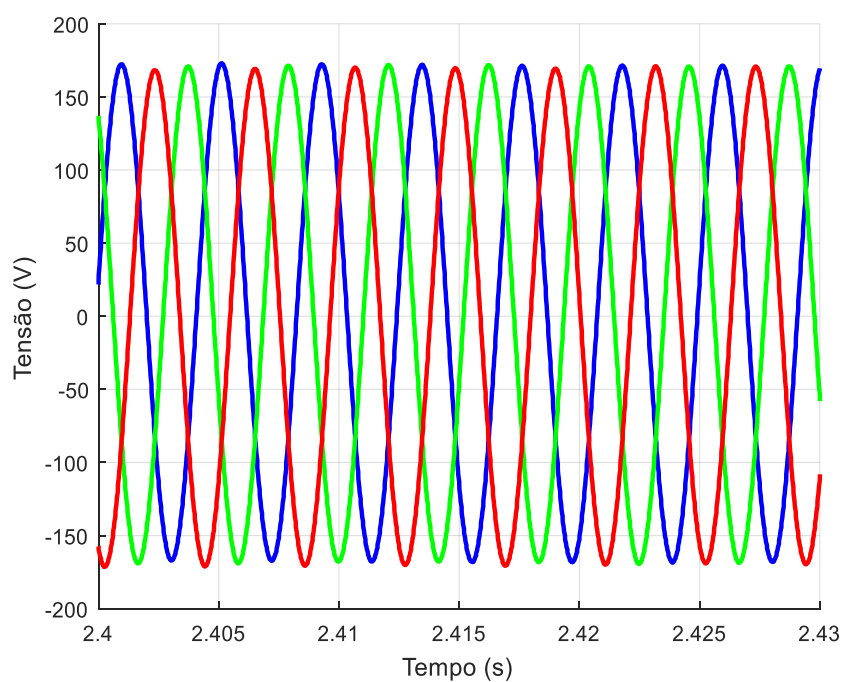
Fonte: Elaboração Própria.

**Tabela 4.8 – Parâmetros obtidos para as cargas consideradas.**

Parâmetros	CARGA -01	CARGA -02	CARGA -03
Vrms (V)	122,00	120,70	124,00
Irms (A)	5,04	2,10	1,21
P (W)	614,70	155,20	149,80
Q (VAr)	0	4,34	0
N	0	200,4	0
THDv (%)	0,12	1,57	0,18
THDi (%)	0,12	116,60	0,18
FP	1,00	0,64	0,99

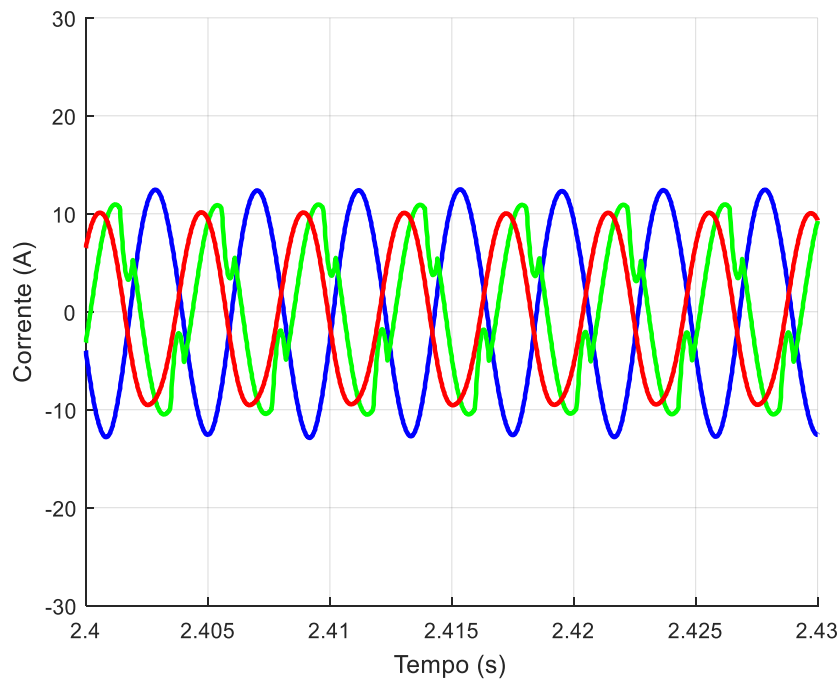
**Fonte: Elaboração Própria.**

Nas figuras 4.51 a 4.52 são apresentados os gráficos das tensões e das correntes no barramento 01, respectivamente. Na Figura 4.53 apresentam-se as potências ativa e reativa.

**Figura 4.51 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 01.**

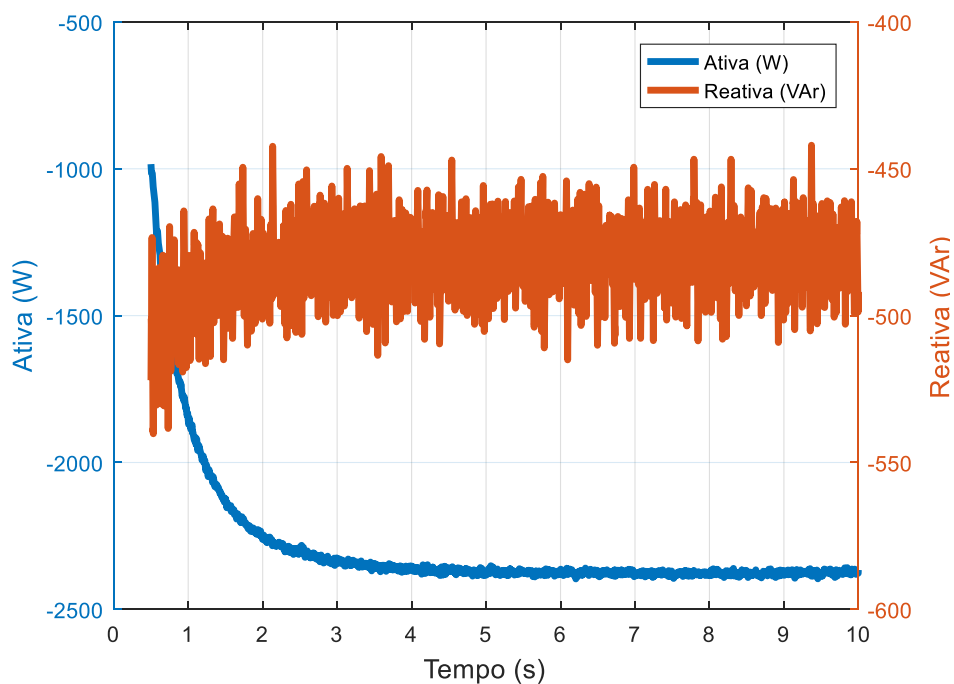
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.52 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 01.**



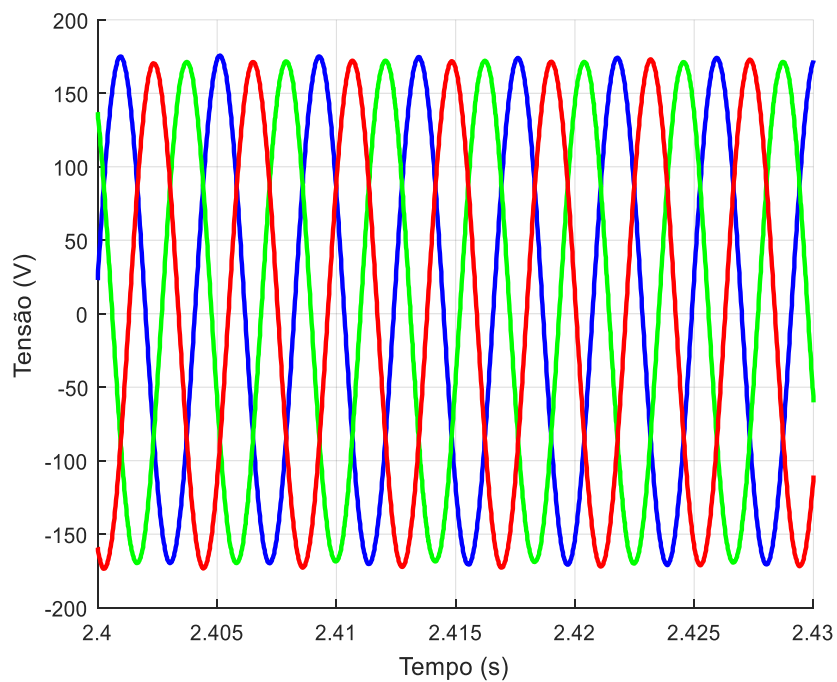
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.53 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 01.**

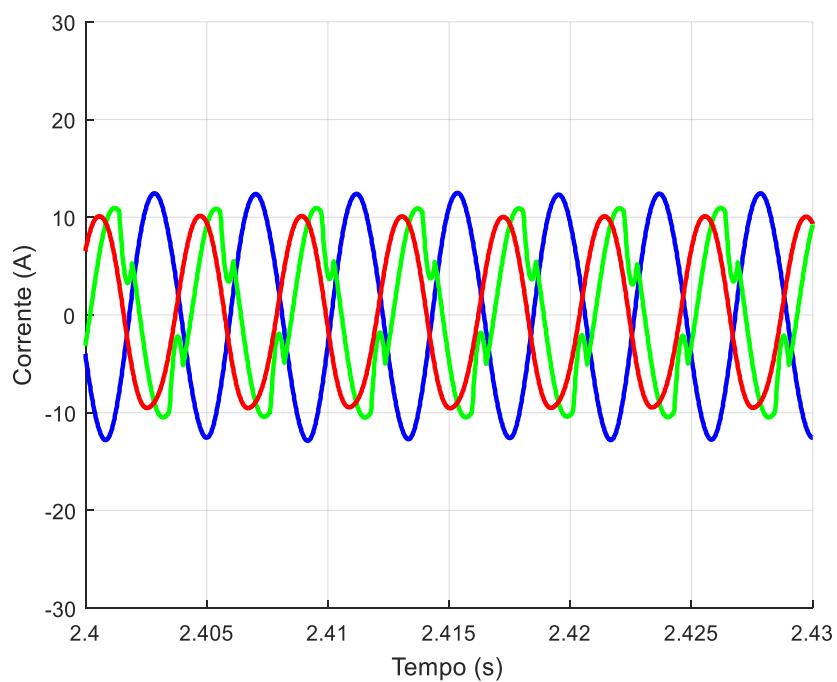


**Fonte: Elaboração Própria.**

Nas figuras 4.54 e 4.55 apresentam-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 02, respectivamente. Na Figura 4.56 apresentam-se as potências ativa e reativa.

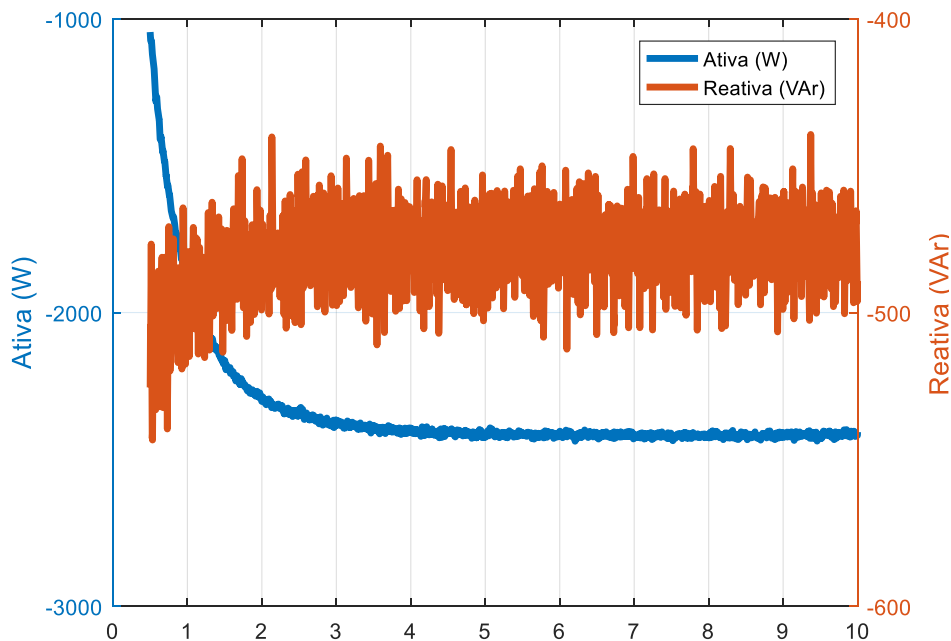
**Figura 4.54 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 02.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.55 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 02.**

Fonte: Elaboração Própria.

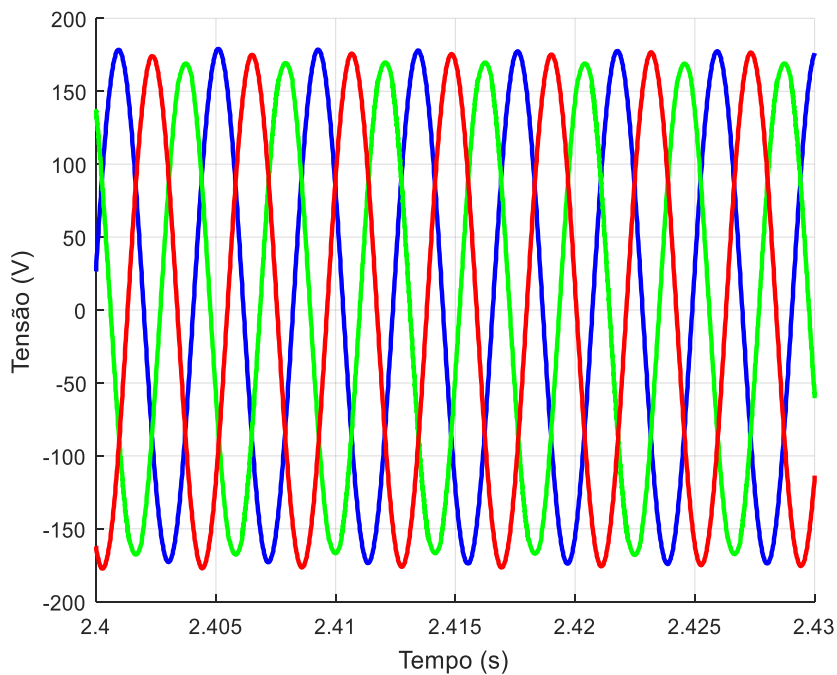
**Figura 4.56 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 02.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Nas figuras 4.57 e 4.58 são apresentados os gráficos das tensões e das correntes no barramento 03, respectivamente. Na Figura 4.59 apresentam-se as potências ativa e reativa.

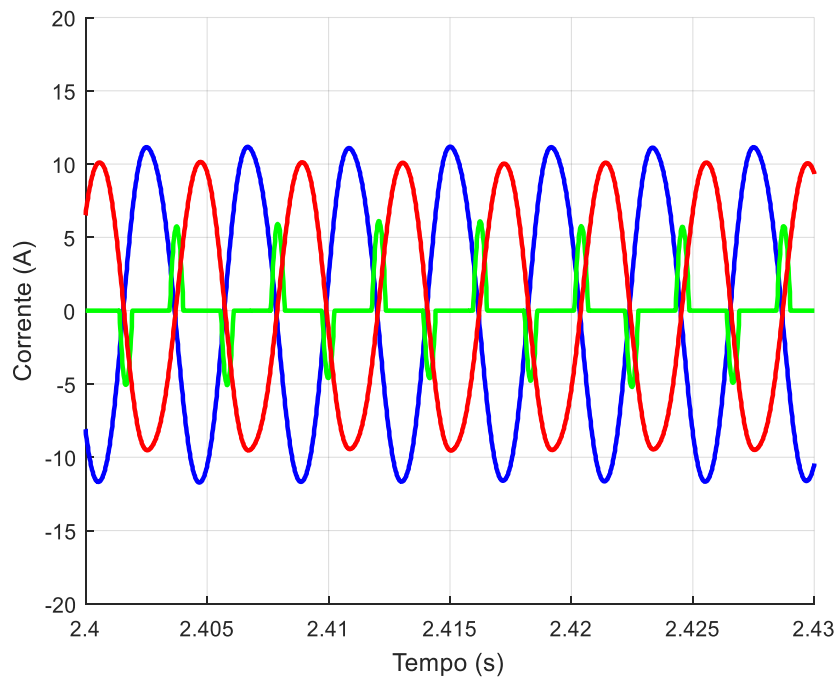
**Figura 4.57 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

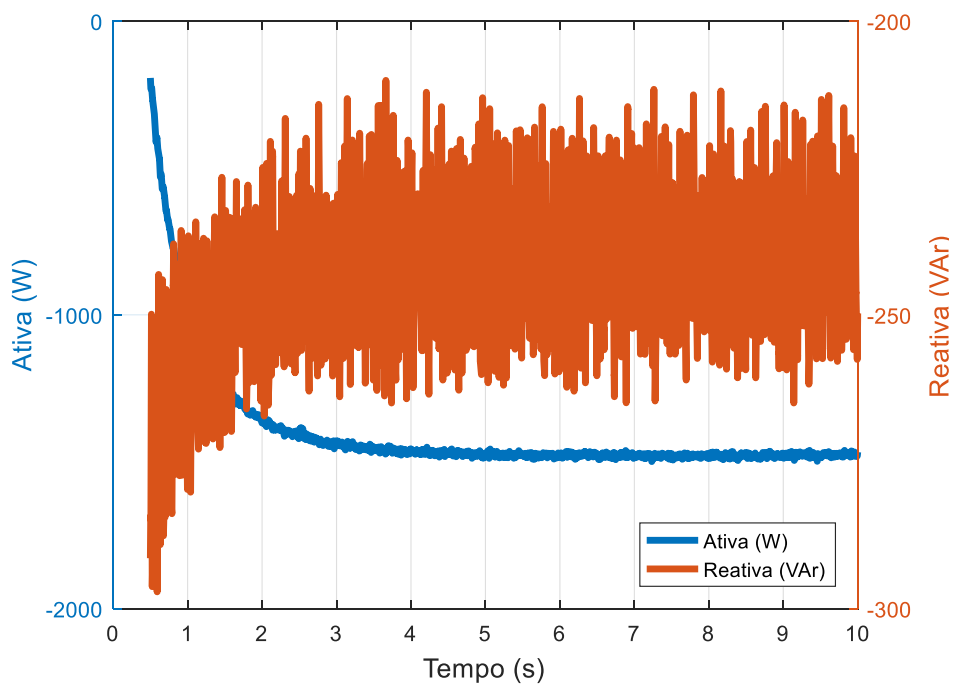


**Figura 4.58 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 03.**



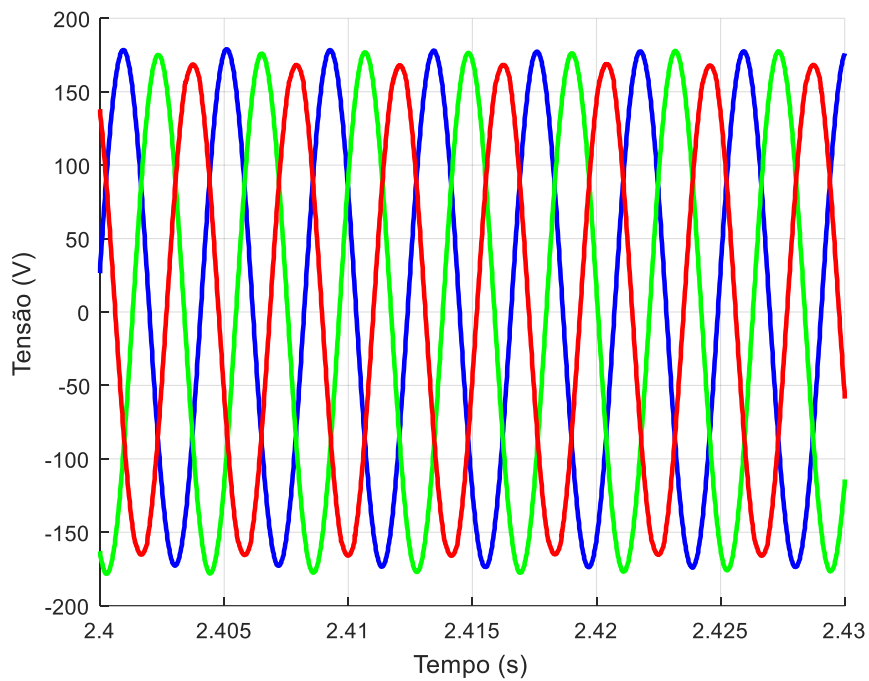
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.59 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 03.**

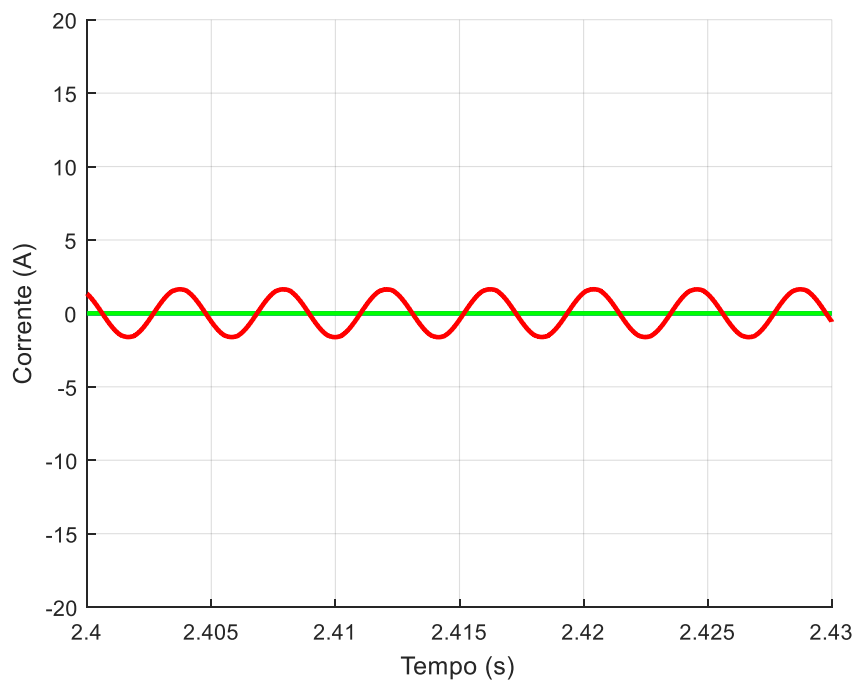


**Fonte: Elaboração Própria.**

Nas figuras 4.60 e 4.61 são apresentados os gráficos das tensões e das correntes no barramento 04, respectivamente. Na Figura 4.62 apresentam-se as potências ativa e reativa.

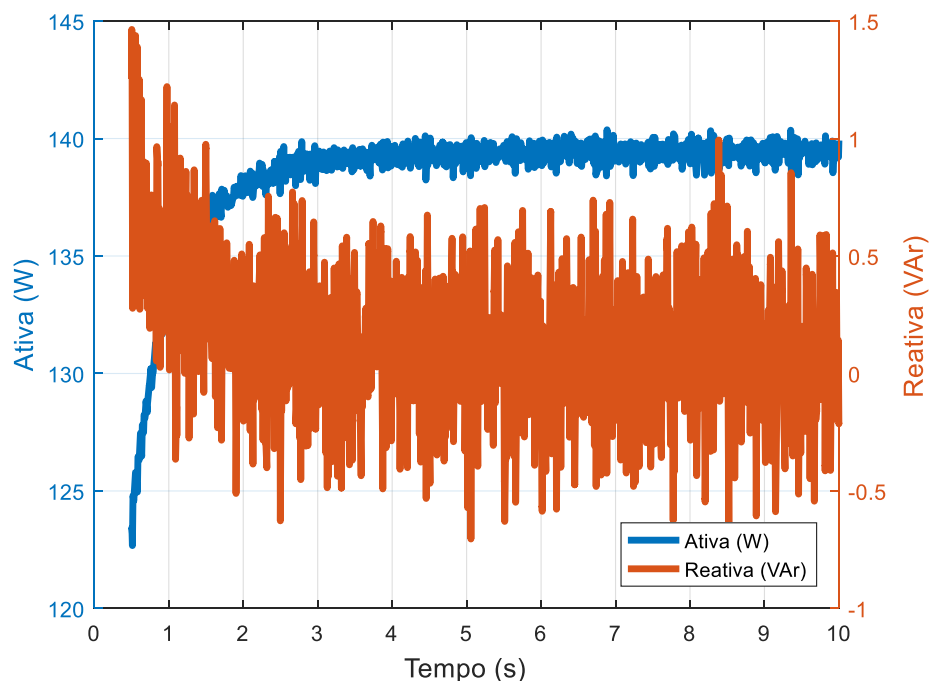
**Figura 4.60 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 04.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.61 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 04.**

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.62 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 04.



Fonte: Elaboração Própria.

Na Tabela 4.9 é possível perceber um aumento dos valores da tensão eficaz nos barramentos que constituem a minirrede, considerando-se como sendo o valor da tensão no ponto de conexão dos inversores de conexão à rede, o que justifica os valores superiores, pois os geradores FV injetam uma pequena parcela de potência ativa neste ponto, elevando conseqüentemente sua tensão.

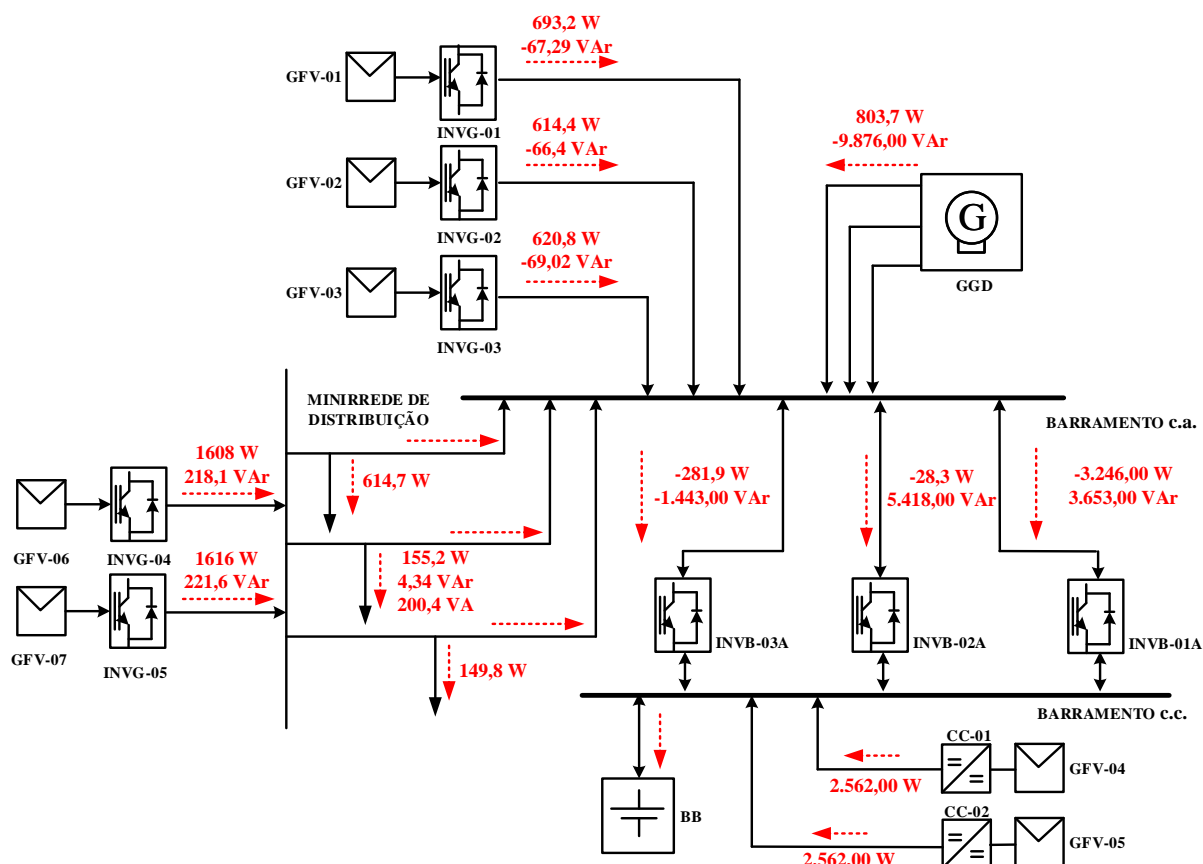
Os geradores fotovoltaicos conseguem suprir a potência ativa exigida pelas cargas, por meio dos inversores INVG-04 e INVG-05. Desta forma, a potência excedida é injetada no barramento c.a. e absorvida pelo inversor *Sunny Island*, conforme observado na Figura 4.63.

Tabela 4.9 – Parâmetros para os barramentos 01, 02 e 03.

Parâmetros		MR – bar01	MR - bar02	MR - bar03	MR - bar04
Vrms	Fase A	120,1	122	124,3	124,2
	Fase B	120,3	121,3	120,7	125
	Fase C	120,1	121,6	124,2	119,6
Irms	Fase A	8,93	8,93	8,24	0
	Fase B	6,92	6,92	2,1	0
	Fase C	7,13	7,13	7,13	1,17
P (W)		-2.371	-2.410	-1.460	139,6
Q (Var)		-475,5	-472,8	-229,2	-0,3159
THDv (%)	Fase A	0,12	0,12	0,17	0,19
	Fase B	0,21	0,48	0,48	0,20
	Fase C	0,14	0,13	1,35	0,92
THDi (%)	Fase A	3,05	3,05	4,05	0
	Fase B	23,87	23,87	117,70	0
	Fase C	4,66	4,66	0,17	0,92

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.63 – Diagrama de blocos do sistema híbrido proposto com os fluxos de potência no modo ilhado com o grupo gerador a diesel.



Fonte: Elaboração Própria.

### 4.3. Modo Conectado à Rede Convencional

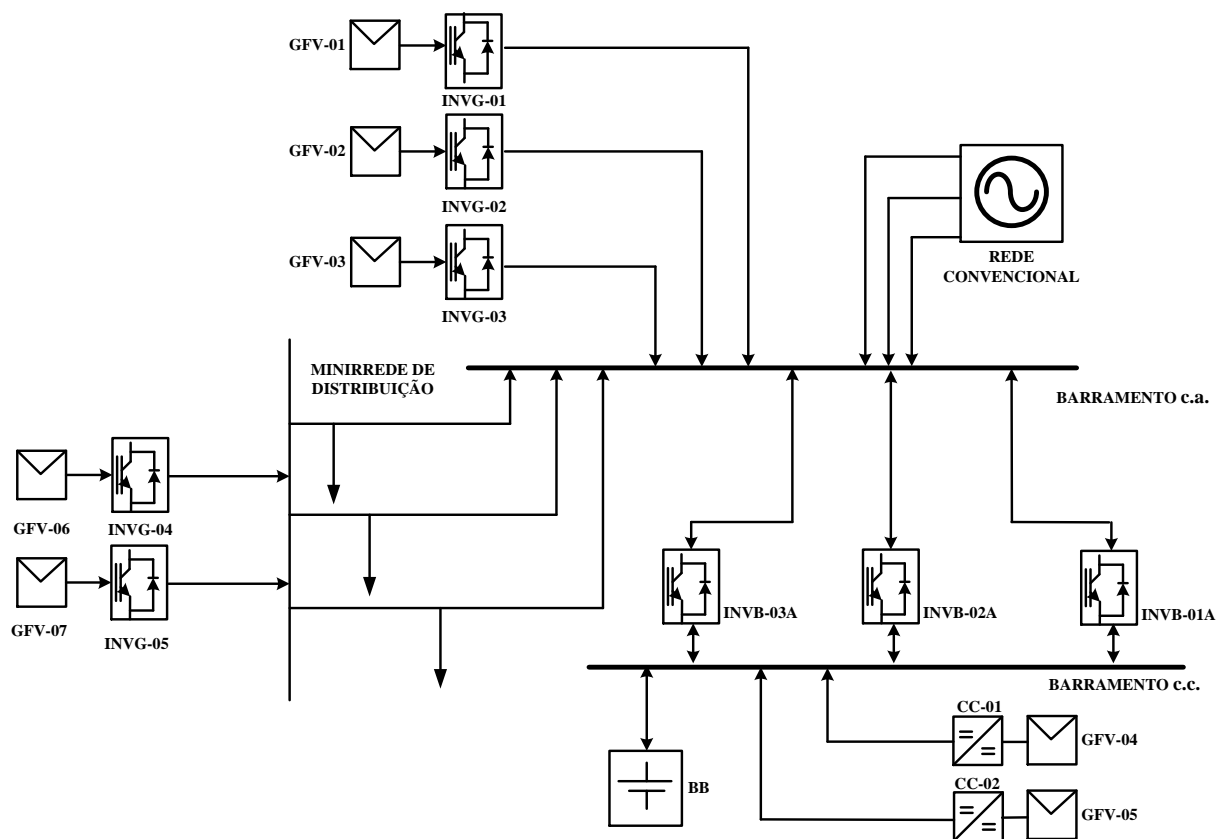
A minirrede é dita interligada quando está conectada à rede de distribuição de energia convencional através de um ponto de acoplamento comum, que permite a troca de informações e o fluxo de potência em qualquer direção. Nesse modo de operação, a MR pode operar importando/exportando energia da/para a rede principal convencional, de acordo com seu balanço interno entre carga e geração.

Para o sistema elétrico a minirrede pode ser vista como um subsistema elétrico independente. Este subsistema elétrico opera normalmente conectado ao sistema de uma distribuidora de energia, com um fluxo de energia positivo ou negativo entre os mesmos, correspondente à compra ou venda de energia. A minirrede é, essencialmente, uma rede de distribuição ativa, porque é um conglomerado de sistemas de GD e diferentes cargas no nível da tensão de distribuição (RAMOS, 2014).

A rede convencional atua como um acumulador dispondo de uma capacidade de armazenamento “ilimitada” para a minirrede, dependendo das variações de carga sazonais. Assim, a eficiência global de um sistema conectado à rede será melhor do que a eficiência de um sistema isolado, como não há praticamente nenhum limite para a capacidade de armazenamento e a eletricidade gerada adicional não precisa ser desperdiçada.

Na Figura 4.64 apresenta-se o diagrama de blocos do Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes no modo de operação conectado à rede convencional. Nesse modo, a rede convencional é responsável por fornecer a tensão de referência para os inversores de conexão à rede. Logo, os inversores *sunny boy* sincronizam com a rede, por meio de um algoritmo PLL, que provê a frequência e a fase da tensão no ponto de acoplamento, assim como também é feito para os inversores bidirecionais.

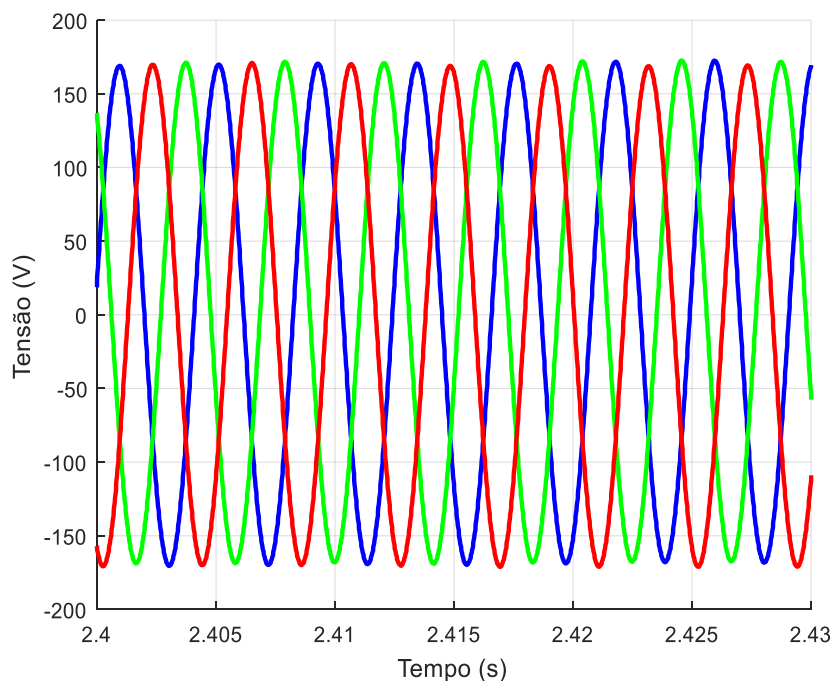
**Figura 4.64 – Diagrama de blocos completo do modelo proposto do sistema híbrido no modo conectado à rede convencional.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

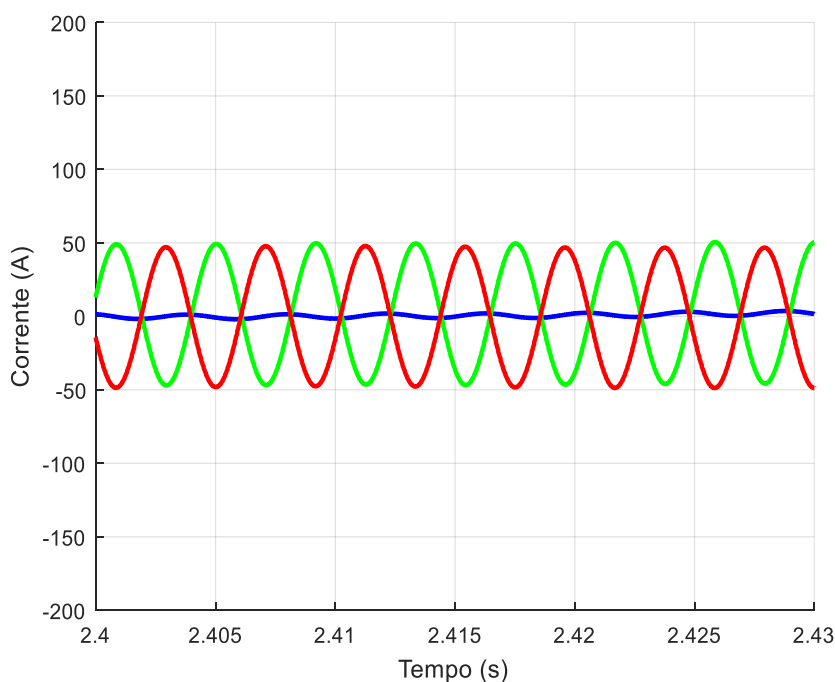
As formas de onda de tensão e corrente provenientes da rede convencional são apresentadas nas Figuras 4.65 e 4.66, respectivamente.

**Figura 4.65 – Gráfico das tensões de saída da rede convencional.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

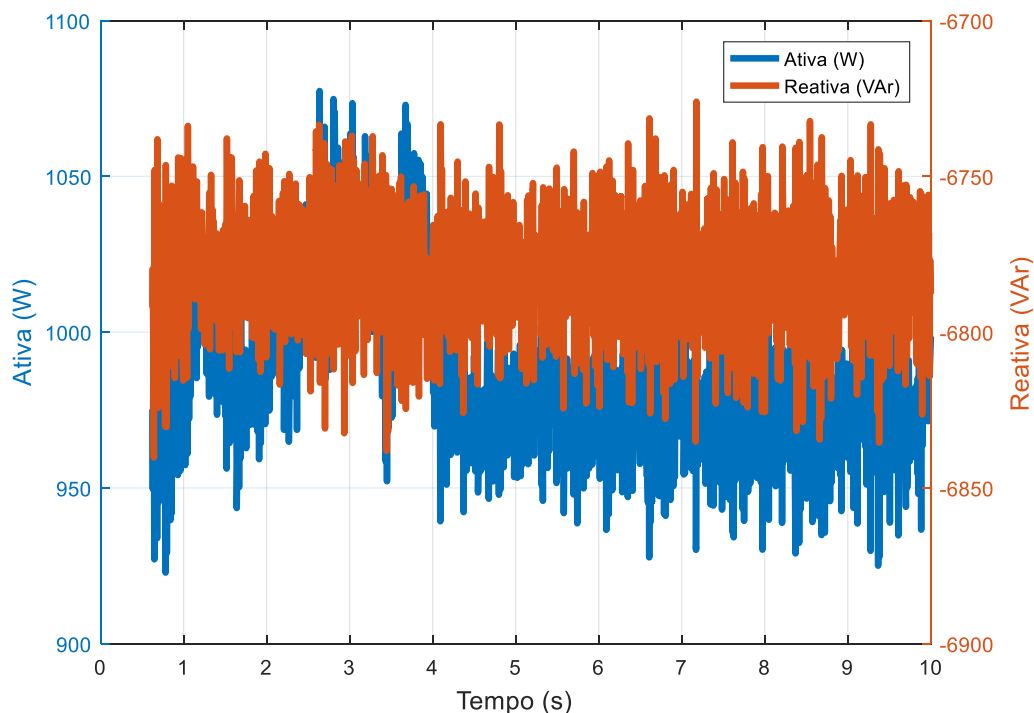
**Figura 4.66 – Gráfico das correntes de saída da rede convencional.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Os resultados para este caso são apresentados na Tabela 4.10. A rede convencional está fornecendo potência ativa igual a 1.001 W, e é responsável pela formação da tensão de referência. No gráfico da Figura 4.67 mostra-se o comportamento da potência ativa e reativa na saída da rede convencional.

**Figura 4.67 – Gráfico das potências ativa e reativa de saída da rede convencional.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Tabela 4.10 – Parâmetros para a rede convencional.**

Parâmetros		Rede Convencional
Vrms	Fase A	120,4
	Fase B	120,2
	Fase C	120,3
Irms	Fase A	6,26
	Fase B	34,17
	Fase C	33,83
THDv (%)	Fase A	0,16
	Fase B	0,20
	Fase C	0,11
THDi (%)	Fase A	0,89
	Fase B	0,22
	Fase C	0,06
P (W)		1.001
Q (VAr)		-6.822
FP		0,145

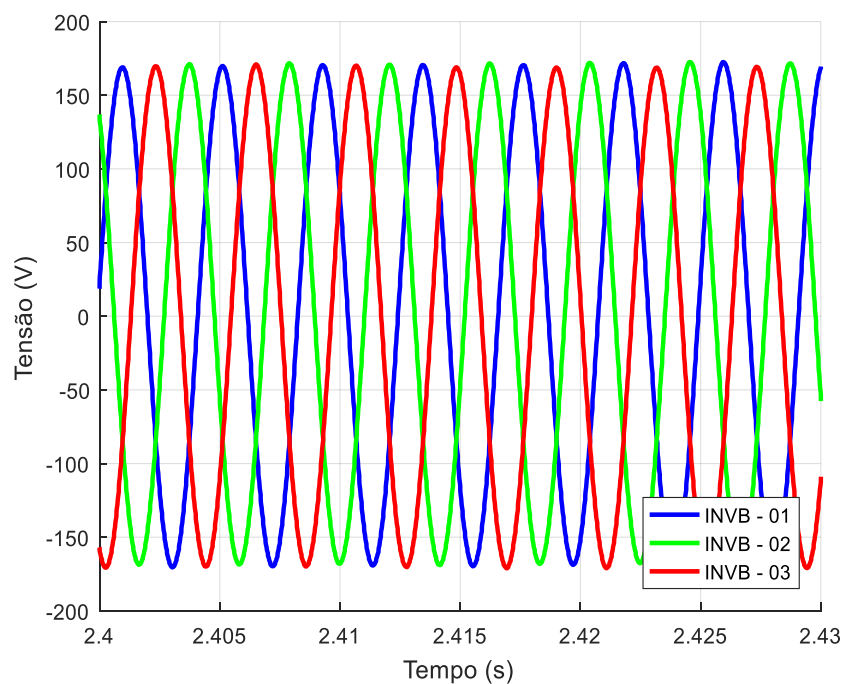
**Fonte: Elaboração Própria.**

As formas de onda de tensão e corrente na saída dos inversores bidirecionais (INVB-01, INVB-02 e INVB-03) são apresentadas nas Figuras 4.68 a 4.69, respectivamente. Neste caso,



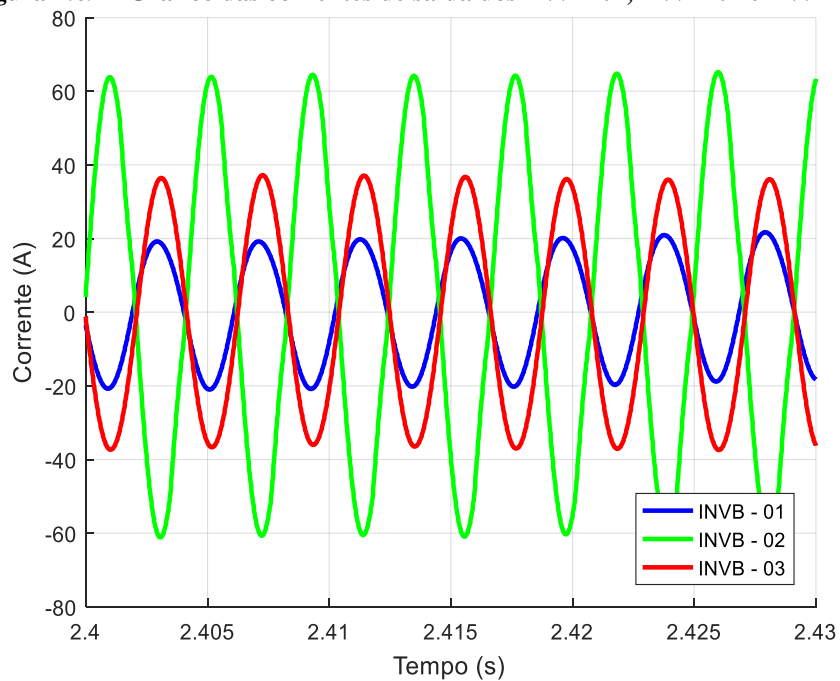
os inversores INVB-01 e INVB-02 absorvem o excedente de potência ativa, gerada pelos sistemas fotovoltaicos *grid-tie*.

**Figura 4.68 – Gráfico das tensões de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**

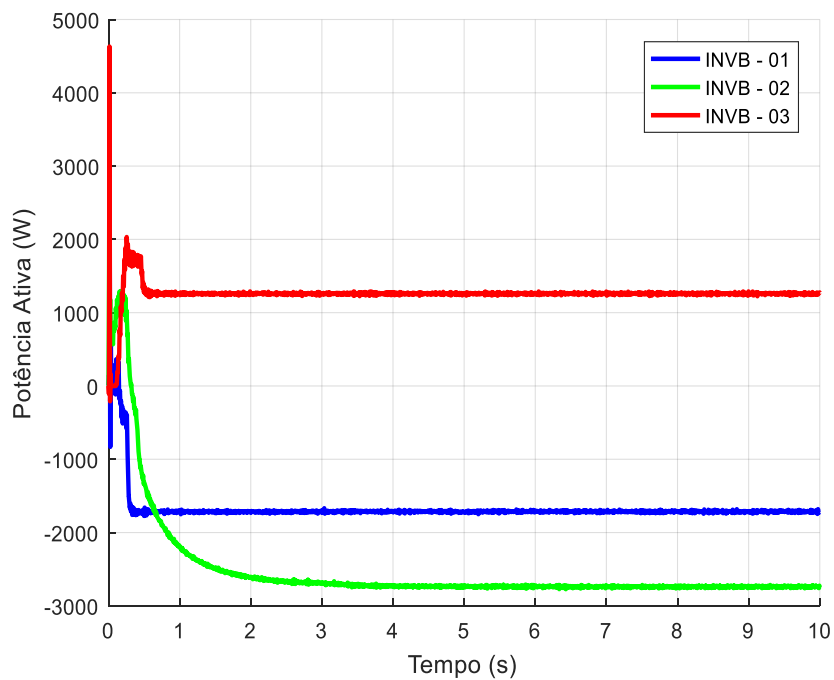


Fonte: Elaboração Própria.

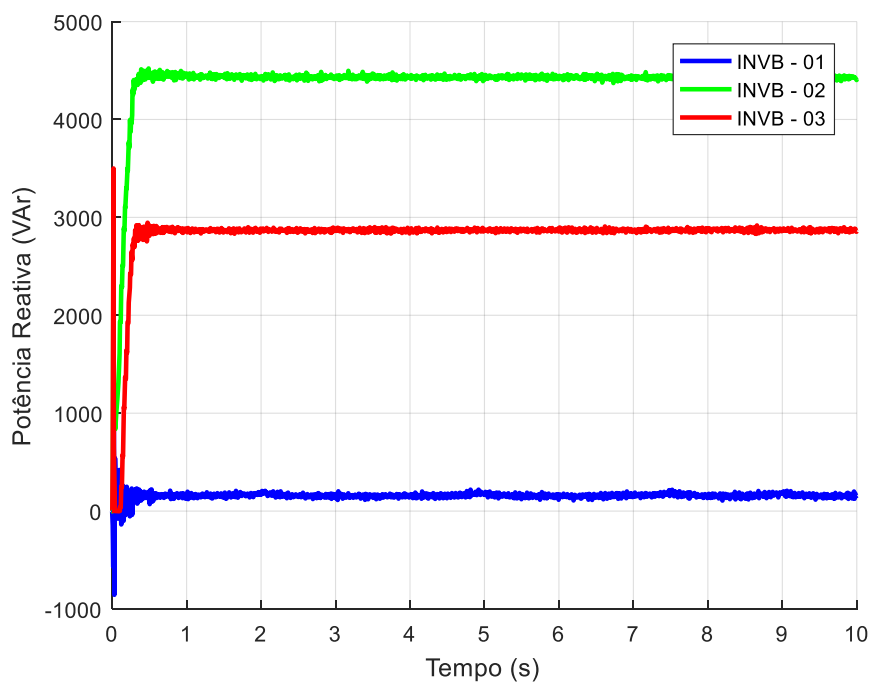
**Figura 4.69 – Gráfico das correntes de saída dos INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**



Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.70 – Gráfico das potências ativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.71 – Gráfico das potências reativas para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**

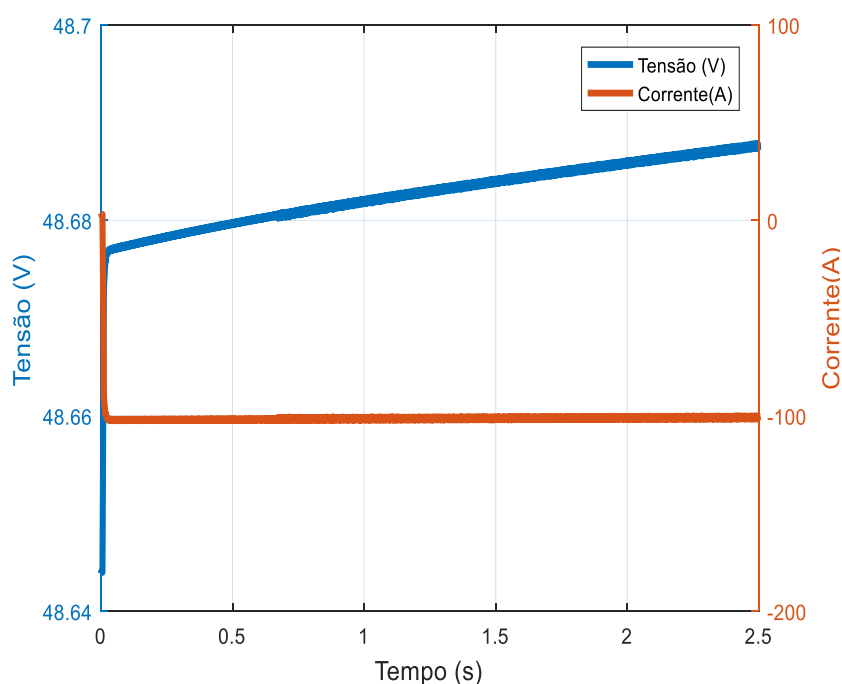
Fonte: Elaboração Própria.

**Tabela 4.11 – Parâmetros para os INVB-01, INVB-02 e INVB-03.**

Parâmetros	INVB - 01	INVB - 02	INVB - 03
Vrms (V)	120,4	120,2	120,3
Irms (A)	15,73	43,5	26,13
P (W)	-1.721	-2.741	1.266
Q (VAr)	153,5	4418	2873
FP	-0,91	-0,52	0,40
THDv (%)	0,1229	0,1727	0,1358
THDi (%)	10,54	7,932	34,4

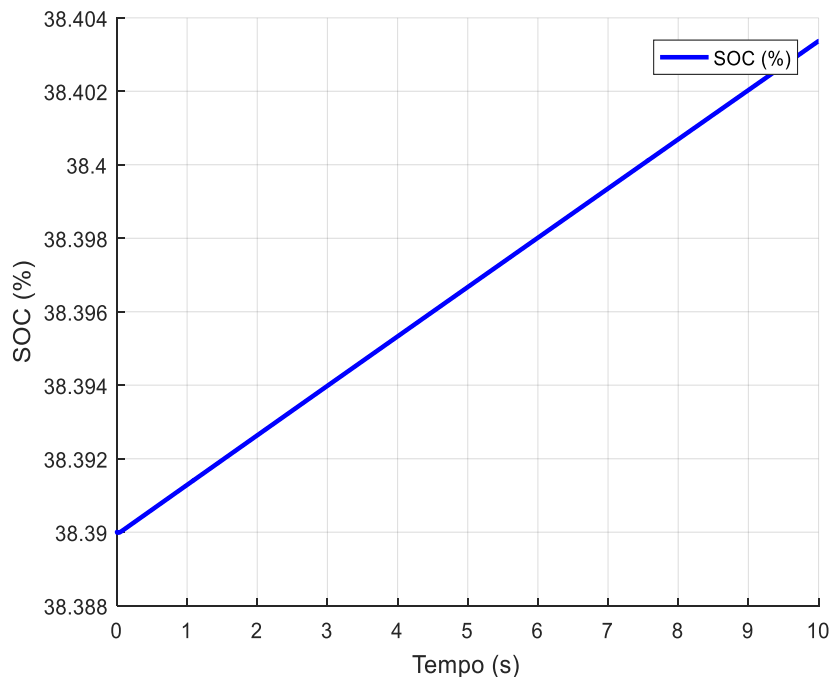
Fonte: Elaboração Própria.

Neste caso é possível observar que o inversor bidirecional INVB-03 apresenta um fluxo de potência positivo, ou seja, fornece potência ativa por meio da fase C. As formas de onda de tensão e corrente na saída do banco de baterias são apresentadas na Figura 4.72, onde a tensão média é 48,69 V e a magnitude da corrente é de 101 A. O banco de baterias está sendo carregado, conforme observado na Figura 4.73, onde o estado de carga aumenta no decorrer do tempo e o valor da corrente é negativo (ou seja, o banco de baterias está absorvendo potência ativa).

**Figura 4.72 – Gráfico da tensão e da corrente do banco de baterias.**

Fonte: Elaboração Própria.

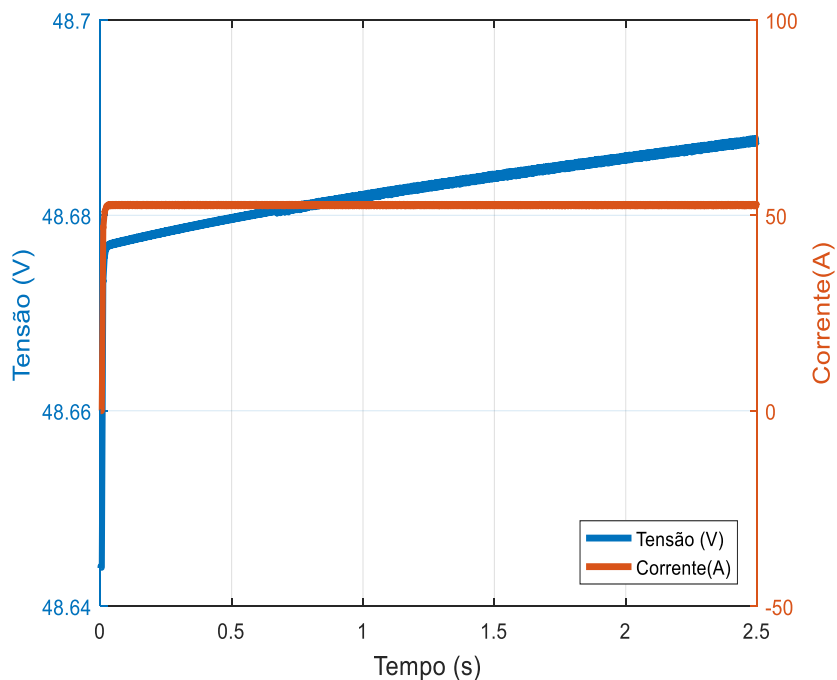
**Figura 4.73 – Gráfico do estado de carga do banco de baterias.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

As formas de onda de tensão e corrente na saída dos controladores de carga são apresentadas na Figura 4.74, onde o valor médio da tensão é de 48,69 V, o valor médio da corrente é de 52,61 A e a potência ativa de saída é de 2.562 W, para cada controlador.

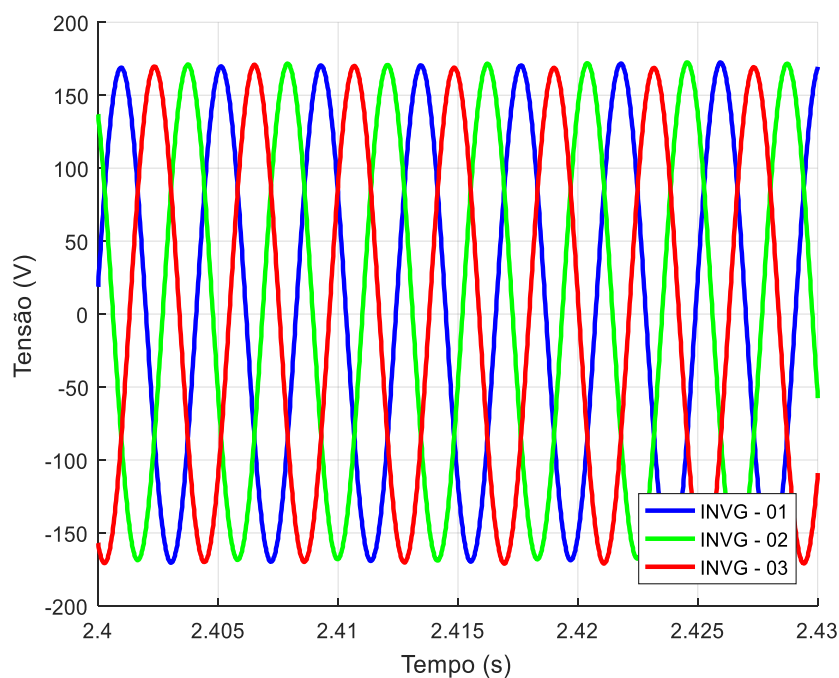
**Figura 4.74 – Gráfico da tensão e da corrente de saída do controlador de carga.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

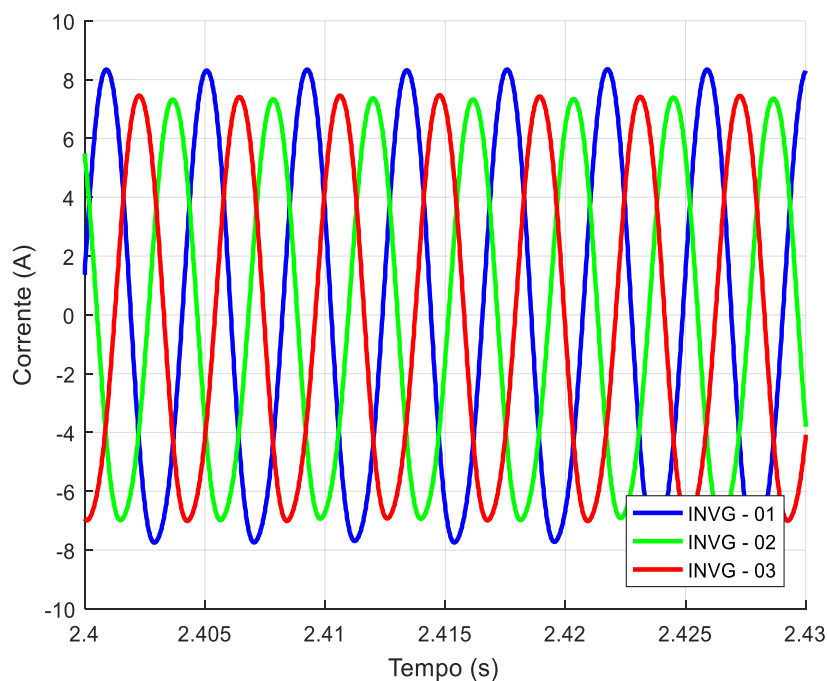
As formas de onda de tensão e corrente na saída dos inversores INVG-01, INVG-02 e INVG-03 são apresentadas nas Figuras 4.75 a 4.76, respectivamente.

**Figura 4.75 – Gráfico da tensão de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.76 – Gráfico da corrente de saída dos INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**

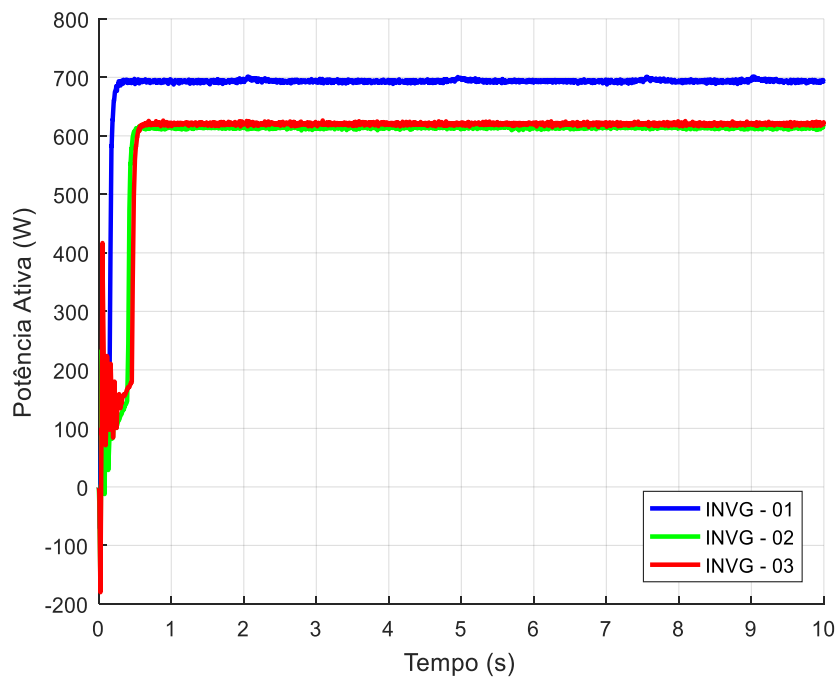


**Fonte: Elaboração Própria.**

Os resultados para este caso são apresentados na Tabela 4.12. Os inversores INVG-01, INVG-02 e INVG-03 injetam potência ativa no barramento c.a. Nas Figuras 4.77 e 4.78

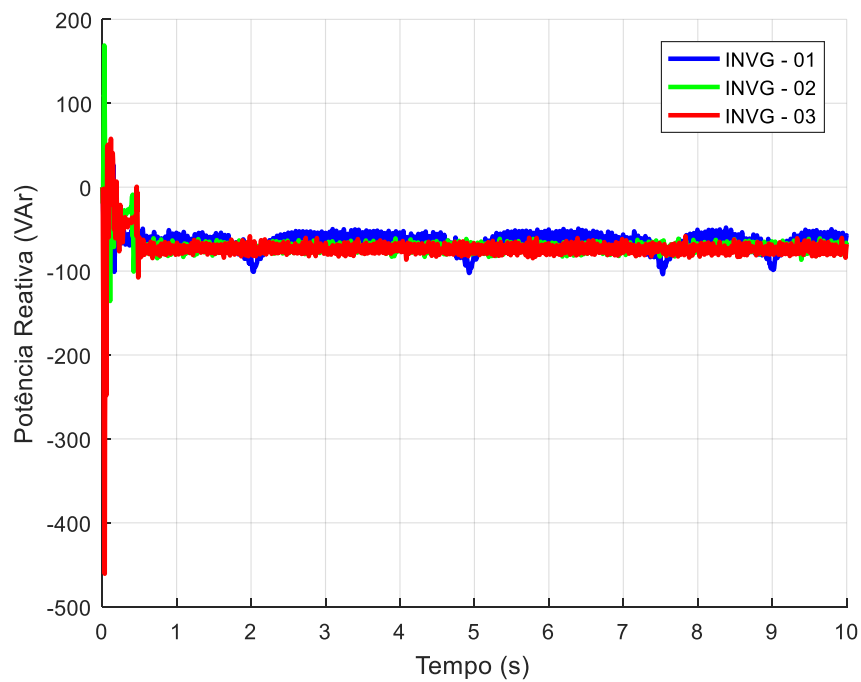
apresentam-se os gráficos da potência ativa e reativa, respectivamente, sendo possível observar que depois de um período transiente de cerca de 40 ms na simulação, os parâmetros de saída fornecidos pela simulação atingem um estado estável.

**Figura 4.77 – Gráfico da potência ativa para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**



Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.78 – Gráfico da potência reativa para os INVG-01, INVG-02 e INVG-03.**



Fonte: Elaboração Própria.

A potência ativa trifásica injetada pelos inversores *Grid-Tie* conectados diretamente ao barramento c.a. é de aproximadamente 1,93 kW.

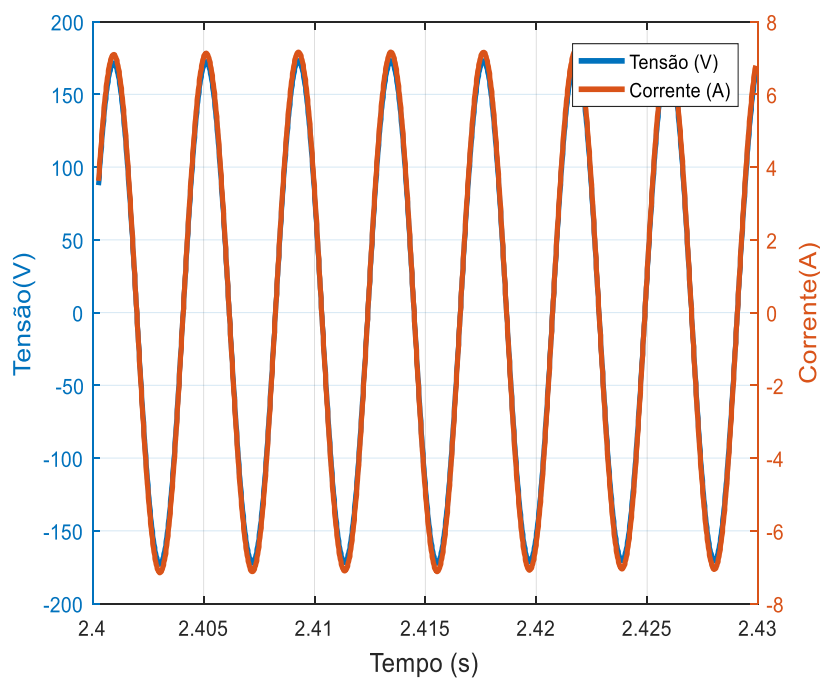
**Tabela 4.12 – Parâmetros para os para os INVG-01, 02 e 03.**

Parâmetros	INVG-01	INVG-02	INVG-03
Vrms	120,4	120,2	120,3
Irms	5,8	5,16	5,2
P (W)	694	615,5	621,4
Q (VAr)	-61,45	-66,84	-75,09
FP	0,99	0,99	0,99

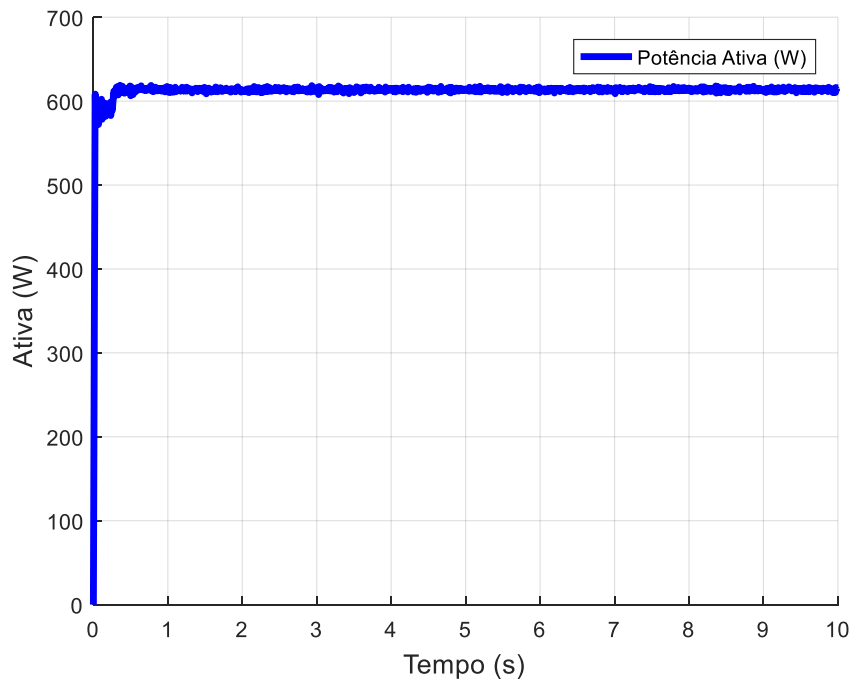
**Fonte: Elaboração Própria.**

As formas de onda de tensão e corrente na saída das cargas 01, 02 e 03 consideradas são apresentadas na Figura 4.79, 4.81 e 4.83. Enquanto que nas Figuras 4.80, 4.82 e 4.84 são apresentados gráficos das potências ativas e reativas. Os parâmetros obtidos para as cargas do quadro de teste, para esse caso, são apresentados na Tabela 4.13.

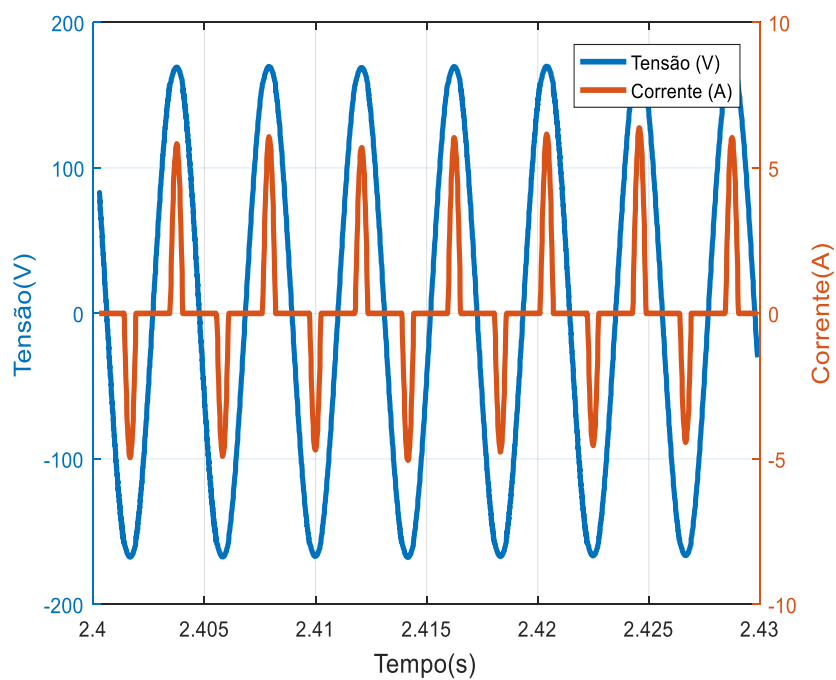
**Figura 4.79 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 01.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.80 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 01.**

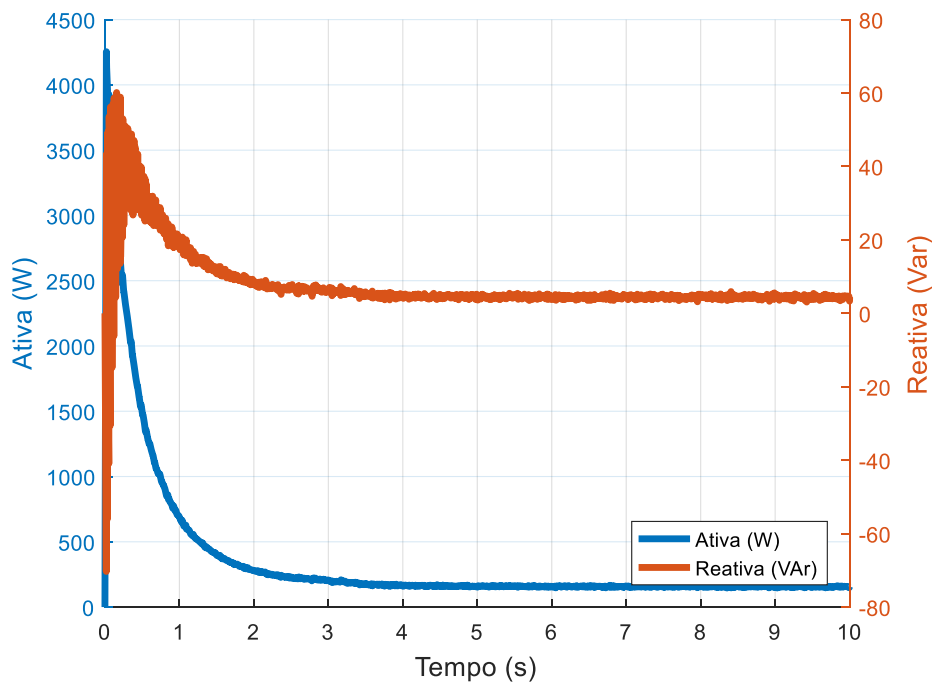
Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.81 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 02.**

Fonte: Elaboração Própria.

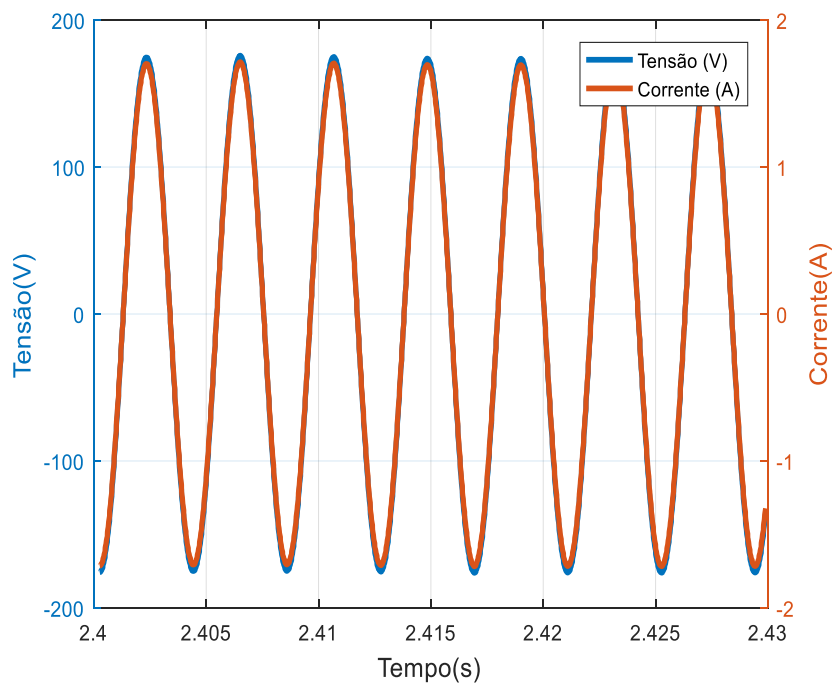


Figura 4.82 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 02.



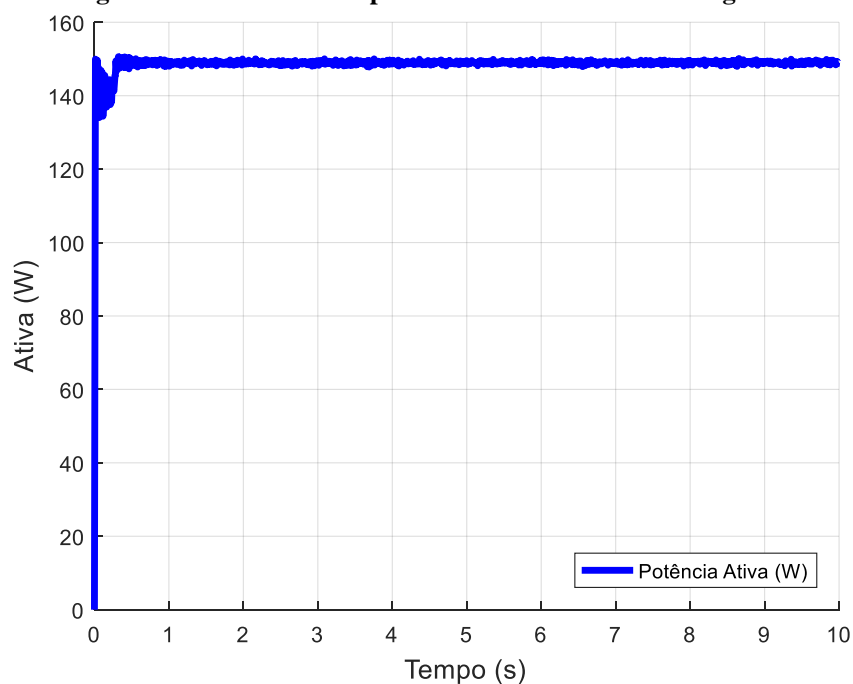
Fonte: Elaboração Própria.

Figura 4.83 – Gráfico da tensão e da corrente da carga 03.



Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.84 – Gráfico das potências ativa e reativa da carga 03.**



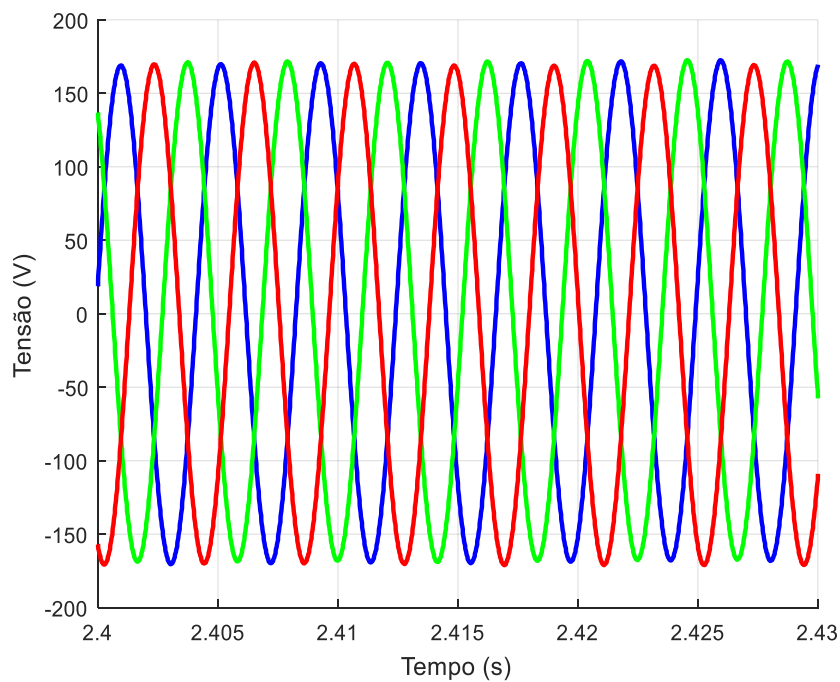
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Tabela 4.13 – Parâmetros obtidos para as cargas consideradas.**

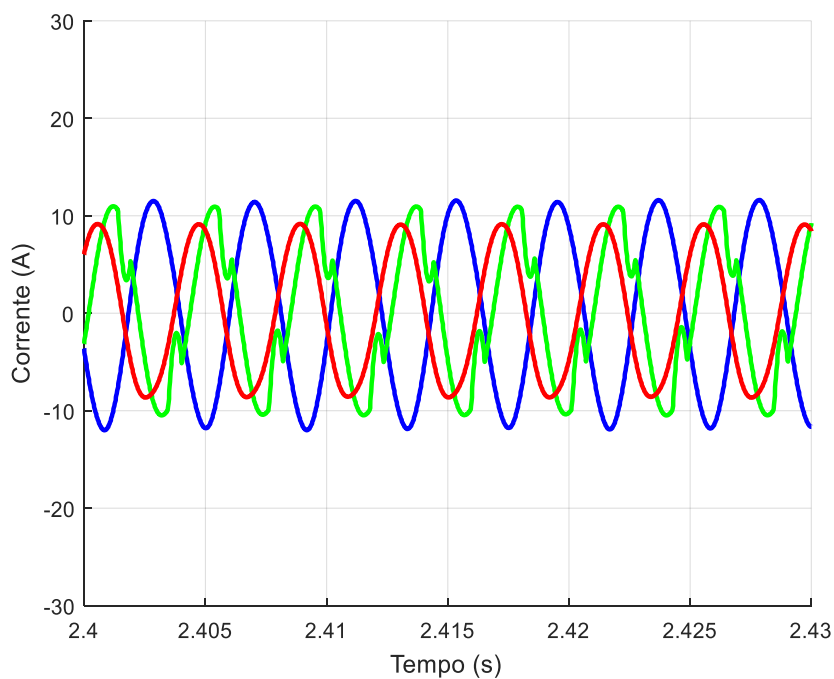
Parâmetros	CARGA 01	CARGA 02	CARGA 03
Vrms (V)	122,10	120,60	123,80
Irms (A)	5,05	2,02	1,21
P (W)	615,10	155,80	149,30
Q (VAr)	0	4,15	0
N	0	187,27	0
THDv (%)	0,16	1,57	0,25
THDi (%)	0,16	116,60	0,25
FP	1,00	0,65	1,00

**Fonte: Elaboração Própria.**

Nas Figuras 4.85 e 4.86 apresentam-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 01, respectivamente. Na Figura 4.87 apresentam-se as potências ativa e reativa.

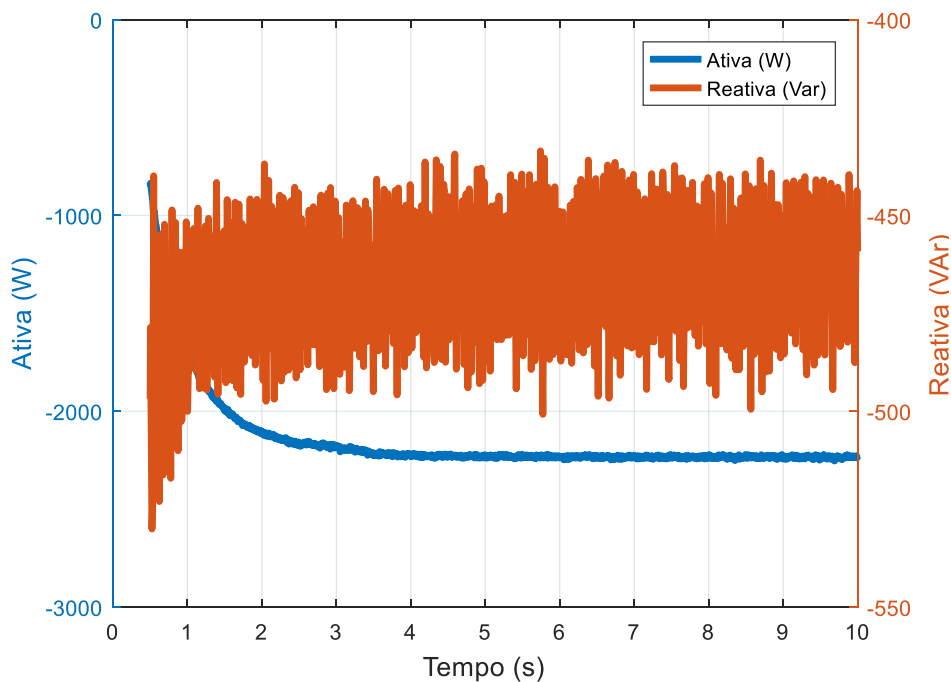
**Figura 4.85 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 01.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.86 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 01.**

Fonte: Elaboração Própria.

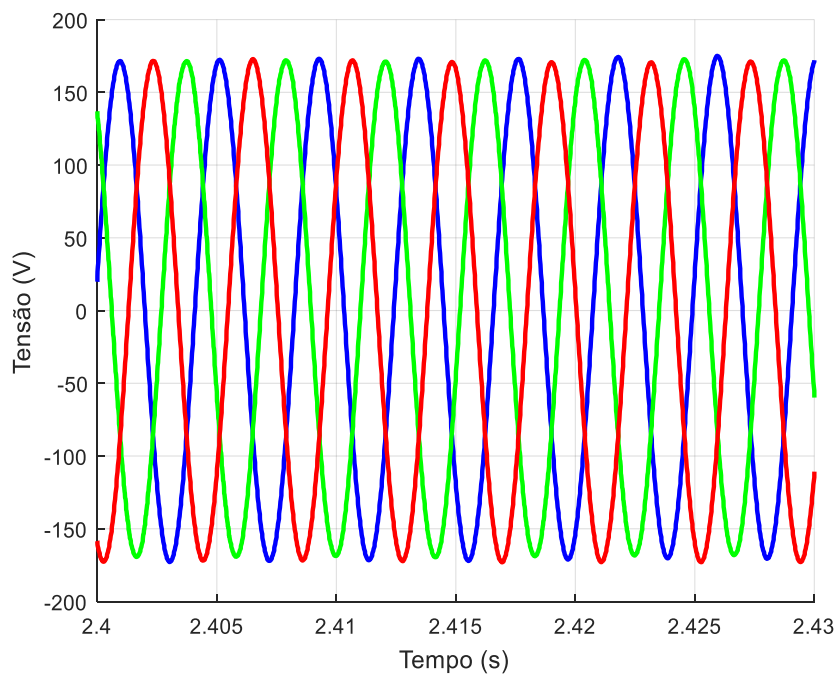
**Figura 4.87 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 01.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

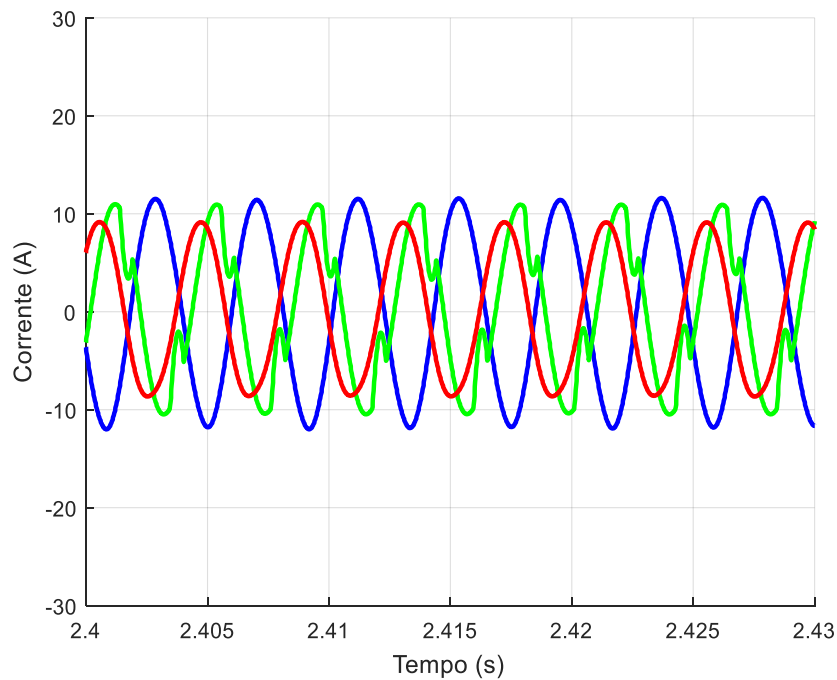
Nas Figuras 4.88 a 4.89 são apresentados os gráficos das tensões e das correntes no barramento 02, respectivamente. Na Figura 4.90 apresentam-se as potências ativa e reativa.

**Figura 4.88 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 02.**



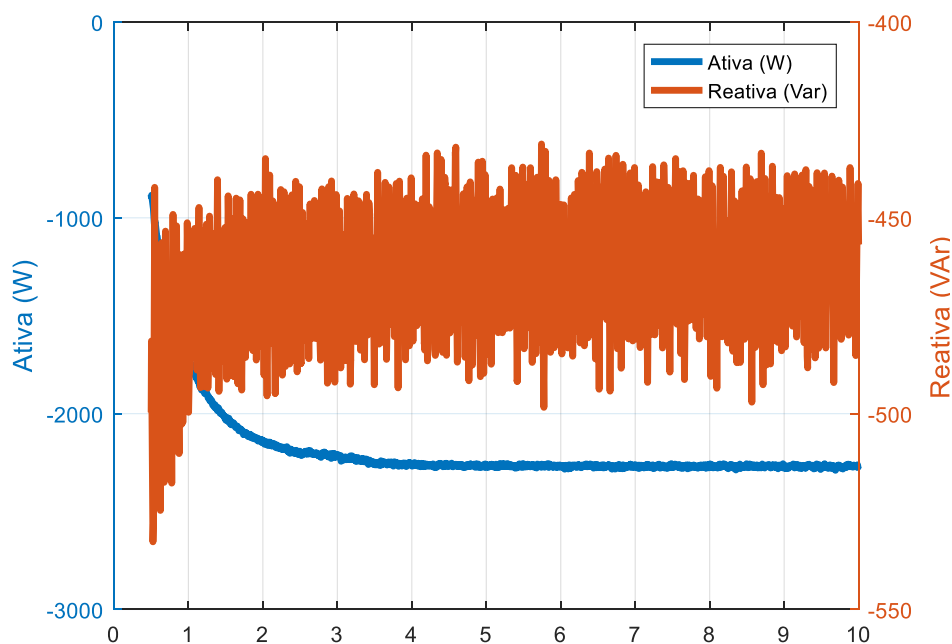
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.89 – Gráfico das correntes na minirrede no barramento 02.**



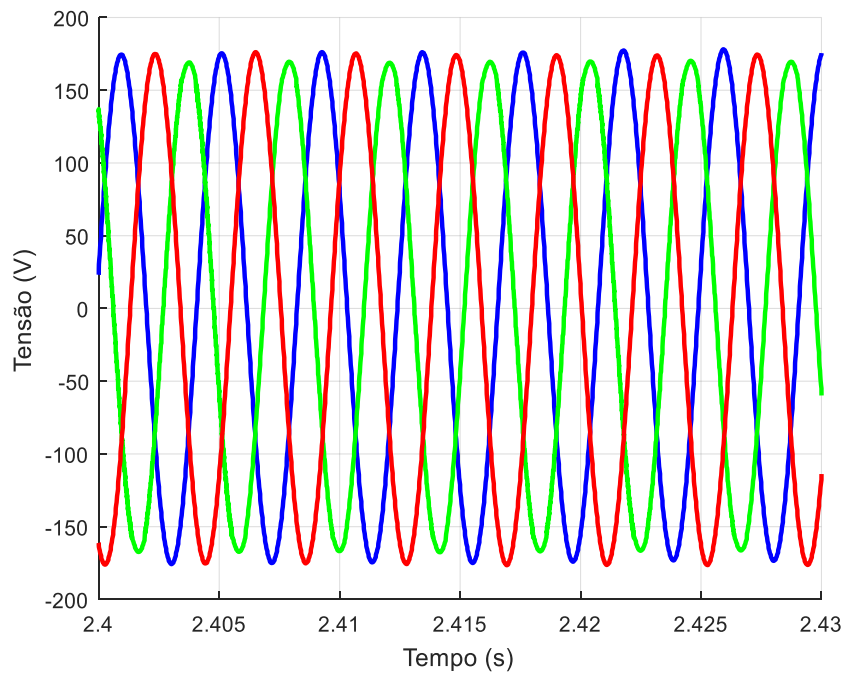
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.90 – Gráfico das potências ativa e reativa na minirrede no barramento 02.**

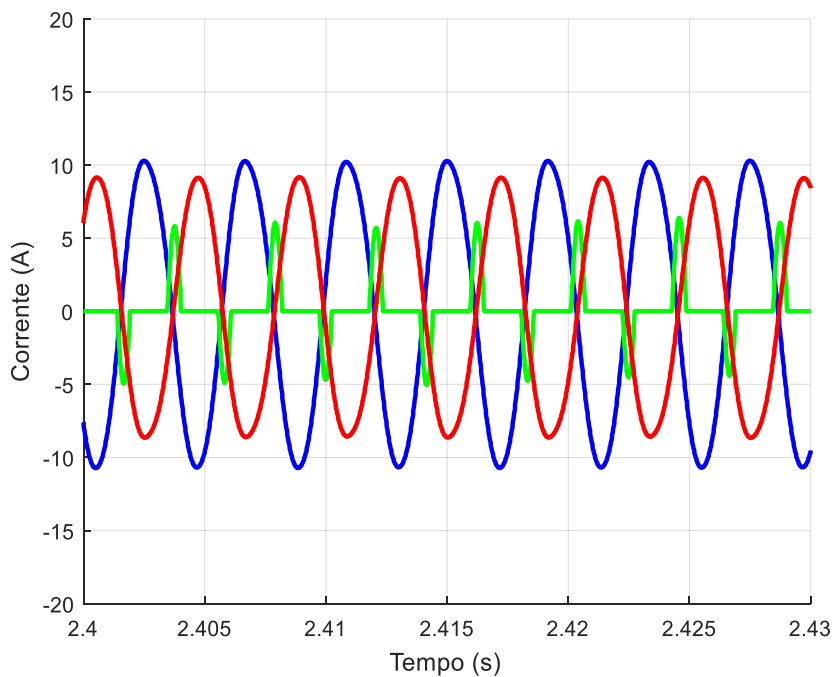


**Fonte: Elaboração Própria.**

Nas Figuras 4.91 e 4.92 apresentam-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 03, respectivamente. Na Figura 4.93 apresentam-se as potências ativa e reativa.

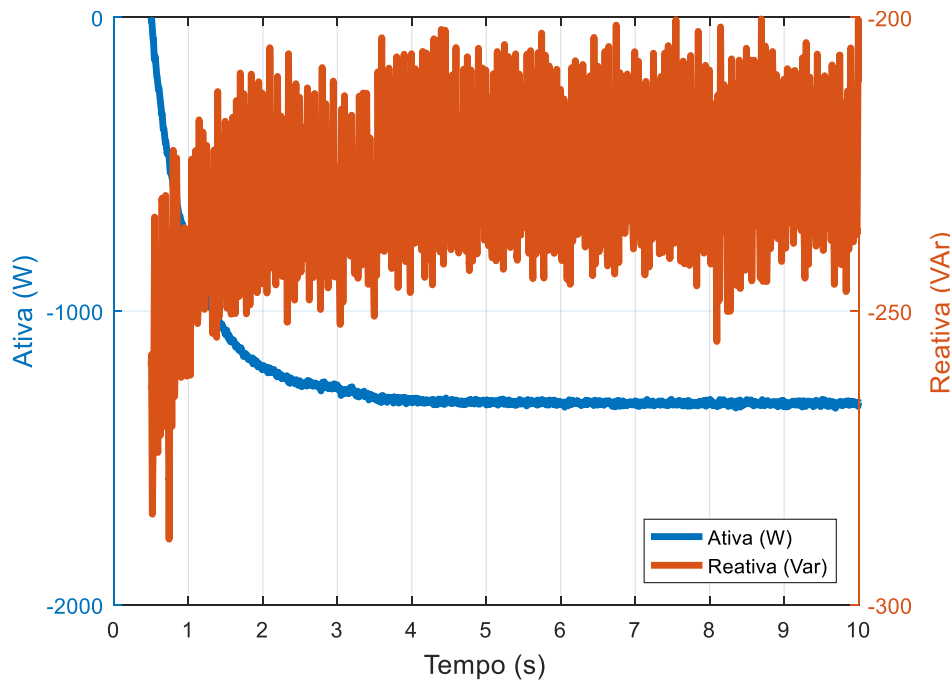
**Figura 4.91 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 03.**

Fonte: Elaboração Própria.

**Figura 4.92 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 03.**

Fonte: Elaboração Própria.

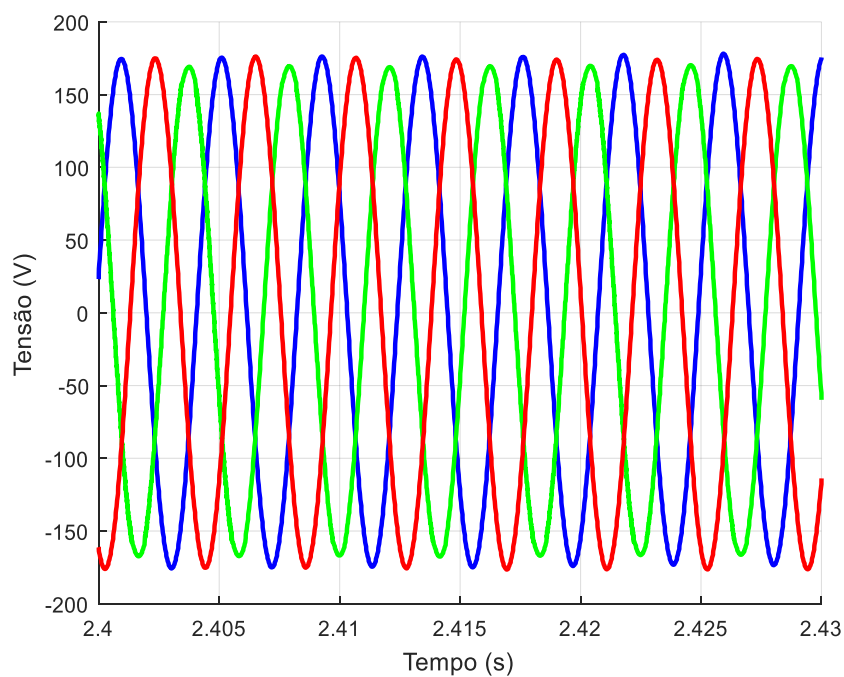
**Figura 4.93 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 03.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

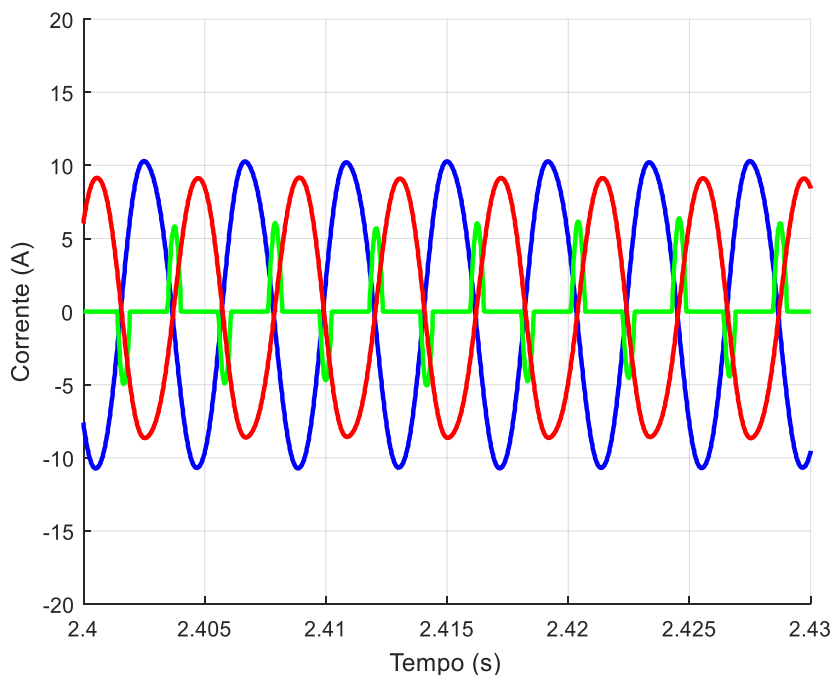
Nas Figuras 4.94 e 4.95 apresentam-se os gráficos das tensões e das correntes no barramento 04, respectivamente. Na Figura 4.96 apresentam-se as potências ativa e reativa.

**Figura 4.94 – Gráfico das tensões na minirrede no barramento 04.**



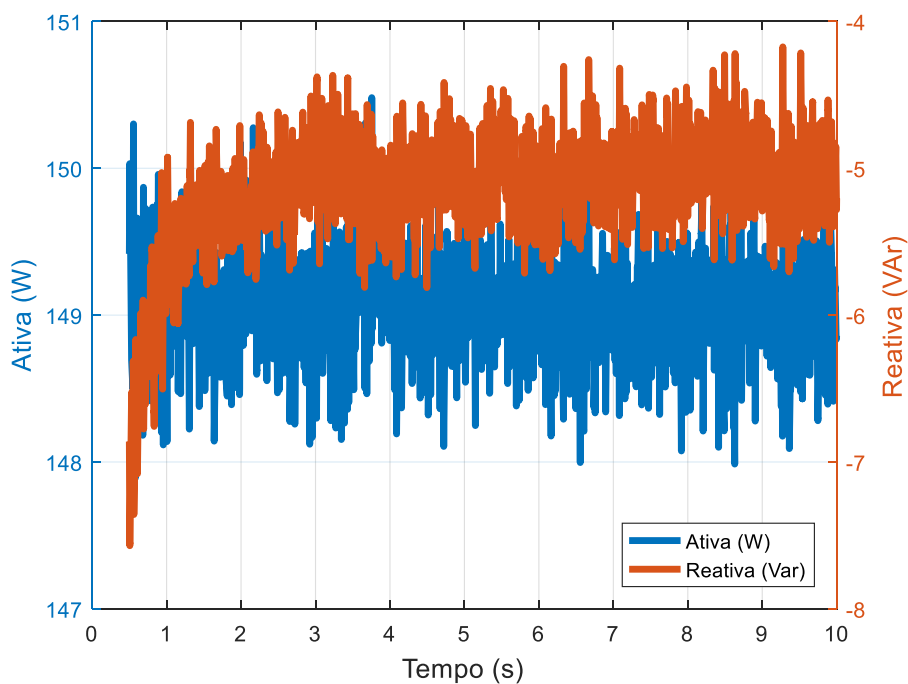
**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.95 – Gráfico das correntes de saída da minirrede no barramento 04.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

**Figura 4.96 – Gráfico das potências ativa e reativa da minirrede no barramento 04.**



**Fonte: Elaboração Própria.**

Na Tabela 4.14 é possível perceber um aumento dos valores da tensão eficaz nos barramentos que constituem a minirrede, considerando-se como sendo o valor da tensão no ponto de conexão dos inversores de conexão à rede, o que justifica os valores superiores, pois



os geradores FV injetam uma pequena parcela de potência ativa neste ponto, elevando conseqüentemente sua tensão.

Os geradores fotovoltaicos conseguem suprir a potência ativa exigida pelas cargas, a potência ativa excedida é injetada no barramento c.a., sendo recebida também pelo inversor *Sunny Island* e transferida para o barramento c.c.

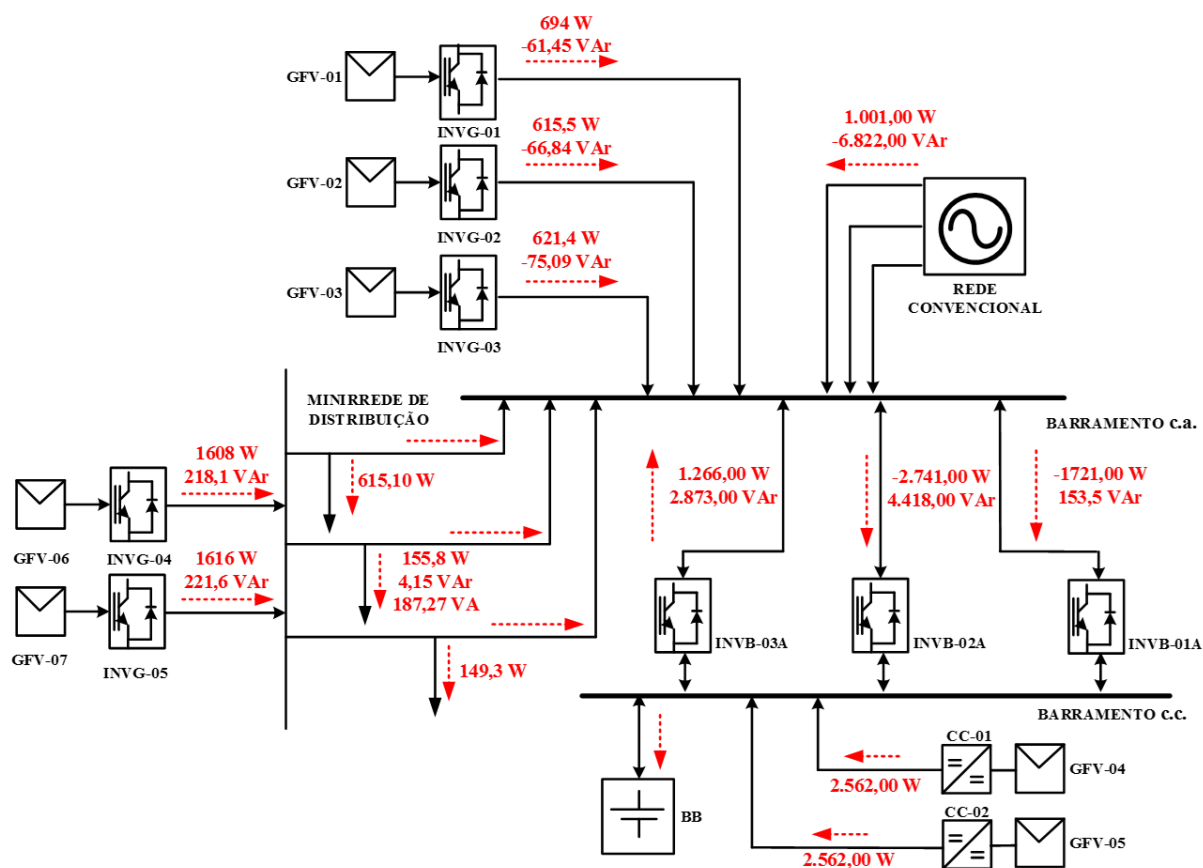
**Tabela 4.14 – Parâmetros para os para os barramentos 01, 02 e 03.**

Parâmetros		MR – bar01	MR - bar02	MR - bar03
Vrms	Fase A	120,4	122,1	124,2
	Fase B	120,2	121,1	120,6
	Fase C	120,3	121,6	124
Irms	Fase A	8,25	8,25	7,52
	Fase B	6,93	6,93	2,02
	Fase C	6,41	6,41	6,41
P (W)		-2.227	-2.262	-1.307
Q (VAr)		-461,7	-459,3	-217,4
THDv (%)	Fase A	0,16	0,16	0,23
	Fase B	0,20	0,45	1,34
	Fase C	0,11	0,13	0,20
THDi (%)	Fase A	4,09	4,09	4,31
	Fase B	23,21	23,21	117,10
	Fase C	5,02	5,02	5,02

**Fonte: Elaboração Própria.**

O fluxo de potência ativa é negativo, ou seja, as cargas da minirrede são atendidas pelos geradores fotovoltaicos (GFV– 06 e 07) e o excedente de potência é injetada no barramento c.a. do sistema híbrido e absorvida pelos inversores *Sunny Island*, contribuindo para o carregamento do banco de baterias, conforme apresentado na Figura 4.97.

Figura 4.97 – Diagrama de blocos do sistema híbrido proposto com os fluxos de potência no modo conectado à rede convencional.



Fonte: Elaboração Própria.

#### 4.4. Considerações Finais

Um dos principais desafios para sistemas híbridos com minirredes possuindo geração distribuída é a possibilidade dos sistemas de geração operarem em paralelo, o que envolve o sincronismo entre os inversores e os grupos geradores, por exemplo, bem como o compartilhamento no fornecimento de potência ativa e reativa e a estabilidade do sistema. Logo, os mecanismos de controle e de condicionamento de potência são os elementos responsáveis pela coordenação da interação entre as fontes de geração de energia, o banco de baterias e as unidades consumidoras ou cargas presentes na minirrede de distribuição, conforme apresentado neste trabalho.

As simulações do sistema híbrido operando em três modos diferentes apresentam resultados coerentes, justificados, inicialmente, pelo fato dos inversores serem capazes de realizar trocas de potência com o sistema formador de rede. Um ponto importante a ser ressaltado é que, para todos os modos de operação simulados, os valores de tensão e corrente eficazes e potências ativas e reativas medidos na saída dos inversores, nas cargas e na minirrede,

foram muito próximos aos valores teóricos, o que torna o modelo confiável e apto a ser utilizado para simulação de outros casos práticos.

## CONCLUSÃO

A geração de energia descentralizada apresenta-se como uma forma de geração de energia promissora, que já faz parte da matriz energética de diversos países no mundo, e no Brasil espera-se que esta realidade seja verificada em um futuro próximo. Para isto existem diversas linhas de pesquisa na área, e o Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes (GEDAE-UFPA) detém um amplo potencial para disseminar estudos, pesquisas e capacitação de profissionais da área de energias renováveis, com enfoque em sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos de energia.

O desenvolvimento de sistemas computacionais que avaliem a operação do sistema híbrido, com precisão tal que traduzam de forma mais fiel possível o seu comportamento real, é uma das ações em estudo para que o conhecimento da operação de minirredes seja disseminado no país.

Os modelos propostos para os componentes que constituem o Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirrede auxiliam na avaliação do comportamento dos componentes em regime transitório e permanente, bem como representam a dinâmica dos sistemas. Com base na descrição, na validação e na implementação dos modelos propostos para o referido Laboratório é possível afirmar que suas respostas se comportaram de forma esperada e coerente para o caso considerado.

Através do estudo desenvolvido no presente trabalho, conclui-se que os modelos dos componentes do sistema não são somente instrumentos úteis para a avaliação de sistemas híbridos e de outros sistemas de geração de eletricidade com fontes renováveis com características similares, mas também constituem uma importante ferramenta auxiliar para responder aos desafios sobre a operação e impactos das novas aplicações utilizando estas tecnologias.

Comparando os três modos de operação, onde consideraram-se os parâmetros de entrada e carga fixos, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou no barramento c.c. apresentaram praticamente os mesmos resultados de tensão, corrente, THDi, THDv, potência ativa e reativa, havendo, assim, a diferença nos parâmetros de saída dos inversores bidirecionais em cada caso, pois o modelo do sistema proposto se adequa aos modos de operação apresentados.

As simulações realizadas com o uso do modelo completo proposto para o sistema híbrido permitiram obter boas respostas frente a diferentes condições de operação isolada e interligada à rede convencional de energia. Nestes casos pode-se avaliar o comportamento do sistema, em

alguns casos suprindo ambas as potências ativa e reativa da carga, de acordo com as suas necessidades.

Destacam-se ainda as contribuições que os resultados do trabalho desenvolvido podem trazer aos estudos de operação e controle de sistemas elétricos, principalmente se os modelos apresentados forem adaptados para futuras simulações a sistemas de maior porte, em que a penetração da energia por meio de sistemas híbridos na rede seja significativa no Brasil.

Por fim, como sugestões para trabalhos futuros, destacam-se:

- Modelar, validar e integrar ao Laboratório de Sistemas Híbridos/Minirredes (GEDAE-UFPA), modelos de outras fontes renováveis de energia, por exemplo, a eólica;
- Validar e analisar o modelo completo do sistema híbrido proposto, a partir do sistema real variando os parâmetros de entrada e a demanda da carga, com objetivo de estudar o desempenho do sistema com os componentes integrados;
- Implementar mais estratégias de controle, a fim de emular o sistema real: como exemplo, detecção de ilhamento e proteção; controle da injeção de potência ativa dos SFCRs em função da variação da frequência.
- Replicar o modelo em outros laboratórios similares, a fim de ratificar a sua validade e aperfeiçoá-lo;

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adhikari, S.; Li, F. **Coordinated Vf and PQ control of solar photovoltaic generators with MPPT and battery storage in microgrids**. Smart Grid, IEEE Transactions on, v. 5, n. 3, p. 1270-1281, 2014.

AEMC Instruments, PowerPad 3945-B – 3-Phase Power Quality Analyzer. Disponível em: <https://www.instrumart.com/assets/AEMC-3945-B-Manual.pdf>. Acesso em: 08 dez. 2017.

Al-Qasem, O. S. W. **Modeling and Simulation of Lead-Acid Storage Batteries within photovoltaic power systems**. Faculty of Graduate Studies, at An-Najah National University, Nabus, Palestine. Dissertação de Mestrado. 2012.

Alubar, **Cabos Multiplexados – Quadruplex XLPE/PE 0,6 / 1kV**. Barcarena, Pará. Disponível em: [http://www.alubar.net.br/downloads/produtos/cabos\\_multiplexados\\_quadruplex.pdf](http://www.alubar.net.br/downloads/produtos/cabos_multiplexados_quadruplex.pdf). Acesso em: 23 dez. 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 10 jan. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>> Acesso em: 15 dez. 2015.

Aramizu, J. **Modelagem e Análise de Desempenho um Sistema Fotovoltaico em Operação Isolada e em Paralelo com a Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade de São Paulo. Trabalho de Conclusão de Curso. 2010.

Bühler, a.j. **Determinação de Parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação**. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2007.

Búrigo L. R. **Estudo de um Sistema para Conexão de Aerogeradores de Pequeno Porte com a Rede Elétrica**. Universidade Federal de Santa Catarina. Dissertação de Mestrado. 2016.

Carvalho, P. M. S. **Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. 2013.

Chowdhury, A. S. K., Razzak, M. A. **Single Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverter for Residential Application with Maximum Power Point Tracking**. Proceedings of the 2nd IEEE International Conference on Informatics, Electronics & Vision (ICIEV), May 17-18, Dhaka Bangladesh. 2013.

Chroma. Digital Power Meter Model 66203/66204. Disponível em: <http://www.chromausa.com/pdf/66203-66204-E.pdf>. Acesso em: 08 dez. 2017.

Corrêa, J. A. L. **Implantação e Avaliação de Desempenho de Dois Geradores Fotovoltaicos Conectados Diretamente no Barramento C.C. de Um Sistema Híbrido de Energia**. Universidade Federal do Pará. Trabalho de Conclusão de Curso. 2017.

Cuculié, A. Celie, J. Prene, R. **Marine Diesel-generator Model for Voltage and Frequency Variation Analysis During Fault Scenarios**. Pomorski zbornik 2016.

Du, Y., Xiao, W., Hu, Y., Lu, D.D.C. **Control Approach to Achieve Burst Mode Operation with DC-Link Voltage Protection in Single-Phase Two-Stage PV Inverters**. Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 47–52. 2014.

El-Tayyan, A. A. **A simple method to extract the parameters of the single-diode model of a PV system**. Turkish Journal of Physics. 2013.

Fahmy, F. H. Ahmed, N. M. Farghally, H. M. **PV/Diesel Hybrid System for Fuel Production from Waste Plastics Recycling**. International Journal Of Modern Engineering Research (IJMER). Vol. 4. Iss. 11. 2014.

Fernandes, R. T. **Supervisão de um Sistema Híbrido Eólico/Diesel usando Lógica Fuzzy**. Universidade Federal de Mato Grosso do Sul. Dissertação de Mestrado. 2005.

Ferreira A. C. Blasques, L. C. M. Pinho, J. T. **Avaliação de Modelos Matemáticos de Influência da Temperatura no Desempenho Energético de Módulos Fotovoltaicos**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2014.

Ferreira A.C. **Modelagem e Controle da Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição, utilizando o Ambiente Matlab/Simulink**. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará – IFPA. Trabalho Acadêmico de Conclusão de Curso. 2014.

Ferreira A. C. Blasques, L. C. M. Galhardo, M. A. B Pinho, J. T. **Modeling of components of a photovoltaic system with voltage inverter for connection to the electrical grid**. IX International Renewable Energy Conference, Energy Saving and Energy Education (CIER), Cuba. 2017(a).

\_\_\_\_\_. **Computational Tool for the Modelling and Simulation of Grid-Connected Photovoltaic Solar Systems**. 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Amsterdam. 2017(b).

Fulguris, **Manual de Operação e Manutenção: Baterias Estacionárias Chumbo-Ácidas**. Guarulhos, São Paulo. 1997.

Gamba, J. C. Romero, A. Hernández, J. **Development of a photovoltaic panel model to find the solar cells optimal reconfiguration under partial shading condition**. Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), IEEE 42nd. 2015.

Hauschild, L. **Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel**. Universidade de São Paulo. Dissertação de Mestrado. 2006

Heimer. **Proposta Nº 0962 / 2014 REV04**. Paulista, Pernambuco, 25 de Abr. de 2014.

Janssen, N. T. Peterson, R. A. Wies, R. W. **Development of a Full-Scale-Lab-Validated Dynamic Simulink© Model for a Stand-Alone Wind-Powered Microgrid**. Proceedings of the ASME Power Conference. 2014.

Jianguo, L., Wenbian, Hu., Kai, Y., Xiaoyu, L., Fuyun, W., Junji, W. **Research on Input Current Ripple Reducion of Two-Stage Single-Phase PV Grid Inverter**. Proc. IEEE Power Electronics and Applications (EPE'14-ECCE Europe). 2014.

Joshi, M., Vaidya, G.A. **Modeling and Simulation of Single Phase Grid Connected Solar Photovoltaic System**. Annual IEEE India Conference (INDICON). 2014.



King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvill, J. A. **Photovoltaic Array Performance Model**. Sandia Report SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, California. 2004.

Krishnamurthy, S. Jahns, T. M. Lassetter, R. H. **The operation of diesel gensets in a CERTS microgrid**. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. 2008.

Kyocera. **KD250GH-4FB2**. Datasheet disponível em <http://www.greenpowerco.com.au/wp-content/uploads/2014/09/KD-250GH-4FB2.pdf>. Acesso em 31/10/2016.

Lakrih, S. Diouri J. **Wide Band Frequency Lumped Parameters Equivalent Model For Power Networks**. IEEE 2nd International Conference on Electrical and Information Technologies ICEIT. 2016.

Luo, L. Gao, L. Fu, H. **The control and Modeling of Diesel Generator Set in Electric Propulsion Ship**. I.J. Information Technology and Computer Science, 2, 31-37. 2011.

Martins, M. A. N. Harmónicas e Desequilíbrios Provocados pelos Sistemas de Microgeração. Universidade Técnica de Lisboa. Dissertação de Mestrado. 2009.

Mendonça, G. L. M. T. **Correntes Harmónicas em Lâmpadas Compactas – Sistema de Aquisição e Processamento de Sinal e Impacto nas Instalações Eléctricas**. Dissertação de Mestrado. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. 2013.

Mohamed, F. **Microgrid Modelling and Simulation**. Helsinki University of Technology Control Engineering Laboratory. 2006

Mohammed, S. S. **Modeling and simulation of photovoltaic module using MATLAB/Simulink**. International Journal of Chemical and Environmental Engineering, vol. 2, n. 5, pp. 350-355. 2011.

Mukaka, M.M. **Statistics Corner: A guide to appropriate use of Correlation coefficient in medical rese arch**. Malawai Medical Journal. 2012.

Opiyo, N. **Power Electronics for PV-Based Communal Grids**. Smart Grid and Renewable Energy, 7, 67 – 82. 2016.

Outback Power, **Owner's Manual: FLEXmax Series Charge Controllers (FLEXmax 80, FLEXmax 60)**. Version C. Arlington, Washington, USA: Jul. 2013.

Pachori, A. Suhane, P. **Design and Modelling of Standalone Hybrid Power System with Matlab/Simulink**. International Journal of Scientific Research and Management Studies (IJSRMS). Volume 1, Issue 2, pg: 65-71, ISSN: 2349-13771. 2014.

Perez, F. **Inserção e Controle de Armazenamento de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Dissertação de Mestrado. 2015.

Phuong, L. M. Nguyen, H. **Designing an uninterruptible power supply based on the high efficiency push-pull converter**. Science & Technology Development. Vol. 18, N°.K3. 2013.

Prieb, c. W. M. **Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2002.

Rajasekaran, V. Merabet, A. Ibrahim, H. **Modeling, Simulation and Development of Supervision/Control System for Hybrid Wind Diesel System Supplying na Isolated Load**. Technical Report. 2012.

Ramos, V. M. **Laboratório Virtual de Minirredes de Energia Elétrica com Geração Distribuída**. Universidade Federal do Pará. Trabalho de Conclusão de Curso. 2014.

Ramos-Hernanz, J. A., Campayo, J. J., Larranaga, J., Zulueta, E., Barambones, O., Motrico, J., Fernandez-Gamiz, U., Zamora, I. **Two photovoltaic cell simulation models in MATLAB/Simulink**. International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering, vol. 4, n. 1, pp. 45-51. 2012.

Ramya, K. Reddy, S. R. **Design and Simulation of a Photovoltaic Induction Motor Coupled Water Pumping System**. IEEE 2nd International Conference on Computing, Electronics and Electrical Technologies (ICCEET), p.p. 32-39. 2012.

Schreiber, J. F. **Modelagem de um Sistema de Distribuição de Energia Considerando a Aplicação em Redes Inteligentes (Smart Grids)**. Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul Dissertação de Mestrado. 2013.

Seguel, J. I. L. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais. 2009.

Silva, F. S. F. **Inversor Bidirecional para Controle de fluxo de potência em Minirredes com Geração Distribuída**. Universidade Federal do Maranhão. Dissertação de Mestrado. 2014.

Skandarnezhad, A. Rahmati, A. Abrishamifar, A. **Small signal modelling and implementation of push-pull based inverter with parasitics**. Technical Gazette. 2015.

SMA America, **Sunny Boy 2000HF-US/2500HF-US/3000HF-US: Installation Guide – SB20\_25\_30HFUS-eng-IUS111610, IMUS-SB20-30HFUS, Version 1.0**. Denver, Colorado, USA: 2011.

SMA America, **Sunny Boy 700U: Photovoltaic, Grid-Tied String Inverter. Installation Guide – SB700U-11: SE1104**. Grass Valley, California: 2003.

SMA America, **Sunny Island 4548-US/6048-US: Technical description. SI45\_60-eng-TB-TUS120812, TBEN-SI6048US, Version 1.2**. Denver, Colorado, USA: 2012.

SMA America. **Multicluster Box for Sunny Island 4548-US and 6048-US**. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/17107/CLUSTBOX-DUS140330W.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2014.

Sujith, S. Ramesh, V. **Reducing the Transient active power from diesel generator using Flywheel Energy Storage System in isolated Wind-Diesel hybrid Power System**. IEEE International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC) 2015.

Sumathi, S. Kumar, L. A. Surekha, P. **Solar PV and Wind Energy Conversion Systems: An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques**. Green Energy and Technology. Springer International Publishing Switzerland. 2015.

Sunpower. **220 SOLAR PANEL**. Datasheet disponível em <http://www.ecocool-technics.be/beta/images/pdf/modules/sunpower/220black.pdf> . Acesso em 31/10/2016.

Taneja, A. **Sustainable Energy Systems With HVDC Transmission**. Master of Engineering. Electrical & Instrumentation Engineering Department. Thapar University, Paliala. 2011.

Tarak, S., Bouzguenda. M., Gastli. A., Masmoudi, A. **MATLAB/Simulink based modeling of solar photovoltaic cell**. International. Journal of Renewable Energy Research, vol. 2, n. 2, pp. 213-218. 2012.

Tavares, C. A. P. **Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico**. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado. 2009.

Tenfen, D. **Desenvolvimento de um modelo de programação linear inteira mista para o problema do gerenciamento energético de microrredes**. Universidade Federal de Santa Catarina. Tese de doutorado. 2015.

Tsai, H. L., Siang, C. S., Su, Y. J. **Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK**. Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science WCECS, October 22 - 24, San Francisco, USA. 2008.

Tudorache, T. Roman, C. **The Numerical of Transient Regimes of Diesel Generator Sets**. *Acta Polytechnica Hungarica*. Vol. 7, N°.2, 2010.

Vasconcelos, F. M. Figueiredo, G. **Metodologia para Projeto e Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Baixa Tensão e Avaliação de Desempenho de um Sistema de 1,575 kWp**. Universidade Federal do Pará. Trabalho de Conclusão de curso. 2009.

Veríssimo, P. H. A. **Laboratório de Sistemas Híbridos e Minirrede: Processo de Montagem, Instalação, Comissionamento e Ensaio Operacionais**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Pará. 2014.

Vidal, L.C., Barra, E., Pinhão, J.C.M.S. **Modelagem e Simulação de um gerador fotovoltaico em MATLAB™ para estudo do uso de cargas intermitentes**. Simpósio de excelência em Gestão e Tecnologia SEGeT. .2013.

Xavier, R. M. J. **Conversor CC/CC para central fotovoltaica com armazenamento de energia**. FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Dissertação de Mestrado. 2016.

Yingli Solar. **YL185P-23b / 1310x990 series**. *Datasheet* disponível em [http://www.agile-europe.com/new/downloads/YL\\_185\\_P-23b\\_1310x990\\_SERIES.pdf](http://www.agile-europe.com/new/downloads/YL_185_P-23b_1310x990_SERIES.pdf).  
Acesso em 31/10/2016.

## ANEXO A

## Anexo A

O algoritmo apresentado abaixo calcula os valores de  $R_s$  e  $R_p$ . Esse algoritmo também calcula os parâmetros iniciais dos módulos fotovoltaicos, para simulação do módulo no ambiente *Simulink* do *software Matlab*.

```

%% entrada de dados painel fotovoltaico Yingli 72 células
Vmp=23.;
Imp=7.87;
Voc=29.5;
Isc=8.45;
Pmax=Vmp*Imp;
Ns=48;
Ki=(0.06/100)*Isc; %coeficiente de temperatura Isc
Kv= -0.37; %coeficiente de temperatura Voc
%% número de módulos série e paralelo
Nser=1;
Npar=1;
% temperatura ambiente
Tn=25;
Tn = Tn + 273; %temperatura nominal em [K]
k = 1.3806503e-23; %constante de Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19; %carga do elétron [C]
a=1.3; %Fator de idealidade
Vt = k * Tn / q;
%% Variables initializations
Rs_increment=0.0001;
tolerance=0.0001;
error = 10; %random value to assure error>tolerance
max_iteration= 5000;
iteration =0;
%% Initial guess of RP and Rs
RP=(Vmp/ (Isc-Imp) ) - ( (Voc-Vmp) / Imp) ;
Rs=0;
%% Calcula Io
Io= Isc/(exp(Voc/(Ns*a*Vt))-1);
%% início da iteração
while (error>tolerance)&& RP>0 && iteration<max_iteration
iteration=iteration+1;
Ipv=(RP+Rs)*Isc/RP;
RP_old=RP;
Rs=Rs+Rs_increment;
RP = Vmp*(Vmp+Imp*Rs) / (Vmp*Ipv-Vmp*Io*exp((Vmp+Imp*Rs)/(Vt*Ns*a))+Vmp*Io-
Pmax);
V=0:Voc/1000:Voc;
I = zeros(1,size(V,2));
%Now we solve the equation for I, since it's a non linear equation
%we will use newton raphson
for j= 1 : size(V,2)
g = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/(Vt*Ns*a))-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/RP-I(j);
while abs(g)> tolerance
g = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/RP-I(j);
dg= -Io*Rs/(Vt*Ns*a)*exp((V(j)+I(j)*Rs)/(Vt*Ns*a))-Rs/RP-1;
Inew=I(j)-g/dg;
I(j)=Inew;
end

```

```
end
P = (Ipv-Io*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V+I.*Rs)/RP).*V;
Pm=max(P);
error=abs(Pm-Pmax);
end
if RP< 0
RP=RP_old;
end
%% Resistencias equivalente do arranjo de módulos
Rs=Rs*Nser/Npar
Rp=RP*Nser/Npar
```

## APÊNDICE A

### Apêndice A

Sistema híbrido completo, composto pelos geradores FV, grupo gerador a diesel, bancos de baterias, inversores de conexão à rede, inversores bidirecionais, controladores de carga, minirrede e cargas, no ambiente *Simulink* do software *Matlab*.

