

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

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO DE CONTROLADORES DE CARGA NO DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS SUPRINDO UMA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

LUANA OLIVEIRA DE ALBUQUERQUE

DM 24/2022

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

2022

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

LUANA OLIVEIRA DE ALBUQUERQUE

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO DE CONTROLADORES DE
CARGA NO DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS SUPRINDO UMA
NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

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

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

A345a Albuquerque, Luana Oliveira de
Avaliação da influência da configuração de controladores de carga no desempenho de geradores fotovoltaicos suprindo uma nanorede de distribuição em corrente contínua / Luana Oliveira de Albuquerque. — 2022.
80 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2022.

1. Nanorede c.c.. 2. Produtividade. 3. Sistemas de Geração e Armazenamento. I. Título.

CDD 621.31244

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

“AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO DE CONTROLADORES DE CARGA NO DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS SUPRINDO UMA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA”


AUTORA: **LUANA OLIVEIRA DE ALBUQUERQUE**

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 MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.


APROVADA EM: 09/09/2022

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo
(Orientador – PPGEE/UFPA)

Documento assinado digitalmente
 **MARCOS ANDRE BARROS GALHARDO**
Data: 14/09/2022 18:16:17-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)

Documento assinado digitalmente
 **GILBERTO FIGUEIREDO PINTO FILHO**
Data: 11/09/2022 11:26:00-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Dr. Gilberto Figueiredo Pinto Filho
(Avaliador Externo – UFF)

Documento assinado digitalmente
 **RICARDO DA SILVA BENEDITO**
Data: 09/09/2022 16:42:00-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Dr. Ricardo da Silva Benedito
(Avaliador Externo – UFABC)

VISTO:

Prof. Dr. Carlos Tavares da Costa Júnior
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à minha mãe Regina, ao meu marido Ozires e à minha vó Maria Nazaré (*in memoriam*), pela dedicação empregada em todos os aspectos de minha vida, sem medir esforços para que eu estivesse presente em todas as atividades necessárias para a minha formação, mesmo com a dificuldade existente com a distância.

A todos aqueles que apoiaram e ampararam, principalmente, minha segunda família, Nasaré, Matheus e, Camila, parceiros para toda a vida.

A todos os amigos, não somente, pelos momentos de descontração e alegrias vividas, como também os abraços e palavras de acalento em momentos difíceis.

Agradeço imensamente aos professores Wilson Negrão e Marcos Galhardo, por todos os ensinamentos e o auxílio durante a elaboração deste trabalho.

Aos meus colegas de laboratório e medições, Lucas, Arthur e Felipe, pela ajuda fundamental durante as medições e avaliações realizadas, fundamentais para a finalização deste trabalho.

Por fim, agradeço a todos que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste sonho.

SUMÁRIO

FICHA CATALOGRÁFICA	II
AGRADECIMENTOS	IV
LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE TABELAS	VIII
RESUMO	IX
ABSTRACT	X
INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 1 CONTEXTUALIZAÇÃO DE MICRORREDES E PRINCIPAIS DISPOSITIVOS	4
1.1 Contextualização de microrredes.....	4
1.2 Dispositivos Formadores de Rede	7
1.2.1 Controladores Convencionais.....	8
1.2.2 Controladores com PWM.....	9
1.2.3 Controladores com PWM e MPPT.....	10
1.3 Dispositivos de armazenamento de energia.....	11
1.3.1 Baterias de chumbo-ácido	12
1.3.2 Baterias de níquel-cádmio	13
1.3.3 Baterias de íons de lítio	13
1.4 Considerações Finais.....	14
CAPÍTULO 2 NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM C.C. DO GEDAE/UFPA.....	15
2.1 Descrição dos sistemas.....	15
2.2 Sistemas de geração e armazenamento	17
2.2.1 Gerador Fotovoltaico.....	17
2.2.2 Bancos de baterias	18
2.2.3 Controlador de carga	20
2.2.4 Dispositivos de proteção	21
2.3 Cargas.....	22
2.4 Rede de distribuição	24
2.5 Quadro geral.....	25
2.5.1 Inversor.....	26
2.5.2 <i>Logger</i> - eLOG01	27
2.5.3 Monitoramento de irradiância	28
2.6 Considerações Finais.....	30
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA E RESULTADOS.....	31
3.1 Materiais e métodos.....	31
3.2 Testes com apenas um SGA.....	34
3.3 Testes no sistema completo.....	44
3.4 Considerações Finais.....	51
CONCLUSÃO.....	52
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
APÊNDICE A	57
ANEXO I.....	69

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 - Exemplos de microrredes individuais (a) c.a. e (b) c.c.....	5
Figura 1.2 - Microrredes híbridas (a) c.a.-c.c., (b) c.a. com armazenamento c.c. e (c) zonal c.c..	5
Figura 1.3 - Resumo de características de uma microrrede em c.c.	6
Figura 1.4 - Diagrama simplificado da conexão de um controlador de carga.....	7
Figura 1.5 - Controlador de carga convencional (a) com chave série e (b) com chave paralela.	9
Figura 1.6 - Perfil de carregamento de uma bateria de chumbo-ácido.....	10
Figura 1.7 - Controlador de carga com PWM e MPPT.....	11
Figura 1.8 - Estrutura básica de uma bateria de chumbo ácido (a) carga e (b) descarga.	12
Figura 1.9 - Características construtivas das baterias de níquel-cádmio.....	13
Figura 1.10 - Mecanismos de funcionamento de baterias de íons de lítio (a) carga e (b) descarga.	14

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 - Nanorrede c.c. do GEDAE/UFPA.....	16
Figura 2.2 - Geradores Fotovoltaicos posicionados no telhado.....	18
Figura 2.3 - (a) Bateria 12MS111 e (b) banco de baterias.	19
Figura 2.4 - Bancos de baterias no local de instalação: (a) frente, (b) lateral e (c) costa.....	20
Figura 2.5 - Controlador de carga XTRA2210N (a) vista frontal e (b) vista lateral.	20
Figura 2.6 - Composição da curva de carga (a) curva de carga e energia consumida na nanorrede c.c. da Ilha das Onças, (b) curva de carga e energia consumida da Ilha das Onças integralizada em 1 hora e (c) curva de carga atual da nanorrede c.c. do GEDAE/UFPA.....	23
Figura 2.7 - Localização da nanorrede c.c. na área de testes: (a) croqui e (b) imagem aérea. .	25
Figura 2.8 - Cabo utilizado na nanorrede c.c.....	25
Figura 2.9 - Quadro geral da nanorrede c.c.....	26
Figura 2.10 - Quadro de acionamento de cargas c.c.....	26
Figura 2.11 - Inversor Steca SXPI1100.....	27
Figura 2.12 - FieldLogger Novus.	28
Figura 2.13 - Spektron 210 Tritec.	28
Figura 2.14 - Conexão de tensão no Ch. 1 do FieldLogger.....	30

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 - Associação de parâmetros apresentada graficamente (a) 60 min, (b) 120 min e (c) 180 min.	33
Figura 3.2 - Gráfico de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 19/05/2022, (b) 13/06/2022 e (c) 25/05/2022.	36
Figura 3.3 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 21/06/2022, (b) 01/06/2022 e (c) 26/05/2022.	39
Figura 3.4 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 21/05/2022, (b) 18/08/2022 e (c) 20/08/2022.	41
Figura 3.5 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 29/06/2022, (b) 10/06/2022 e (c) 03/07/2022.	43
Figura 3.6 - Curvas de carga medidas no sistema completo (a) 06/07/2022, (b) 12/07/2022 e por SGA (c) 06/07/2022 e (d) 12/07/2022.	46
Figura 3.7 - Gráficos de atendimento de carga diretamente pelo GFV de 06/07/2022 (a) SGA 1, (b) SGA 2 e (c) SGA 3.	49
Figura 3.8 - Gráficos de atendimento de carga diretamente pelo GFV de 12/07/2022 (a) SGA 1, (b) SGA 2 e (c) SGA 3.	50

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 2

Tabela 2.1 - Características elétricas do fabricante.	17
Tabela 2.2 - Características elétricas obtidas no simulador.....	17
Tabela 2.3 - Características elétricas por gerador pelo simulador.....	18
Tabela 2.4 – Especificações técnicas da bateria 12MS111.	19
Tabela 2.5 - Especificações técnicas do controlador de carga XTRA2210N.....	21
Tabela 2.6 - Especificações técnicas dos disjuntores c.c.....	21
Tabela 2.7 - Distribuição de potência das cargas por banco de cargas.	24
Tabela 2.8 - Especificações técnicas do cabo multiplexado.....	25
Tabela 2.9 - Especificações técnicas SXPI1100.....	27
Tabela 2.10 - Especificações do eLOG01.	28
Tabela 2.11 - Principais especificações técnicas do FieldLogger.	29
Tabela 2.12 - Principais especificações técnicas do sensor de irradiância.	29

CAPÍTULO 3

Tabela 3.1 - Parâmetros de controle para baterias de chumbo-ácido em 24 V.	31
Tabela 3.2 - Valores adotados para os parâmetros analisados.	32
Tabela 3.3 - Associação de parâmetros utilizados na análise.....	32
Tabela 3.4 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando apenas a alteração do tempo de absorção.	37
Tabela 3.5 - Dados obtidos em ordem decrescente de L_{CP} (%) considerando apenas a alteração do tempo de absorção.	37
Tabela 3.6 - Comparação de dias de medição com 120 min de tempo de absorção.	38
Tabela 3.7 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando a alteração da tensão de reconexão com tempo de absorção de 120 min.....	40
Tabela 3.8 - Comparação de dias de medição com 60 min de tempo de absorção.	40
Tabela 3.9 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando a alteração da tensão de reconexão com tempo de absorção de 60 min.....	42
Tabela 3.10 - Comparação de dias de medição com 180 min de tempo de absorção.	42
Tabela 3.11 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando a alteração da tensão de reconexão com tempo de absorção de 180 min.....	44
Tabela 3.12 - Configurações adotadas para os controladores de carga.	45
Tabela 3.13 - Dados de produtividade considerando configuração mista no sistema completo.	48

RESUMO

Este trabalho apresenta uma avaliação da produtividade de geradores fotovoltaicos, utilizando-se diferentes configurações em controladores de carga empregados em sistemas isolados, estando estes controladores interconectados formando uma nanorrede de distribuição em corrente contínua. Para apoiar o estudo, realiza-se uma contextualização dos usos de microrredes e a apresentação da nanorrede utilizada, que se encontra instalada na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará. Ao longo do trabalho indicam-se os principais equipamentos responsáveis pela formação de rede neste tipo de sistema, sendo eles os controladores de carga, associados a sistemas de armazenamento de energia e geradores fotovoltaicos. Neste sentido, adotam-se configurações diferentes das recomendadas pelos fabricantes, mas dentro dos limites aceitáveis, com o intuito de aumentar a produtividade dos geradores fotovoltaicos e diminuir as perdas por captura. De acordo com os resultados obtidos, quando apenas um sistema de geração e armazenamento estava em operação foi constatado o aumento da produtividade da geração e a diminuição de perdas por captura; quando analisada a nanorrede com todos os sistemas em operação, com configurações distintas, foi constatada a diminuição das perdas por captura, mas o aumento da produtividade não pode ser identificado, por conta, principalmente, do intercâmbio de energia presente na nanorrede.

Palavras-chave: Nanorrede c.c.. Produtividade. Sistemas de Geração e Armazenamento.

ABSTRACT

This thesis presents an evaluation of photovoltaics generators productivity, using different configurations charge controllers used in isolated system, which them are interconnected and constituted a distribution nanogrid in direct current. To support the research, there is a contextualization of the microgrids uses and the presentation of the nanogrid employed, which it is installed in the test area of Group of Studies and Development of Energy Alternatives (GEDAE) of Federal University of Pará. Throughout the thesis, the main equipments responsible for the formation of this network are indicated, as the charge controllers, associated with energy storage systems and photovoltaic generators. Different configurations from those recommended by the manufacturers are adopted, but within acceptable limits, in order to increase the productivity of photovoltaic generators and reduce losses. According to the results, when only one generation and storage system were in operation, it was observed an increase in generation productivity and a decrease in losses; when the nanogrid with all systems in operation was analyzed, with different configurations, it was observed a reduction of losses per capture, but the increase of productivity did not appear in the analysis because of exchange of energy presents in the nanogrid.

Key words: DC Nanogrids. Productivity. Generation and Storage Systems.

INTRODUÇÃO

O consumo de energia em uma sociedade está fortemente ligado ao nível de desenvolvimento econômico e social da população, de maneira que a melhoria na qualidade de vida leva a um aumento na demanda por eletricidade. Para atender à crescente demanda, são necessários esforços econômicos (investimentos em geração e infraestrutura de transmissão e distribuição) e estudos de aprofundamento, principalmente, em eficiência energética e qualidade de energia (OLIVEIRA, 2016).

No Brasil, um país com dimensões continentais, a diversificação da matriz energética é um grande passo para o atendimento da crescente demanda por eletricidade. A matriz energética brasileira é constituída, em sua maior parte, por usinas hidrelétricas de grande porte, dependentes da intensidade e duração de períodos chuvosos. Outro aspecto está associado ao impacto causado na fauna e na flora pelas grandes áreas alagadas (MOIA, 2018).

Por estar em uma região privilegiada em relação aos recursos renováveis de energia, a expansão da matriz energética brasileira foi estimulada por políticas públicas voltadas ao incentivo do uso destas fontes, que é o caso do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este foi instituído pela Lei 10.438/2002, cujo objetivo principal era aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos idealizados com base em fontes renováveis (FERREIRA, BLASQUES, & PINHO, 2014).

A inserção da geração distribuída fotovoltaica (minigeração e microgeração) também foi um fator importante da diversificação da matriz energética, sendo culminado em 2012 pela publicação da Resolução Normativa N° 482, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (COELHO, 2013).

O advento da geração distribuída beneficiou os consumidores já atendidos pela rede convencional, como também, uma grande parcela da população isolada da Amazônia, não atendidas pela rede de distribuição convencionais (ALBUQUERQUE, 2019). A primeira iniciativa para eletrificar o meio rural brasileiro partiu do Decreto N° 4.873/2003 que instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”, sendo contempladas a extensão de redes convencionais e ainda sistemas de geração descentralizados, com redes isoladas ou sistemas individuais (Decreto N° 4.873/2003, 2003).

A regulamentação dos sistemas individuais e redes isoladas, ambos com geração descentralizada, instalados nestas comunidades, fica a cargo da Resolução Normativa N° 1.000/2021, onde são estabelecidas as regras de prestação de serviço de distribuição de energia.

Na Resolução, tais sistemas são denominados como SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente) e MIGDI (Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica), sendo os SIGFIs passíveis de atendimento em corrente alternada e corrente contínua (Resolução Normativa Nº 1.000/2021, 2021).

Essa população se beneficiou das políticas mencionadas, culminando na redução dos custos dos módulos fotovoltaicos, que permitiu uma maior penetração destes sistemas para o acesso à eletricidade, o que antes era predominantemente realizado por meio de grupos geradores a diesel individuais, ou microrredes de distribuição alimentadas por geradores a diesel. Contudo, alguns gargalos associados ao acesso a serviços de qualidade na implantação dos sistemas fotovoltaicos ainda são evidentes.

Uma forma de diminuir o uso de fontes não renováveis pelas comunidades isoladas é incentivar o uso sistemas fotovoltaicos suprindo cargas diretamente em corrente contínua ou de forma mista (corrente contínua – c.c. e corrente alternada – c.a.), em substituição aos atuais sistemas a diesel. Desta forma é possível conceber sistemas fotovoltaicos isolados em corrente contínua, com menos estágios de conversão, tornando o sistema mais eficiente, confiável e de menor custo.

Seja em sistemas individuais ou microrredes, os sistemas em corrente contínua são menos complexos, têm maior controle sobre as fontes de geração distribuída (principalmente a fonte solar), redução das perdas (sem transmissão de potência reativa e maior aproveitamento do condutor por não ocorrer o efeito pelicular) (TORRES, 2019). As redes em corrente contínua podem ser encontradas, especialmente, em sistemas isolados (embarcações e veículos), redes de telecomunicações e subestações de energia (MACÊDO, 2019).

Para o uso em comunidades/consumidores isolados, o uso de sistemas em corrente contínua deve ser associado a sistemas de armazenamento de energia e dispositivos que controlem o fluxo entre a fonte de energia, o armazenamento e o atendimento das cargas. Tais dispositivos são denominados formadores de rede, e para redes do tipo mencionado o mais comum é o uso de conversores, que na maioria das vezes são projetados e desenvolvidos para redes específicas, sem muita disponibilidade no mercado.

Desta forma, o presente trabalho traz um estudo realizado em uma nanorrede em c.c., baseada em equipamentos disponíveis no mercado e suprida totalmente com recurso renovável (fonte solar). Esta nanorrede encontra-se instalada no Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA), subsidiando este e outros trabalhos de pesquisa.

O objetivo geral do estudo é avaliar a influência da configuração dos dispositivos formadores de rede que, em função da alteração de parâmetros do carregamento dos armazenadores de energia, aumentem a produtividade dos sistemas fotovoltaicos. Além disso busca-se, dentre as configurações analisadas, a que proporciona também menores valores de perdas por captura, aliados ao aumento de produtividades e altos índices de irradiação solar. Para melhor entendimento do conteúdo desenvolvido, este trabalho foi dividido em três capítulos, sendo:

O Capítulo 1 compreende uma contextualização sobre microrredes (principais tipos, formas de conexão e características) e os principais dispositivos que compõem sistemas/microrredes isoladas (dispositivos formadores de rede e dispositivos de armazenamento de energia).

No Capítulo 2 é apresentada a nanorrede que compõe o estudo, bem como a descrição detalhada dos sistemas de geração e armazenamento e cargas utilizadas.

O Capítulo 3 descreve a metodologia empregada nos ensaios realizados *in loco* e os resultados encontrados mediante as configurações propostas.

Ademais, são apresentadas as conclusões sobre o estudo e comentados os assuntos abordados, bem como sugestões de trabalhos futuros. Após as conclusões são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas ao longo do trabalho.

CAPÍTULO 1 CONTEXTUALIZAÇÃO DE MICRORREDES E PRINCIPAIS DISPOSITIVOS

O presente capítulo apresenta uma contextualização sobre o uso de microrredes e energias renováveis, e principalmente a associação dos dois com o intuito de fornecer energia a consumidores isolados.

São apresentados também os principais equipamentos capazes de formar rede e armazenar energia, fundamentais para sistemas isolados.

1.1 Contextualização de microrredes

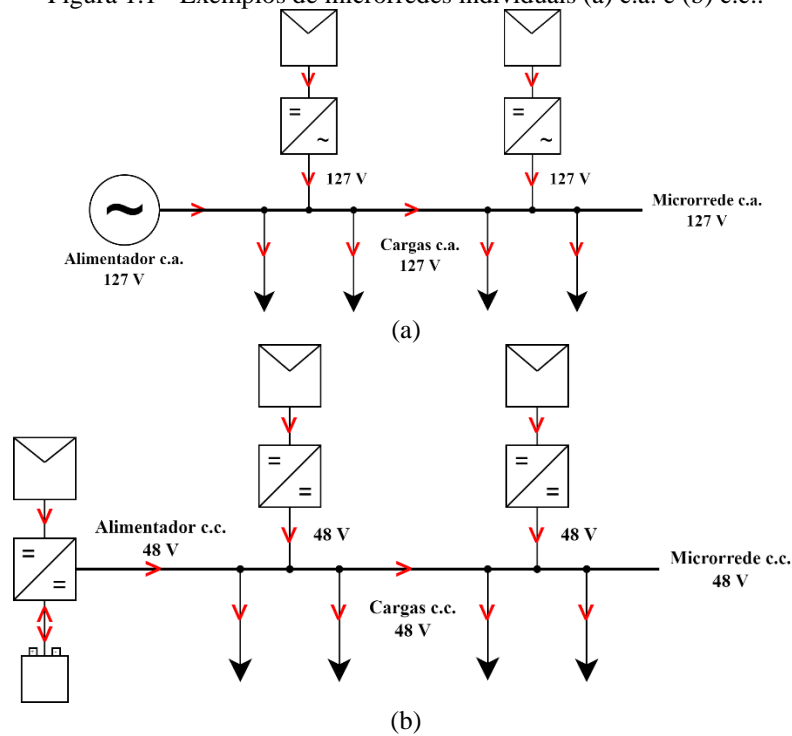
As microrredes fornecem uma alternativa à geração tradicional facilitando a integração com fontes de energia renováveis, como eólica e solar. Dentro do cenário atual, essas novas fontes descentralizadas estão cada vez mais presentes, sendo de suma importância para alcançar as metas globais de descarbonização (CARDOSO et al., 2022).

As microrredes são importantes por ser oferecida a possibilidade de eletrificação para consumidores isolados aliadas a sistemas de armazenamento de energia, e de preferência, compondo a geração com mais de um tipo de fonte de energia (para sistemas de pequeno porte, é comum a utilização de sistemas fotovoltaicos e grupo geradores a diesel), para aumentar a confiabilidade e a robustez do sistema (PHURAILATPAM, RAJPUROHIT, & WANG, 2018).

As microrredes isoladas podem ser estruturas em corrente alternada ou em corrente contínua. Em se tratando de microrredes baseadas no recurso solar, por meio de sistemas fotovoltaicos, a concepção de uma microrrede em corrente contínua é mais vantajosa, técnica e economicamente, em virtude de um maior ganho de eficiência, menos estágios de conversão, maior robustez e confiabilidade (TORRES, 2019).

Dependendo da necessidade dos consumidores e da geografia local, o uso de microrredes pode variar entre microrredes individuais ou híbridas. As microrredes individuais são compostas de sistemas e equipamentos que utilizam corrente alternada ou corrente contínua. Já as microrredes híbridas podem utilizar as duas formas de suprimento, de acordo com a predominância da necessidade das cargas, como é apresentado nos exemplos da Figura 1.1 (MACÊDO, 2019).

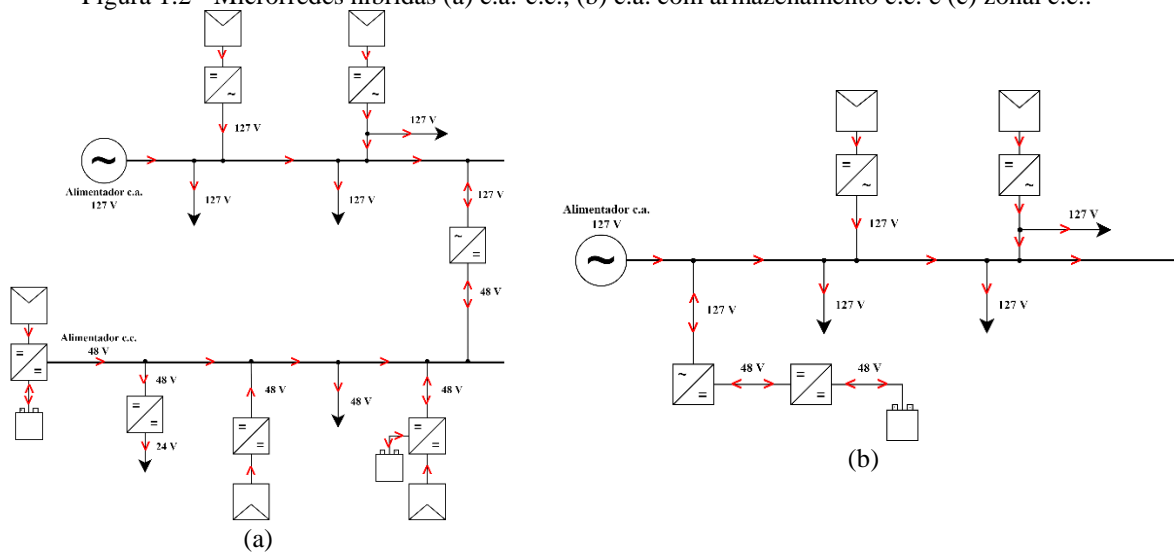
Figura 1.1 - Exemplos de microrredes individuais (a) c.a. e (b) c.c..

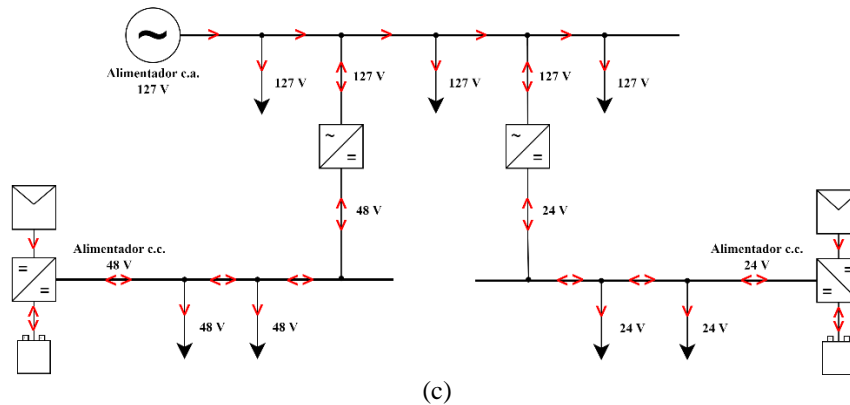


Fonte: Autoria própria.

As microrredes híbridas podem ser divididas em: microrrede c.a.-c.c. (compostas por alimentadores c.a. e c.c., para que as cargas sejam conectadas à geração mais adequada), microrrede c.a. com armazenamento c.c. (possui um alimentador c.a. conectado a elementos de armazenamento de energia em c.c.), microrrede zonal c.c. (alimentador c.a. conectado a múltiplos alimentadores c.c.), entre outros. Exemplos de microrredes híbridas são representados na Figura 1.2 (MACÊDO, 2019).

Figura 1.2 - Microrredes híbridas (a) c.a.-c.c., (b) c.a. com armazenamento c.c. e (c) zonal c.c..



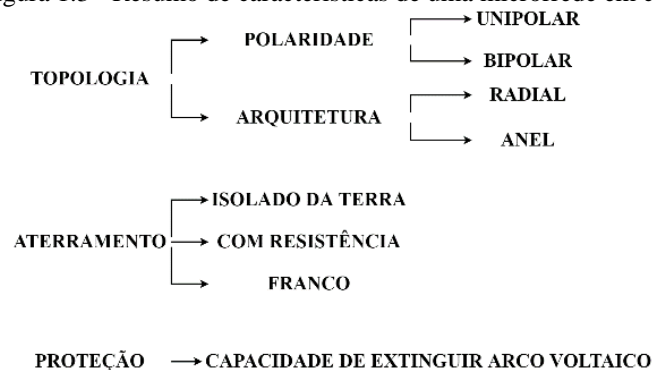


Fonte: Autoria própria.

Comparando os diversos tipos de microrredes (individuais ou híbridas), a microrrede individual c.c. ganha cada vez mais espaço em aplicações isoladas de pequeno porte, considerando a menor necessidade de estágios de conversão para atendimento das cargas, comparado a uma microrrede individual em c.a., por exemplo.

Um microrrede em c.c. possui características básicas para ser descrita como tal. Torres (2019) explana sobre microrredes em c.c., desde as principais topologias até formas de automatização de tais sistemas. Na Figura 1.3 apresenta-se um resumo de características que podem fazer parte de uma microrrede c.c..

Figura 1.3 - Resumo de características de uma microrrede em c.c..



Fonte: Adaptado de Torres (2019).

As microrredes em c.c. baseadas em recurso renovável são formadas por elementos básicos: fontes de energia (nas aplicações atuais, são utilizados, principalmente, os geradores fotovoltaicos), dispositivos formadores de rede (principalmente, conversores c.c.-c.c.), dispositivos de armazenamento de energia (bancos de baterias, sendo o tipo de bateria escolhido de acordo com a finalidade do sistema) e cargas (residenciais, de uso diário, na maioria dos casos).

As subseções a seguir tratam dos principais tipos de dispositivos formadores de rede e de armazenamento de energia, bem como as configurações destes que contribuem para a maximização da utilização do recurso, a fim do abastecimento de energia de consumidores isolados.

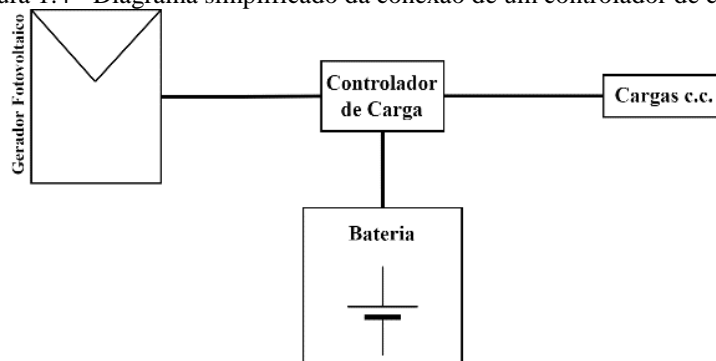
1.2 Dispositivos Formadores de Rede

Os dispositivos formadores de rede são equipamentos capazes de emular características como tensão e frequência com o intuito de alimentar cargas, de acordo com o sistema de alimentação adotado. Por exemplo, em um sistema fotovoltaico formado por um gerador, um inversor e cargas em c.a., o dispositivo formador de rede é o inversor, capaz de alimentar as cargas emulando o cenário ideal para tal ação (COTA, et al., 2020). Em microrredes que funcionam em c.c., o elemento do sistema que pode ser considerado como um dispositivo formador de rede é o conversor c.c.-c.c., que no trabalho desenvolvido neste estudo vem embarcado dentro de um controlador de carga comercial.

Um controlador de carga é utilizado para manter o sistema de armazenamento de energia (comumente utiliza-se baterias) no melhor estado de carga possível e prover ao usuário a quantidade de energia requisitada, tendo o papel fundamental de proteger os armazenadores de descargas profundas e sobrecarga (REITER, REITER & PÉRES, 2014).

A Figura 1.4 apresenta um diagrama simplificado da conexão de um controlador de carga em um sistema fotovoltaico isolado.

Figura 1.4 - Diagrama simplificado da conexão de um controlador de carga.



Fonte: Autoria própria.

Dentre os tipos de controladores de carga existem aqueles que desempenham apenas a função básica (impedir carga e descarga excessivas) chamados controladores convencionais. Com o avanço das tecnologias de semicondutores, sistemas de controle mais rebuscados foram

associados aos controladores, o que os tornou capazes de realizar o carregamento das baterias respeitando o perfil de carga e, ainda, fazer com que o gerador fotovoltaico opere sempre no ponto de máxima potência; tais controladores possuem as tecnologias PWM (*Pulse Width Modulation*) e MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) (VILLALVA & GAZOLI, 2012; LOKESHREDDY et al., 2017; MAJAW et al., 2018; MAITHILI & KANAKARAJ, 2019).

1.2.1 Controladores Convencionais

Os controladores de carga convencionais constituem a forma mais simplificada e de menor custo, possuindo basicamente duas funções: desconectar o gerador fotovoltaico quando a bateria está carregada e desconectar as cargas quando a bateria atinge o nível de carga de segurança, impedindo a descarga excessiva (VILLALVA & GAZOLI, 2012).

O princípio de funcionamento desse tipo de controlador é baseado em duas chaves eletrônicas que são acionadas por meio de um sistema de controle simples, de acordo com a necessidade (monitorando a tensão da bateria). Por este motivo, tais controladores são conhecidos como liga/desliga. Existem dois tipos de circuitos que podem representar os controladores convencionais, considerando a posição da chave conectada ao gerador fotovoltaico, podendo ser em série ou em paralelo.

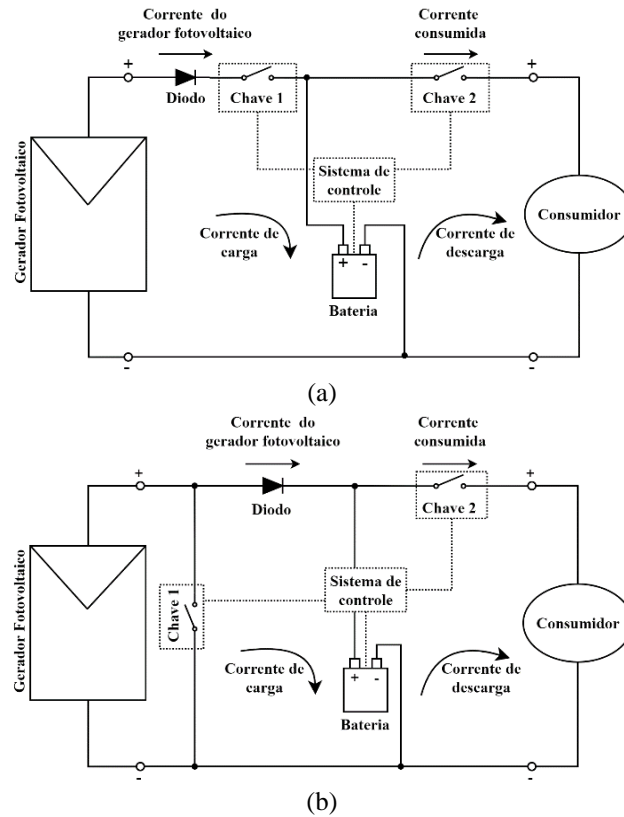
Considerando o sistema com a chave série (Figura 1.5 (a)), quando a bateria está carregando, as chaves 1 e 2 permanecem fechadas, fazendo com que o gerador contribua tanto para o carregamento da bateria quanto para o atendimento das cargas. Quando o carregamento é finalizado, a chave 1 é aberta, parando o carregamento e deixando que a bateria seja o supridor de energia para as cargas.

A chave 1 só volta a ser fechada de acordo com o critério de tensão estabelecido pelo fabricante da bateria. A chave 2 será aberta quando o nível de tensão da bateria cai para um nível crítico, impedindo o fornecimento de energia para o consumidor, e só volta a ser fechada quando o nível de tensão seguro (importante para a manutenção da vida útil) da bateria seja reestabelecido.

No controlador com chave paralela, a diferença para o apresentado anteriormente é a posição da chave 1, que se encontra conectada em paralelo com o gerador fotovoltaico. No momento em que a chave 1 é fechada, toda a corrente do módulo é desviada e deixa de fornecer corrente ao restante do sistema (Figura 1.5 (b)). Quando isto ocorre, se ainda houver radiação solar, a corrente do gerador continua circulando por ele, mas sem prejuízo para o sistema, já

que a corrente máxima entregue pelo gerador e especificada pelo fabricante é, justamente, a corrente de curto-circuito.

Figura 1.5 - Controlador de carga convencional (a) com chave série e (b) com chave paralela.

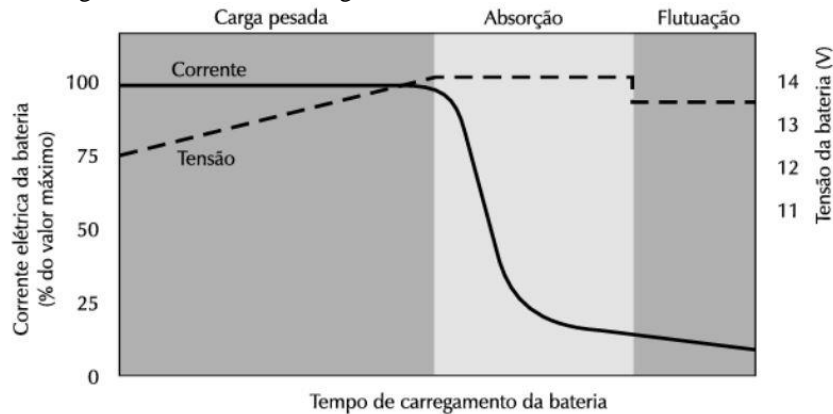


Fonte: Adaptado de Villalva & Gazoli (2012).

1.2.2 Controladores com PWM

Os controladores de carga que possuem tecnologia PWM (do inglês *Pulse Width Modulation* – modulação por largura de pulso) fazem o controle das cargas de carga da bateria, controlando a abertura e o fechamento das chaves, mostradas na seção anterior. Por possuírem microprocessadores no circuito de controle são capazes de realizar o carregamento das baterias por um algoritmo que respeita o perfil de carga em quatro estágios (no caso de baterias de baterias de chumbo-ácido), sendo estes: carga pesada, absorção, flutuação e equalização (estágio realizado periodicamente com o intuito de manter o balanceamento da energia das células que formam a bateria e, assim estender a vida útil). O perfil de tensão e corrente durante o carregamento deste tipo de bateria é apresentado na Figura 1.6 (MONTEIRO & ZILLES, 2004; VILLALVA & GAZOLI, 2012; LUGON et al., 2020).

Figura 1.6 - Perfil de carregamento de uma bateria de chumbo-ácido.



Fonte: Villalva & Gazoli (2012).

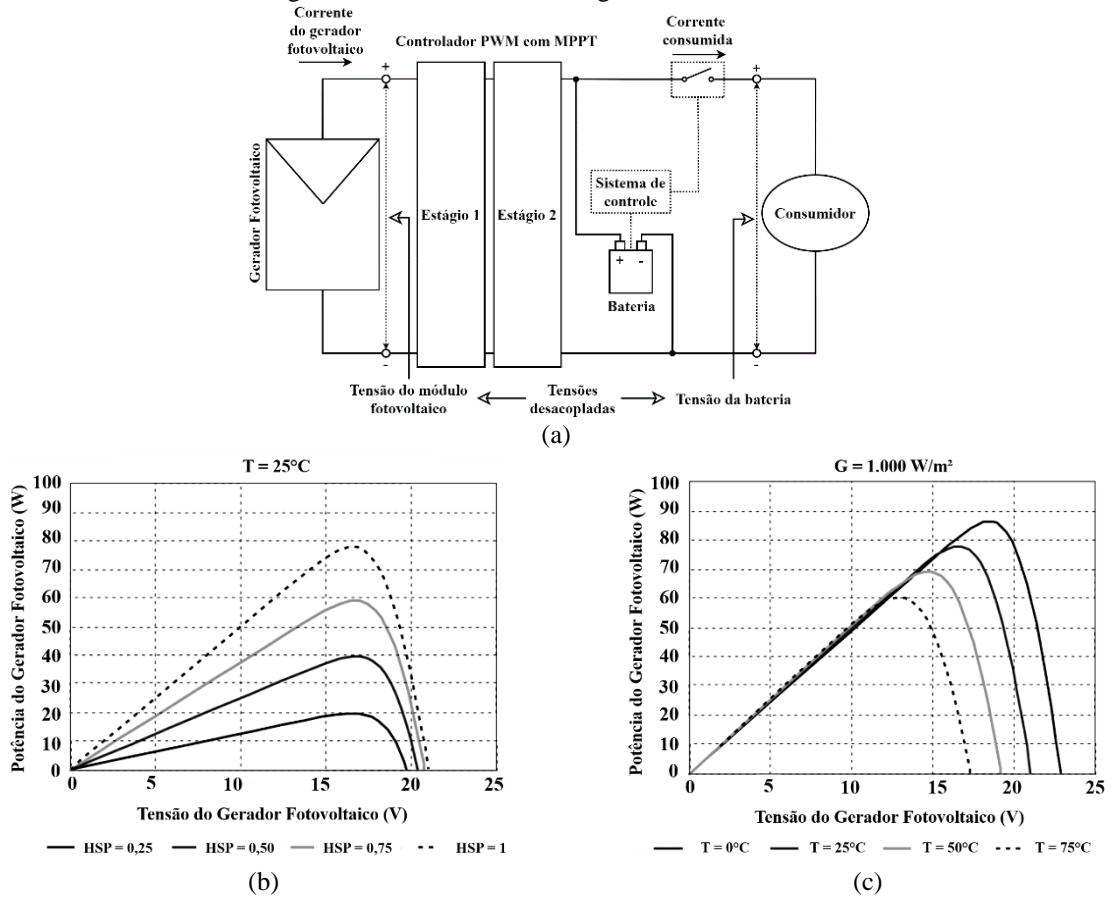
Um controlador PWM entrega uma maior eficiência de carga, recarga rápida e maior vida útil para as baterias, mesmo trabalhando em plena capacidade. Tudo isso é possível, pois quando é atingido o ponto de regulação da bateria, a corrente de carregamento é reduzida lentamente, evitando o aquecimento e gaseificação da bateria, o que ocorria muito com os controladores convencionais (REITER, REITER & PÉRES, 2014; LOKESHREDDY et al., 2017; MAJAW et al., 2018; MAITHILI & KANAKARAJ, 2019).

1.2.3 Controladores com PWM e MPPT

Além da evolução para os controladores com PWM, outra tecnologia foi incorporada a estes dispositivos, o MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracker* – rastreador de ponto de máxima potência). O MPPT possibilita que o gerador fotovoltaico opere sempre no ponto de máxima potência, considerando a condição de radiação solar e a temperatura de operação dos módulos.

Nos dois primeiros tipos de controladores apresentados, a tensão de operação do gerador fotovoltaico é regida pela tensão nos terminais da bateria, com o MPPT há um desacoplamento entre estas tensões (Figura 1.7 (a)), possibilitando que o gerador opere sempre no ponto de máxima potência (VILLALVA & GAZOLI, 2012). O MPPT é responsável por permitir que o controlador de carga opere sempre na melhor relação entre a tensão e a potência do gerador fotovoltaico, que sofre alterações ao longo do dia por meio de diversos fatores, como por exemplo, irradiância (Figura 1.7 (b) e temperatura de operação das células fotovoltaicas (Figura 1.7 (c)) (ZILLES et al., 2012).

Figura 1.7 - Controlador de carga com PWM e MPPT.



Fonte: Adaptado de Villalva & Gazoli (2012); Adaptado de Zilles et al. (2012).

Dispositivos deste tipo são mais caros, porém, mais vantajosos, considerando que o uso de controladores com MPPT representa um aumento em produção de energia utilizando menos módulos fotovoltaicos, quando comparado com as tecnologias mais antigas. Atualmente, a maioria dos sistemas baseados no recurso solar e que utilizam distribuição em corrente contínua, utilizam controladores de carga com MPPT.

1.3 Dispositivos de armazenamento de energia

Os dispositivos de armazenamento de energia são fundamentados em fenômenos físicos ou químicos, envolvendo transformação de energia (de elétrica para química, térmica ou mecânica e depois para elétrica novamente). A escolha da tecnologia de armazenamento depende do objetivo da aplicação (FERREIRA, 2015).

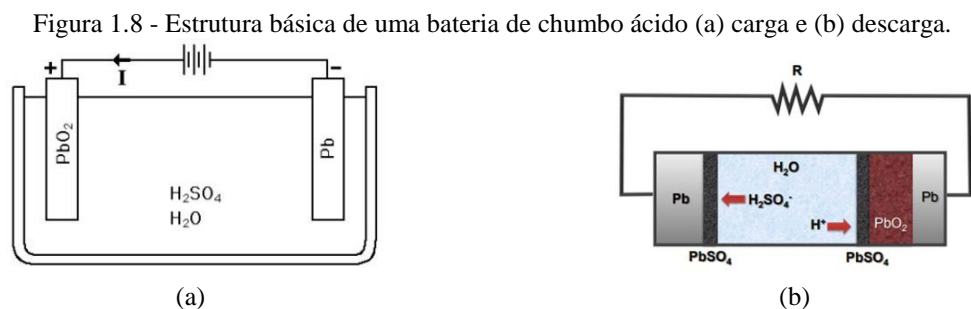
Para grandes quantidades de energia (geradas em uma hidrelétrica, por exemplo), pode-se recorrer a instalações subterrâneas de ar comprimido; pequenas quantidades de energia

podem ser armazenadas em baterias, *flywheels* ou supercondutores. Pela facilidade de aquisição, modularidade e capacidade de entrega de energia em curto prazo, as baterias são mais difundidas para aplicações fotovoltaicas isoladas, podendo ser individuais ou microrredes (FERREIRA, 2015).

As baterias armazenam energia por meio da conversão de energia química em energia elétrica, mediante a reação eletroquímica de redução-oxidação. Dentre os inúmeros tipos de baterias, as mais comuns são chumbo-ácido, níquel-cádmio e íons de lítio, sendo as baterias de chumbo-ácido mais difundidas pelo menor custo (BRASIL, 2018; FERREIRA, 2015).

1.3.1 Baterias de chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido são do tipo estacionárias podendo ser fabricadas com diferentes tecnologias, sendo as mais utilizadas em aplicações fotovoltaicas: OPzS, OPzV, gel, selada, AGM, e outras. São constituídas por células em série, sendo que no estado carregado, cada uma é formada por um eletrodo positivo de dióxido de chumbo e um eletrodo negativo de chumbo esponjoso, separados por um material microporoso e imersos numa solução de ácido sulfúrico. Quando descarregada, os eletrodos se transformam em sulfato de chumbo e o eletrólito em água, como mostra a Figura 1.8 (FERREIRA, 2015).



Fonte: Brasil (2018); Pergher (2018).

No momento da descarga os dois eletrodos produzem sulfato de chumbo, para recarregar é fornecida uma corrente contínua no eletrodo de dióxido de chumbo, resultando na inversão das reações, o que implica na regeneração do ácido sulfúrico, indicando o grau de descarga ou carga da bateria. Em comparação com outros tipos de baterias, as de chumbo-ácido apresentam um tempo de vida curto, sendo importante carregá-las adequadamente (de acordo com o fabricante) para aumentar a durabilidade. Atualmente, são utilizados materiais de tecnologias mais avançadas, com o intuito de melhorar o ciclo de vida e a eficiência (BRASIL, 2018).

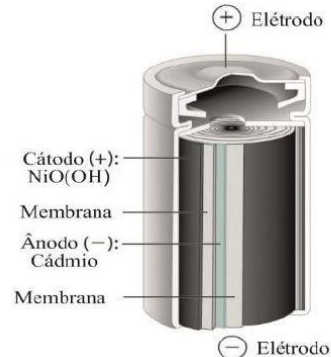
1.3.2 Baterias de níquel-cádmio

Este tipo de bateria é o modelo mais comum entre as baterias alcalinas, podendo ser encontrado em vários modelos de células e diversos tamanhos. São mais robustas mecanicamente com características estáveis em baixas temperaturas. Em comparação com as baterias de chumbo-ácido, possuem um carregamento mais rápido, custo de manutenção baixo com capacidade cíclica e tempo de vida útil superior (BRASIL, 2018; FERREIRA, 2015).

As baterias de níquel-cádmio são utilizadas em aplicações industriais pesadas como caminhões, veículos de mineração, motor de aeronave e diversos eletrônicos com peso mais leve (BRASIL, 2018).

Construtivamente, como qualquer bateria, são constituídas por ânodo, cátodo e uma solução eletrolítica. O cátodo é revestido por níquel hidratado, NiO(OH) , o ânodo é coberto por cádmio e a solução é eletrolítica de hidróxido de potássio (KOH). Os polos são isolados por uma membrana separadora em forma de espiral, possibilitando a produção de correntes bastante elevadas (Figura 1.9).

Figura 1.9 - Características construtivas das baterias de níquel-cádmio.



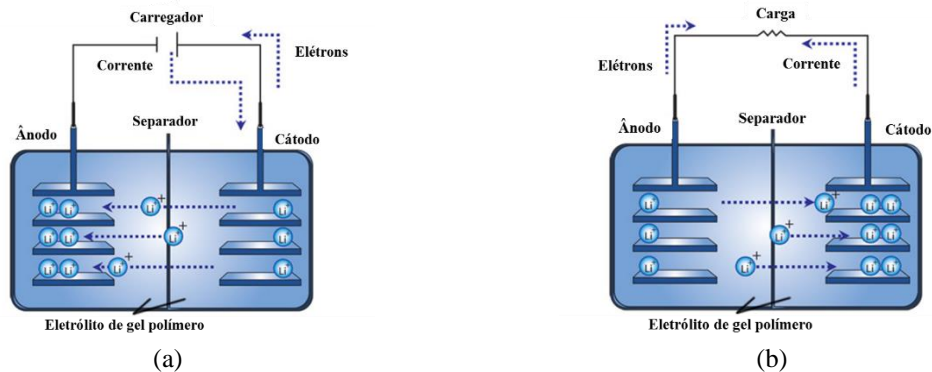
Fonte: Brasil (2018).

1.3.3 Baterias de íons de lítio

As baterias de íons de lítio são tradicionalmente utilizadas em dispositivos como celulares e computadores portáteis, e recentemente em veículos elétricos. A vida útil destas baterias pode atingir 3.000 ciclos de funcionamento. Com a possibilidade de aumento de potência, vêm sendo cada vez mais utilizadas em sistemas que tipicamente utilizam baterias estacionárias (COPPEZ, CHOWDHURY, & CHOWDHURY, 2010). Em aplicações fotovoltaicas os principais tipos utilizados são lítio-íon, lítio-ferro fosfato (LiFePO_4 ou LFP), lítio-polímero, e outros.

O ânodo é separado do cátodo por uma lâmina de plástico poroso que permite a passagem dos íons. O cátodo pode ser composto por uma gama de substâncias, desde que seja possível realizar a transferência dos íons de lítio, enquanto o ânodo é composto por carbono. Durante o processo de carga da bateria (Figura 1.10 (a)), os íons de lítio passam através da membrana, do cátodo para o ânodo, ligando-se ao carbono e produzindo assim uma corrente elétrica. Quando ocorre a descarga (Figura 1.10 (b)), o movimento dos íons é feito no sentido inverso, isto é, do ânodo para o cátodo.

Figura 1.10 - Mecanismos de funcionamento de baterias de íons de lítio (a) carga e (b) descarga.



Fonte: Brasil (2018).

1.4 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou uma breve contextualização sobre microrredes e os principais dispositivos que formam uma microrrede capaz de atender consumidores isolados. Com isso, pode-se destacar o uso de controladores de carga com PWM e MPPT (mostrados como mais eficientes) e baterias de chumbo-ácido (mais baratas e atendem a necessidade dos consumidores com eficiência).

No próximo capítulo é apresentado o sistema em estudo, com ênfase nas funções do controlador de carga selecionado.

CAPÍTULO 2 NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM C.C. DO GEDAE/UFPA

Neste capítulo é apresentado o sistema de estudo deste trabalho, no qual são mostrados detalhadamente os equipamentos que o compõem, bem como as principais funções desempenhadas por cada um.

2.1 Descrição dos sistemas

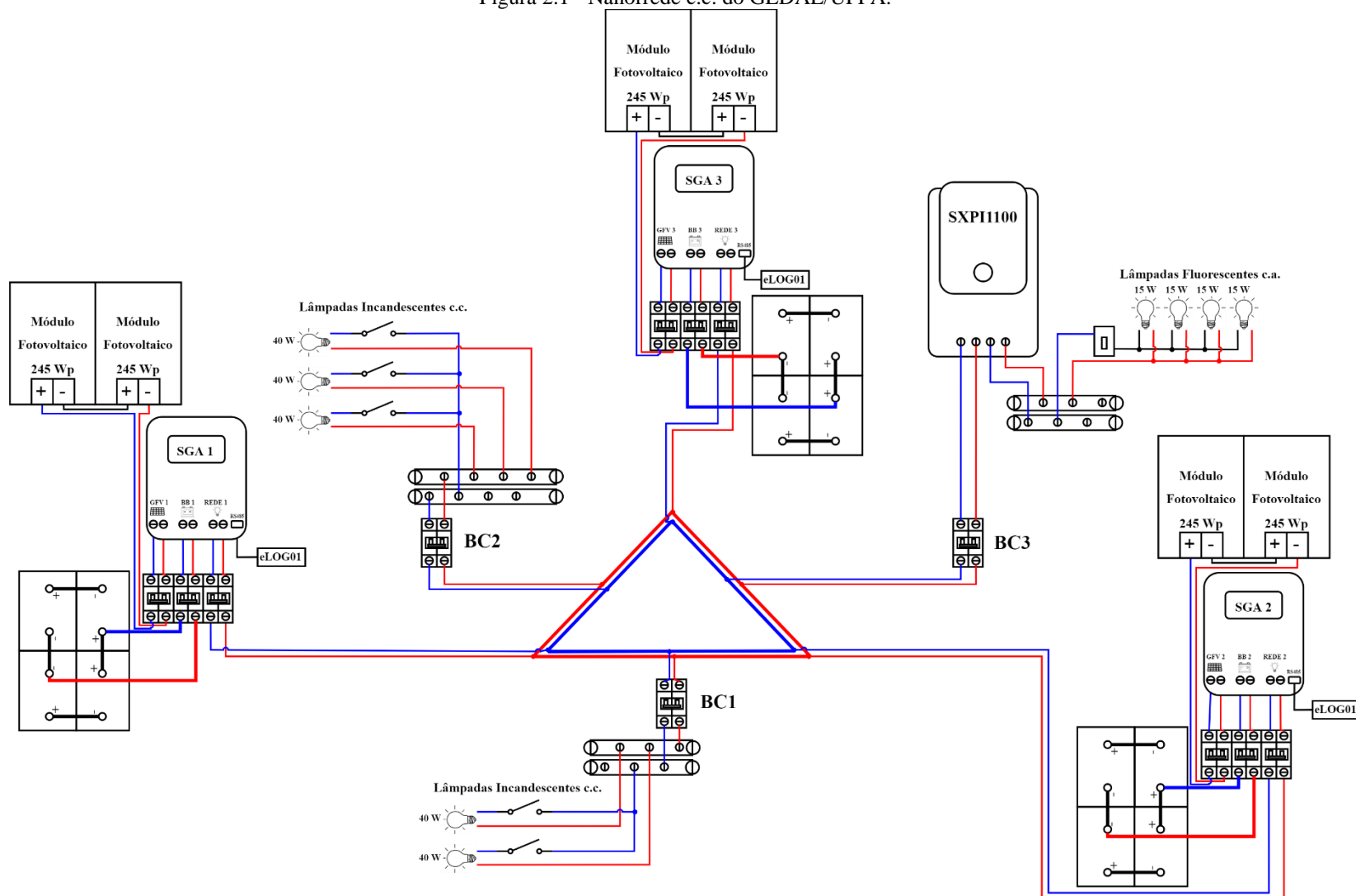
O Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), está localizado na Cidade Universitária José da Silveira Netto da Universidade Federal do Pará (UFPA), no município de Belém. Uma das principais finalidades do grupo é o desenvolvimento e estudo de tecnologias de baixo custo para atendimento de energia elétrica a pequenas e médias cargas, com o uso de energias renováveis.

Um dos estudos realizados pelo grupo envolve a avaliação de uma nanorrede de distribuição isolada em corrente contínua, estando a rede física instalada nas dependências do GEDAE. Além desta rede também é realizado o acompanhamento de outra nanorrede em corrente contínua, implantada na comunidade ribeirinha do Rio Piramanha, na Ilha das Onças, município de Barcarena, estado do Pará, que atende a cinco consumidores isolados, contudo esta última não é foco do estudo realizado neste trabalho.

No entanto, cabe ressaltar que as redes possuem estruturas semelhantes, sendo compostas por sistemas de geração e armazenamento (gerador fotovoltaico, bancos de baterias, controladores de carga e dispositivos de proteção), bancos de cargas, rede de distribuição, quadro de distribuição e sistema de monitoramento.

A rede instalada na área de testes do GEDAE/UFPA é do tipo unipolar com tensão nominal de 24 V, arquitetura em anel e isolada da terra; também não possui nenhuma estratégia de controle ativo, sendo a tensão do barramento c.c. função das tensões nos bancos de baterias, da geração fotovoltaica e das correntes de carga (TORRES, 2019). A Figura 2.1, apresenta a disposição dos equipamentos na nanorrede c.c., presente na área de testes do GEDAE.

Figura 2.1 - Nanorrede c.c. do GEDAE/UFFA.



Fonte: Autoria própria.

As subseções a seguir apresentam uma descrição detalhada dos equipamentos e estruturas presentes na nanorrede c.c. em estudo.

2.2 Sistemas de geração e armazenamento

Os equipamentos que compõem a nanorrede foram dimensionados e encontram-se detalhados em Torres (2019). Com o passar dos anos alguns deles sofreram modificações, por queima ou fim da vida útil, como é o caso dos controladores de carga e dos bancos de baterias.

A nanorrede é composta por três sistemas de geração e armazenamento (SGA 1, SGA 2 e SGA 3), cada um possui um gerador fotovoltaico, um banco de baterias, um controlador de cargas e dispositivos de proteção.

2.2.1 Gerador Fotovoltaico

Os geradores fotovoltaicos que compõem os SGAs são idênticos, formados pela associação em série de dois módulos fotovoltaicos (YL245P-29b, *Yingli Solar*) de 245 Wp de potência nominal. Antes da instalação, um módulo avulso, dos que compõem os geradores, foi testado no simulador solar pertencente ao GEDAE (modelo *HighLight 3c* do fabricante *Pasan Measurement Systems*, classe de exatidão A+A+A+), estando o ensaio completo no ANEXO I.

Tanto os dados de placa quanto os obtidos pelo simulador, consideram as condições padrões de ensaio ($T_C = 25^\circ\text{C}$, $G_i = 1000 \text{ W/m}^2$ e $AM = 1,5$). As Tabelas 2.1 e 2.2 apresentam os principais dados de placa encontrados na ficha de dados do fabricante e os dados obtidos pelo simulador.

Tabela 2.1 - Características elétricas do fabricante.

Fabricante	
Potência nominal (P_{MP})	245 Wp
Tensão de máxima potência (V_{MP})	30,2 V
Corrente de máxima potência (I_{MP})	8,11 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	37,8 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	8,63 A

Fonte: Yingli (2013).

Tabela 2.2 - Características elétricas obtidas no simulador.

Simulador	
Potência nominal (P_{MP})	238,5 Wp
Tensão de máxima potência (V_{MP})	29,22 V
Corrente de máxima potência (I_{MP})	8,15 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	37,21 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	8,76 A

Fonte: Torres (2019).

Os geradores estão orientados com desvio azimutal de 13° nordeste, estando instalados em um telhado com inclinação de 11° (em relação ao plano horizontal). Já a Figura 2.1 apresenta a conexão entre os GFVs e os controladores de carga e a Figura 2.2 apresenta a disposição dos geradores no local de instalação, denominados GFV-01, GFV-02 e GFV-03. Considerando os dados obtidos pelo simulador, a Tabela 2.3 apresenta as características elétricas por gerador após a associação dos módulos.

Figura 2.2 - Geradores Fotovoltaicos posicionados no telhado.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 2.3 - Características elétricas por gerador pelo simulador.

Potência nominal (P_{MP})	476,5 Wp
Tensão de máxima potência (V_{MP})	58,44 V
Corrente de máxima potência (I_{MP})	8,15 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	74,42 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	8,76 A

Fonte: Torres (2019).

2.2.2 Bancos de baterias

Após revitalização, os bancos de baterias passaram a ser formados pela associação série-paralelo de quatro baterias estacionárias seladas de chumbo-ácido, da fabricante Moura (12MS111), desenvolvidas para aplicações que utilizam energia solar. Cada bateria possui capacidade nominal de 105 Ah, considerando o regime de descarga de 20 h (C20) e 12 V de tensão nominal.

A Figura 2.3(a) apresenta a bateria utilizada para a composição dos bancos e na Figura 2.3(b) é possível verificar a forma como a conexão das baterias é realizada para que o banco tenha 24 V de tensão e capacidade de 210 Ah de capacidade. Na Figura 2.1 é possível verificar a conexão entre os bancos de baterias e os controladores de carga.

Figura 2.3 - (a) Bateria 12MS111 e (b) banco de baterias.



Fonte: MOURA (2020); Autoria própria.

A Tabela 2.4 apresenta as principais especificações técnicas individuais da bateria 12MS111.

Tabela 2.4 – Especificações técnicas da bateria 12MS111.

Características elétricas			
Tensão nominal	12 V		
Temperatura de referência	25°C		
Temperatura máxima de trabalho	65°C		
Temperatura mínima de trabalho	-10°C		
Vida útil projetada	5 anos		
Características de recarga			
Faixa de tensão de flutuação	13,2 ± 0,1 V		
Faixa de tensão de carga	14,4 ± 0,1 V		
Faixa de tensão única de flutuação	13,6 ± 0,2 V		
Compensação com a temperatura	-0,024 V/°C acima de 25°C +0,024 V/°C abaixo de 25°C		
Característica de descarga			
Tempo de descarga	10 h	20 h	120 h
Capacidade nominal (1,75 V _{pe} , 25°C)	95 Ah	105 Ah	116,4 Ah
Características dimensionais			
Comprimento	330 mm		
Largura	172 mm		
Altura	244 mm		
Peso	26,5 kg		
Características internas			
Liga da grade positiva	Chumbo estanho prata		
Liga da grade negativa	Chumbo cálcio		
Tipo de separador	Envelope de polietileno microporoso		
Eletrólito	Solução de ácido sulfúrico 1250 g/l		
Material dos conjuntos plásticos	Polipropileno		
Olho mágico (hidrômetro)	Sim		
Terminais	Tipo “L” com parafuso M8, porcas e arruelas em aço inox		

Fonte: MOURA (2020).

Os bancos de baterias estão acondicionados em estante própria abaixo do telhado onde estão instalados os geradores fotovoltaicos. A área é ventilada e protegida contra intempéries climáticas (Figura 2.4).

Figura 2.4 - Bancos de baterias no local de instalação: (a) frente, (b) lateral e (c) costa.



Fonte: Autoria própria.

2.2.3 Controlador de carga

Os controladores de carga existentes nos sistemas de geração e armazenamento foram escolhidos com o intuito de gerenciar o carregamento dos bancos de baterias (de acordo com o perfil de carregamento por tipo de bateria), bem como maximizar a produção de energia pelos geradores fotovoltaicos com o MPPT. A Figura 2.1 mostra a conexão dos controladores de carga com os demais elementos que formam os SGAs. Os controladores são da fabricante Epever, modelo XTRA2210N (Figura 2.5), com detecção automática de tensão (12 V ou 24 V). As especificações técnicas estão apresentadas na Tabela 2.5.

Figura 2.5 - Controlador de carga XTRA2210N (a) vista frontal e (b) vista lateral.



Fonte: EPEVER (2020).

Tabela 2.5 - Especificações técnicas do controlador de carga XTRA2210N.

Seção	Parâmetro	12 V		24 V		
FV	Potência máxima	260 W		520 W		
	Tensão máxima de circuito aberto	92 V (25 °C) e 100 V (< 25 °C)				
	Tensão de MPPT	(Tensão da bateria +2 V) ~ 72 V				
Bateria	Corrente máxima de curto-circuito	20 A				
	Tensão de entrada	8 V – 32 V				
	Corrente em modo de espera	< 35mA		< 22mA		
Carregador	Tensão de carga	Etapa	Flooded	VRLA	Flooded	VRLA
		Boost	14,6 V	14,4 V	29,2 V	28,8 V
Equalização	Tensão no modo <i>Float</i>	13,8 V		27,6 V		
	Corrente máxima de carga e descarga	20 A				
	Faixa de compensação de temperatura	+ 3 mV/°C/2 V				
Proteções internas	Tensão máxima de equalização	14,8 V	14,6 V	29,6 V	29,2 V	
	Corrente máxima no terminal das cargas	20 A				
	Tensão de desconexão por subtensão	11,1 V		22,2 V		
Eficiência	Tensão de reconexão após subtensão	12,6 V		25,2 V		
	Tensão de desconexão por sobretensão	15 V		30 V		
	MPPT	> 99,5%				
	Conversão	Até 98%				

Fonte: Fonseca (2021).

Estes controladores possuem interface RS-485, permitindo a conexão destes com o *software* de configuração disponibilizado pela fabricante. Além da conexão com o *software*, a interface também possibilita a conexão com os equipamentos de monitoramento da própria fabricante, um deles é o *logger* eLOG01 (apresentado posteriormente), capaz de gravar os dados operacionais do controlador em tempo real (EPEVER, 2020).

2.2.4 Dispositivos de proteção

Mesmo após a revitalização do sistema, os dispositivos de proteção externa continuando sendo os mesmos citados por Torres (2019). A Tabela 2.6 apresenta as especificações técnicas dos disjuntores c.c. utilizados para proteção externa do sistema. Os disjuntores protegem contra sobrecarga e curto-circuito, considerando os valores máximos de corrente suportados pelos controladores. Na Figura 2.1 pode-se verificar os posicionamento dos disjuntores dos SGA e bancos de carga.

Tabela 2.6 - Especificações técnicas dos disjuntores c.c..

SGA	Fabricante	Local	Corrente nominal	Número de polos	Tensão de isolamento	Curva de ruptura	Corrente máxima
1 e 2	Tongou	GFV	16 A	2P	1000 V	C	6 kA
		Banco de baterias	20 A				
		Saída para carga	20 A				
3	Tomzn	GFV	16 A	440 V			
		Banco de baterias	20 A				
		Saída para carga	20 A				

Fonte: Torres (2019).

Além da proteção oferecida pelos disjuntores, os controladores de carga possuem proteção interna para os dispositivos conectados a eles. Para o gerador fotovoltaico a proteção contra sobrecorrente, curto-circuito, polaridade reversa e carregamento reverso noturno; para baterias contra sobretensão, descarga profunda e superaquecimento; e para carga, contra curto-circuito e sobrecarga. Há também proteção contra superaquecimento do controlador, transientes de alta tensão, e para o caso do uso de baterias de lítio há proteção contra baixa temperatura.

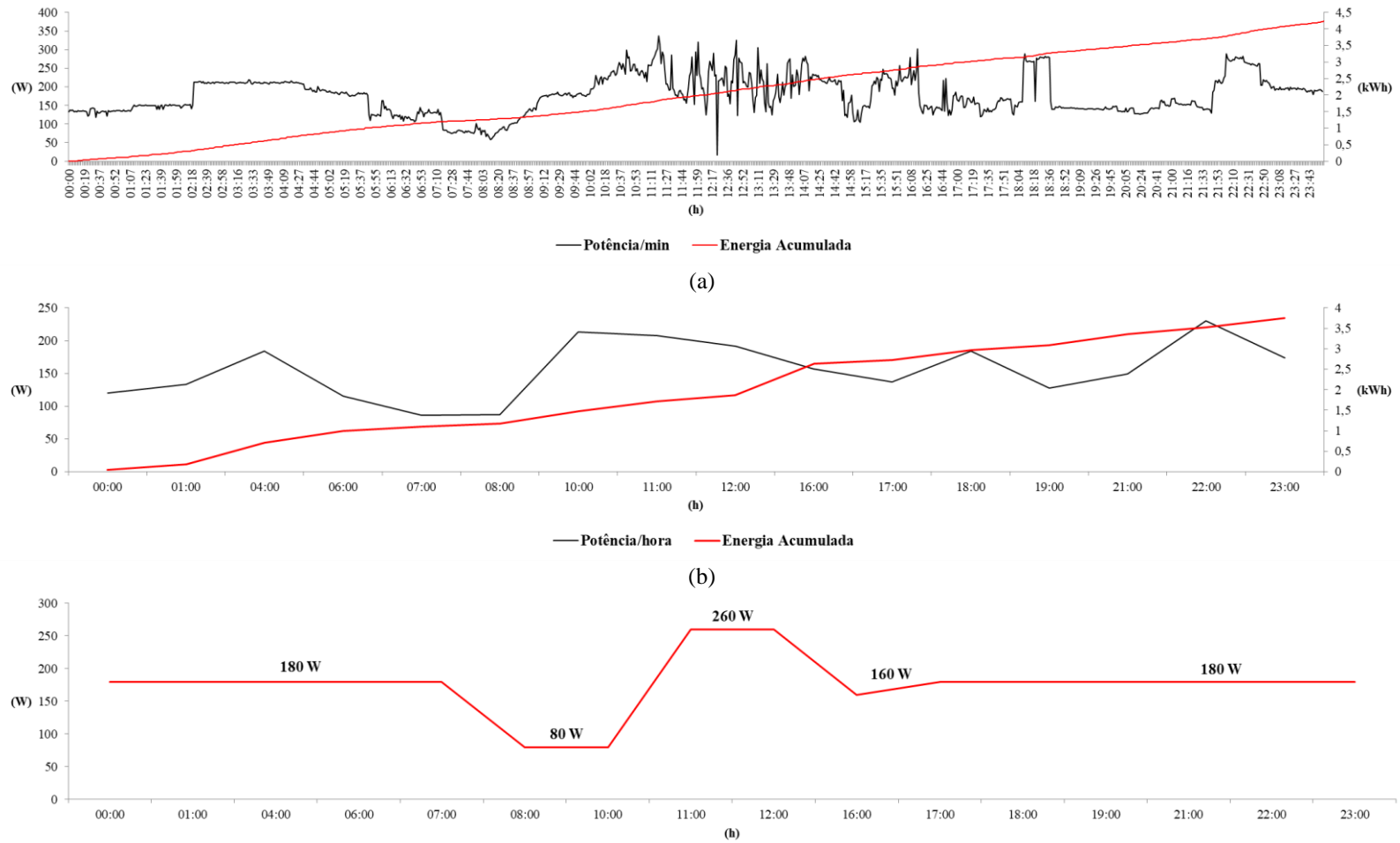
2.3 Cargas

A nanorrede c.c. possui três pontos para conexões de carga denominados BC 1, BC 2 e BC 3 (Figura 2.1). O consumo é baseado em lâmpadas incandescentes c.c. de 40 W a tensão nominal de 24 V (BC 1 e BC 2) e lâmpadas fluorescentes c.a. de 15 W na tensão nominal de 127 V_{rms}, conectadas a um inversor Steca de onda senoidal de 1.100 W (tensão nominal de 24 V), compondo o BC 3. A curva de carga atual foi baseada no consumo real da nanorrede c.c. instalada na Ilha das Onças. A Figura 2.6 (a) apresenta a curva de consumo e a energia consumida em um dia típico (4,23 kWh), para os cinco consumidores atendidos na Ilha das Onças.

Para compor uma curva de carga mais limpa (facilitando o acionamento manual das cargas), os dados foram integralizados em intervalos de uma hora, resultando no gráfico apresentado na Figura 2.6 (b).

Com a necessidade de se fazer o acionamento manual das cargas na nanorrede c.c. do GEDAE/UFPA, foi escolhida uma composição de cargas baseada na curva de carga da Figura 2.7, possível de ser realizada com as cargas existentes (lâmpadas incandescentes c.c. de 40 W e lâmpadas fluorescentes c.a. de 15 W). A Figura 2.6 (c) apresenta a curva de carga atual da nanorrede c.c., com a divisão de potência das cargas em cada grupo horário. A potência total de cargas utilizadas considera o atendimento com o uso dos três SGAs.

Figura 2.6 - Composição da curva de carga (a) curva de carga e energia consumida na nanorrede c.c. da Ilha das Onças, (b) curva de carga e energia consumida da Ilha das Onças integralizada em 1 hora e (c) curva de carga atual da nanorrede c.c. do GEDAE/UFPA.



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 2.7 mostra a distribuição de cargas por banco de carga, de acordo com o horário e a potência de carga apresentada na curva da Figura 2.6. Os tipos de cargas utilizadas são identificados por LF (lâmpadas fluorescentes) e LI (lâmpadas incandescentes).

Tabela 2.7 - Distribuição de potência das cargas por banco de cargas.

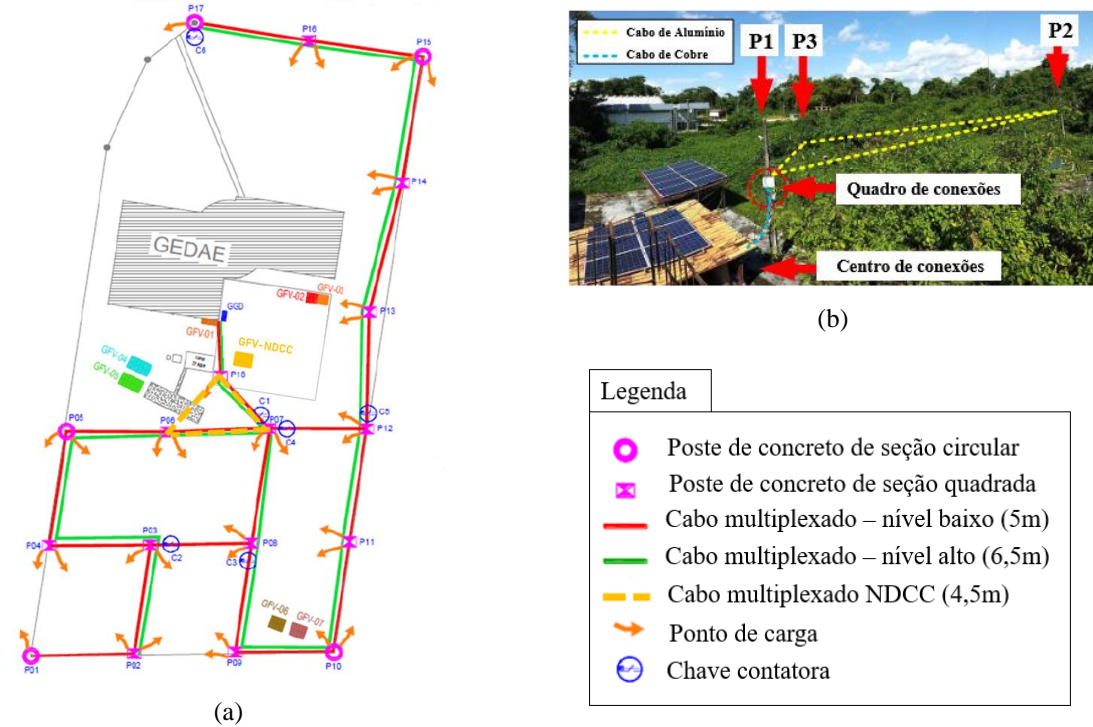
Horários	Potência total	Cargas utilizadas	Divisão de cargas por BC		
			BC 1	BC 2	BC 3
00:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
01:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
02:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
03:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
04:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
05:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
06:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
07:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
08:00	80 W	2 LI	40 W x 1	40 W x 1	-
09:00	80 W	2 LI	40 W x 1	40 W x 1	-
10:00	80 W	2 LI	40 W x 1	40 W x 1	-
11:00	260 W	4 LF e 5 LI	40 W x 2	40 W x 3	15 W x 4
12:00	260 W	4 LF e 5 LI	40 W x 2	40 W x 3	15 W x 4
13:00	260 W	4 LF e 5 LI	40 W x 2	40 W x 3	15 W x 4
14:00	160 W	4 LI	40 W x 2	40 W x 2	-
15:00	160 W	4 LI	40 W x 2	40 W x 2	-
16:00	160 W	4 LI	40 W x 2	40 W x 2	-
17:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
18:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
19:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
20:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
21:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
22:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4
23:00	180 W	4 LF e 3 LI	40 W x 2	40 W x 1	15 W x 4

Fonte: Autoria própria.

2.4 Rede de distribuição

A rede física que compõe a nanorrede c.c. está localizada na área de testes do GEDAE, mesmo local onde estão os SGAs e os BCs (Figura 2.1). A sustentação é feita por três postes de concreto, que também servem de apoio para a nanorrede c.a. do GEDAE (Figura 2.7). Os cabos utilizados são multiplexados de alumínio, com dois condutores (V_+ e V_-), trançados com um terceiro cabo nu para sustentação. A Figura 2.8 apresenta a configuração dos cabos utilizados (fabricante Alubar) e as especificações técnicas são apresentadas na Tabela 2.8.

Figura 2.7 - Localização da nanorrede c.c. na área de testes: (a) croqui e (b) imagem aérea.



Fonte: Fonseca (2021); Torres (2019).

Figura 2.8 - Cabo utilizado na nanorrede c.c..



Fonte: Fonseca (2021).

Tabela 2.8 - Especificações técnicas do cabo multiplexado.

Parâmetro	Valor
Seção transversal	35 mm ²
Tipo de encordoamento	Compactado
Isolação	XLPE
Têmpera	H19
Massa linear	137,03 kg/km
Espessura mínima de isolação	1,6 mm
Diâmetro do condutor isolado	9,95 mm
Número de fios	7
Resistência elétrica em c.c. a 20 °C	0,8037 Ω/km
Coefficiente de variação da resistência por temperatura	0,00403 °C ⁻¹

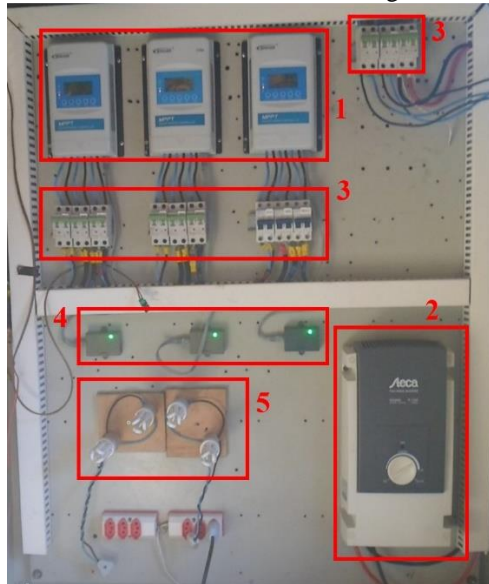
Fonte: Alubar (2005).

2.5 Quadro geral

O quadro geral da nanorrede c.c. é onde estão instalados os controladores de carga, o inversor, as cargas c.a. (lâmpadas fluorescentes acionadas com o auxílio do inversor) e os

dispositivos de proteção. A Figura 2.9 mostra a parte interna do quadro geral com a identificação de cada um dos dispositivos.

Figura 2.9 - Quadro geral da nanorrede c.c..

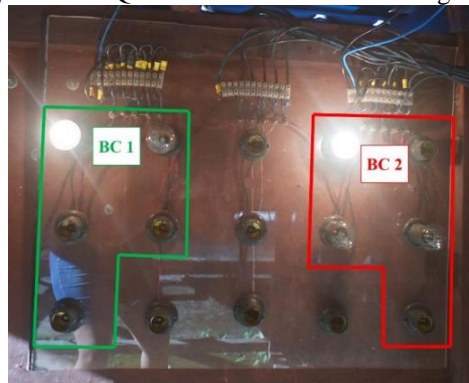


1. Controladores de carga
2. Inversor;
3. Dispositivos de proteção;
4. eLOG01;
5. Cargas c.a.;

Fonte: Autoria própria.

Apesar de não estar abrigado no quadro geral, o quadro de acionamento das lâmpadas incandescentes c.c., fica instalado ao lado deste. Na Figura 2.10, é apresentado o quadro de cargas c.c. com a identificação do posicionamento dos bancos de cargas intitulados BC 1 e BC 2.

Figura 2.10 - Quadro de acionamento de cargas c.c..



Fonte: Autoria própria.

2.5.1 Inversor

Para a conexão de cargas em c.a., foi utilizado um inversor da fabricante Steca, modelo SXPI1100, com conexão para 24 V (tensão de trabalho da nanorrede c.c.). A Figura 2.11 apresenta o inversor empregado e a Tabela 2.9, apresenta as especificações técnicas.

Figura 2.11 - Inversor Steca SXPI1100.



Fonte: Steca (2014).

Tabela 2.9 - Especificações técnicas SXPI1100.

Caracterização de performance operacional	
Voltagem do sistema	24 V
Potência contínua	1.000 VA
Potência 30 min.	1.100 VA
Potência 5 seg.	3.000 VA
Eficiência máxima	94%
Entrada c.c.	
Tensão da bateria	21 V ... 32 V
Tensão de reconexão	25 V
Saída c.a.	
Tensão de saída	115 V c.a. +/-10%
Frequência de saída	60 Hz
Deteção de carga (standby)	Ajustável: 2 W ... 50 W
Segurança	
Classe de proteção	II (isolamento duplo)
Proteção elétrica	Polaridade reversa da bateria, polaridade reversa c.a., sobretensão, sobrecorrente, sobre temperatura.
Condições de operação	
Temperatura ambiente	-20°C ... +50°C
Montagem e instalação	
Comprimento do cabo da bateria / c.a.	1,5 m / 1,5 m
Seção transversal do cabo da bateria / c.a.	16 mm ² / 1,5 mm ²
Grau de proteção	IP 20
Dimensões (C x A x L)	212 x 395 x 130 mm
Peso	9 kg

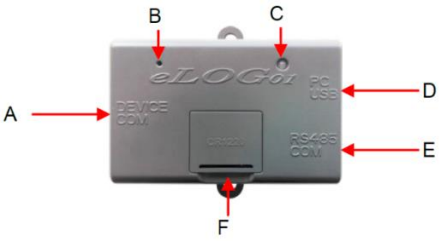
Fonte: Steca (2014).

2.5.2 *Logger* - eLOG01

O eLOG01 é responsável pelo registro de dados do controlador de carga por meio da interface RS485, incluindo os dados do sistema fotovoltaico, bateria, cargas e *status* do sistema (local de conexão do eLOG01 com o controlador de carga apresentado na Figura 2.1). O monitoramento é em tempo real, por meio de *software* para PC, disponibilizado pela fabricante. O intervalo de registro padrão é de 10 min, podendo ficar armazenado por até 4 meses. Com autorização da fabricante, foi implementado um tempo de registro de 1 min (EPEVER, 2020).

A Tabela 2.10 apresenta uma representação do eLOG01, juntamente com a especificação de cada item indicado.

Tabela 2.10 - Especificações do eLOG01.

eLOG01	Item	Instrução
	A) Interface DEVICE (RJ45);	A) Conexão com o controlador;
	B) Botão recarregar;	B) Restaura as configurações de fábrica;
	C) Indicador de trabalho;	C) Indica a leitura de dados;
	D) Interface USB para o PC (micro USB);	D) Baixar e gerenciar os dados;
	E) Interface COM (RJ45);	E) Monitoramento em tempo real;
	F) CR1220.	F) Bateria necessária para a ação de armazenamento de dados.

Fonte: EPEVER (2020).

2.5.3 Monitoramento de irradiância

Para o monitoramento da grandeza ambiental irradiância, muito importante para avaliação de sistemas fotovoltaicos, foi utilizado um equipamento de aquisição e registro de dados analógicos e digitais da fabricante Novus, intitulado FieldLogger (Figura 2.12), conectado a um sensor de irradiância da fabricante Tritec, modelo Spektron 210 (Figura 2.13).

Figura 2.12 - FieldLogger Novus.



Fonte: Novus (2021).

Figura 2.13 - Spektron 210 Tritec.



Fonte: Tritec (2022).

A Tabela 2.11 apresenta as principais especificações do Fieldlogger e a Tabela 2.12 apresenta as especificações técnicas do sensor de irradiância Spektron 210.

Tabela 2.11 - Principais especificações técnicas do FieldLogger.

Alimentação	100 a 240 Vca $\pm 10\%$, 50/60 Hz. Consumo máximo: 20 VA Temperatura de Operação: 0 a 50 °C. Umidade Relativa: 80 % até 30 °C. Para temperaturas maiores que 30 °C, diminuir 3 % por °C.
Condições ambientais	Uso interno. Categoria de instalação II. Grau de poluição II. Altitude < 2000 m.
Dimensões	164 x 117 x 70 mm
Peso	400 g
Alojamento	ABS+PC
Proteção	IP20
Bateria do relógio	Bateria de lítio de 3 V (CR 2032).

Entradas Analógicas

Linear 0 a 20 mA	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *
Linear 4 a 20 mA	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *
Linear 0 a 20 mV	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *
Linear 0 a 50 mV	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *
Linear 0 a 60 mV	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *
Linear -20 a 20 mV	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *
Linear 0 a 5 V	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *
Linear 0 a 10 V	Configurável	$\pm 0,15\%$ (F.E.) *

F.E. = Fundo de Escala = Span

(*) **Nota:** O fundo de escala diz respeito à entrada do sinal do sensor e não da faixa de indicação configurada.

Registro

Consegue registrar até 1000 canais por segundo. Limites: 1 canal a 1000 registros por segundo ou 100 canais a 10 registros por segundo.

Pode registrar tanto na memória flash interna (2162688 bytes → aproximadamente 512k registros) quanto em cartões SD (*).

Permite a opção de registro circular, onde, após encher a memória, os dados mais antigos vão sendo sobrescritos por dados mais recentes.

Permite que os dados sejam coletados durante o registro.

(*) **IMPORTANTE:** A taxa efetiva do registro depende muito da qualidade e velocidade do cartão SD utilizado. Se a taxa de registros desejada for alta, optar por cartões de Classe IV ou superior.

Número máximo de canais que podem ser registrados 100

Sistemas de arquivos suportados FAT32 e FAT16, tanto nos cartões SD quanto nos pendrives

Fonte: Novus (2021).

Tabela 2.12 - Principais especificações técnicas do sensor de irradiância.

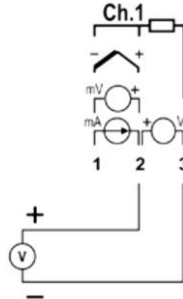
Modelo	Spektron 210
Sensor	Célula de Si Monocristalino (13 mm / 33 mm)
Faixa de medição	0 – 1.500 W/m ²
Precisão do sensor	$\pm 5\%$ média anual
Saída	Aproximadamente 75 mV a 1.000 W/m ²
Dimensões	118 mm x 50 mm x 44 mm
Proteção	IP65
Peso	250 g (incluindo o cabo)

Fonte: Tritec (2022).

O FieldLogger possui canais analógicos, digitais e virtuais. Para a conexão do sensor de irradiância, foi utilizado um canal analógico próprio para saída de tensão (0 a 5 V). No manual,

este canal é referenciado como Ch. 1, como apresenta a Figura 2.14, que demonstra como deve ser realizada a conexão de tensão no canal desejado.

Figura 2.14 - Conexão de tensão no Ch. 1 do FieldLogger.



Fonte: Novus (2021).

Como são registrados apenas valores de tensão do sensor, foi necessário realizar uma calibração no sensor para adquirir os valores de referência atualizados. Foi realizado um ensaio no simulador solar do GEDAE (modelo *HighLight 3c* do fabricante *Pasan Measurement Systems*, classe de exatidão A+A+A+), com obtenção do valor de referência de 74,145 mV a 1.000 W/m². Desta forma, a irradiância é obtida segundo a Equação 2.1.

$$G = \frac{1.000 \times V_{out}}{0,074145} \quad (2.1)$$

Onde G é a irradiância em W/m² e V_{out} é a tensão de saída do sensor de irradiância em V.

De posse da Equação 2.1, foi possível configurar um canal virtual (G_{constant}) no FieldLogger, com um valor constante igual a 1.000/0,074145. Outro canal virtual (Irradiance) foi configurado, resultando na multiplicação entre G_{constant} e o Ch. 1, obtendo-se o valor de irradiância.

2.6 Considerações Finais

No presente capítulo foi apresentada uma descrição detalhada dos equipamentos que compõem a nanorrede c.c. do GEDAE/UFPA, cuja capacidade de atendimento é objeto de estudo deste trabalho.

O próximo capítulo apresenta os ensaios realizados com o intuito de avaliar algumas estratégias de operação modificando os parâmetros dos controladores de carga quanto ao carregamento das baterias, com o intuito de aumentar a produtividade do gerador fotovoltaico.

CAPÍTULO 3 METODOLOGIA E RESULTADOS

O presente capítulo apresenta a avaliação de estratégias de operação da nanorrede c.c. por meio de medições *in loco*. A metodologia empregada diz respeito a alteração de dados pré-definidos nos controladores de carga quanto ao tipo de bateria utilizado.

Foram alterados dados referentes à curva de carregamento de baterias de chumbo-ácido, o tempo de absorção e a tensão de reconexão da absorção. O intuito é avaliar se a alteração destes parâmetros irá implicar em uma maior produtividade dos geradores fotovoltaicos.

3.1 Materiais e métodos

A metodologia do trabalho é baseada em estratégias de operação associadas às configurações do controlador de carga utilizado. Com o modelo escolhido (XTRA2210N - Epever) é possível alterar parâmetros da curva de carregamento das baterias, de acordo com a tecnologia utilizada, por meio do modo de configuração “usuário”. A Tabela 3.1 apresenta os dados pré-definidos para o carregamento das baterias (valores referentes a sistemas em 24 V), classificados por tecnologia de baterias de chumbo-ácido, e a faixa de valores que pode ser utilizada no modo “usuário”.

Tabela 3.1 - Parâmetros de controle para baterias de chumbo-ácido em 24 V.

Características de tensão	Tipos de bateria			
	<i>Sealed</i>	<i>Gel</i>	<i>Flooded</i>	Usuário
Tensão de desconexão por sobretensão	32 V	32 V	32 V	18 ~ 34 V
Tensão limite de carregamento	30 V	30 V	30 V	18 ~ 34 V
Tensão de reconexão após sobretensão	30 V	30 V	30 V	18 ~ 34 V
Tensão de equalização	29,2 V	-	29,6 V	18 ~ 34 V
Tensão de absorção	28,8 V	28,4 V	29,2 V	18 ~ 34 V
Tensão de flutuação	27,6 V	27,6 V	27,6 V	18 ~ 34 V
Tensão de reconexão da absorção	26,4 V	26,4 V	26,4 V	18 ~ 34 V
Tensão de reconexão por subtensão	25,2 V	25,2 V	25,2 V	18 ~ 34 V
Tensão de reconexão pós aviso de subtensão	24,4 V	24,4 V	24,4 V	18 ~ 34 V
Tensão de aviso de subtensão	24 V	24 V	24 V	18 ~ 34 V
Tensão de desconexão por subtensão	22,2 V	22,2 V	22,2 V	18 ~ 34 V
Tensão limite de descarga	21,2 V	21,2 V	21,2 V	18 ~ 34 V
Duração da equalização	120 min	-	120 min	0 ~ 180 min
Duração da absorção	120 min	120 min	120 min	10 ~ 180 min

Fonte: EPEVER (2020).

Para utilizar as configurações no modo “usuário” para baterias de chumbo-ácido, é importante que sejam respeitadas algumas premissas presentes no manual do fabricante, apresentadas nos itens de I a V (EPEVER, 2020).

- I. Tensão de desconexão por sobretensão > Tensão de limite de carregamento \geq Tensão de equalização \geq Tensão de absorção \geq Tensão de flutuação > Tensão de reconexão da absorção;
- II. Tensão de desconexão por sobretensão > Tensão de reconexão por sobretensão;
- III. Tensão de reconexão por subtensão > Tensão de desconexão por subtensão \geq Tensão limite de descarga;
- IV. Tensão de reconexão pós aviso de subtensão > Tensão de aviso de subtensão \geq Tensão limite de descarga;
- V. Tensão de absorção > Tensão de reconexão por subtensão.

Seguindo as premissas impostas para o funcionamento correto do equipamento foram decididas algumas estratégias de operação em função do tempo de duração da absorção e do valor de tensão de reconexão da absorção. A Tabela 3.2 apresenta os valores dos parâmetros analisados ao longo do trabalho.

Tabela 3.2 - Valores adotados para os parâmetros analisados.

Tensão de reconexão da absorção	Duração da absorção
26,4 V (valor padrão)	60 min
27 V	120 min (valor padrão)
27,4 V	180 min

Fonte: Autoria própria.

A primeira estratégia visa variar o tempo de absorção do carregamento das baterias com o intuito de verificar se há relação entre a produtividade do gerador fotovoltaico e esta variação. A segunda estratégia visa modificar também a tensão de reconexão da absorção e verificar a relação entre a produtividade do gerador e este parâmetro. A escolha dos valores utilizados para a tensão de reconexão teve como referência o valor da tensão de flutuação, que é de 27,6 V, buscando a tendência de aproximação dos dois parâmetros. A ideia seria manter o gerador fotovoltaico funcionando por mais tempo, evitando-se a descarga da bateria durante o intervalo entre a desconexão da absorção até a sua reconexão.

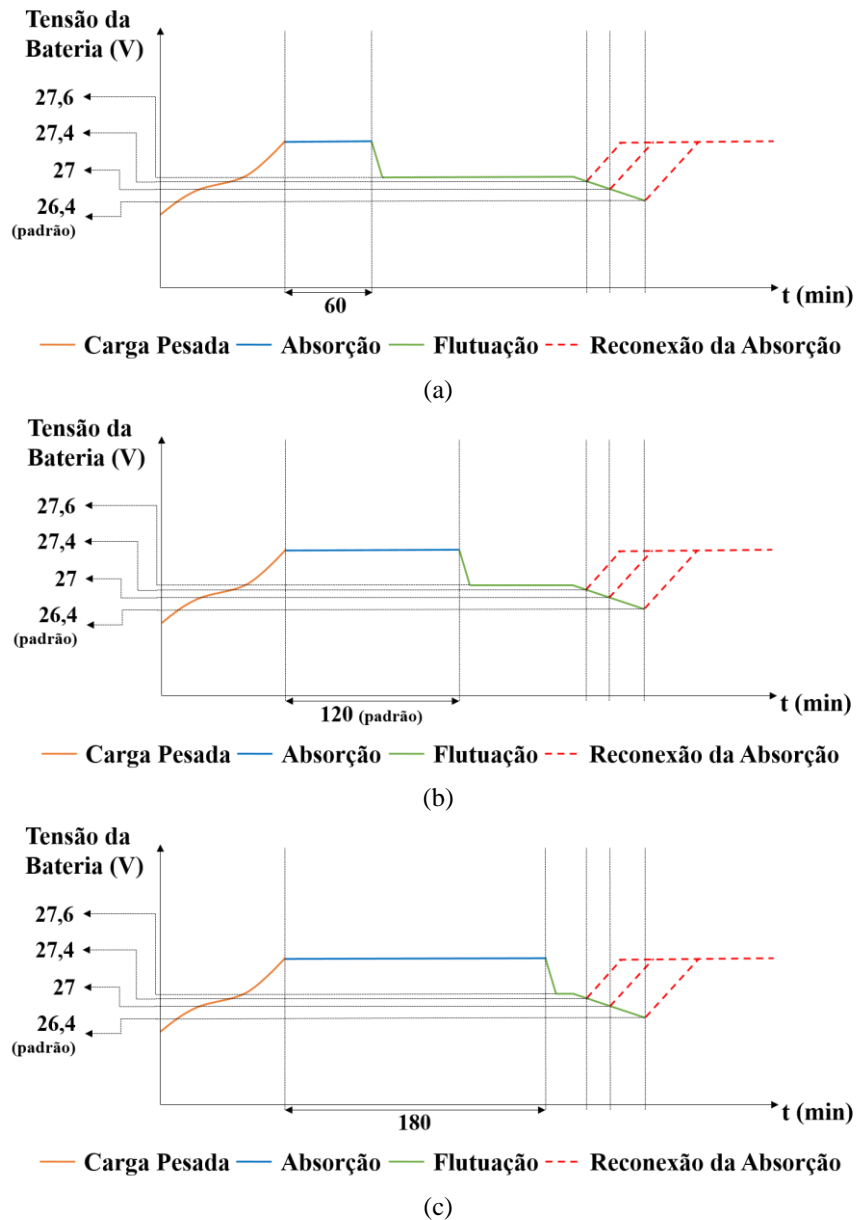
Aliada a alterações na produtividade do gerador fotovoltaico, será analisado paralelamente a quantidade de perdas por captura associadas à modificação dos parâmetros citados. A Tabela 3.3 apresenta a associação dos parâmetros utilizados na análise e a Figura 3.1 apresenta as mesmas informações graficamente.

Tabela 3.3 - Associação de parâmetros utilizados na análise.

Tensão de reconexão da absorção	Duração da absorção		
	60 min	120 min	180 min
26,4 V	✓	✓	✓
27 V	✓	✓	✓
27,4 V	✓	✓	✓

Fonte: Autoria própria.

Figura 3.1 - Associação de parâmetros apresentada graficamente (a) 60 min, (b) 120 min e (c) 180 min.



Fonte: Autoria própria.

Primeiramente, um dos sistemas da nanorede c.c. foi testado preliminarmente, da seguinte forma: apenas um SGA ficou conectado à rede, com uma carga fixa de 200 W (composta por 5 lâmpadas incandescentes de 40 W), durante um dia inteiro, com o intuito de verificar qual as duas melhores configurações quanto ao aumento de produtividade do gerador associado aos parâmetros modificados.

A próxima etapa é a utilização da curva de carga apresentada no Capítulo 2, alimentada por todos os SGAs, primeiramente, utilizando a configuração padrão de cada um dos controladores, objetivando a comparação entre a produtividade obtida entre esta e uma posterior

configuração de dois controladores da nanorrede com as duas configurações que melhor contemplem o objetivo do estudo, avaliadas na etapa anterior.

A produtividade do arranjo fotovoltaico (Y_A – *Array Yield*) é calculada utilizando o valor médio da energia fornecida pelo gerador fotovoltaico, em um determinado intervalo de tempo, dividido pela potência nominal do gerador, como mostra a Equação 3.1 (ZILLES et al., 2012). A potência nominal utilizada foi de 476,5 Wp, encontrada por Torres (2019) ao testar os módulos dos geradores no simulador solar pertencente ao GEDAE/UFPA.

$$Y_A = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{saída}} \times dt}{P_{\text{FV}}^0} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{Wp}} \right) \quad (3.1)$$

Outro parâmetro utilizado foi o de perdas por captura (L_C – *Capture Losses*), que representa a diferença entre o número de horas de sol pleno e a produtividade do arranjo fotovoltaico (KROTH & RAMPINELLI, 2020). As Equações 3.2 e 3.3 apresentam L_C em horas e em termos percentuais (L_{CP}), respectivamente.

$$L_C = \text{HSP} - Y_A \quad (\text{h}) \quad (3.2)$$

$$L_{CP} = \frac{(\text{HSP} - Y_A)}{\text{HSP}} \times 100 \quad (\%) \quad (3.3)$$

A avaliação quanto a Y_A e L_C foram realizadas, prioritariamente, considerando uma comparação entre dias diferentes e aleatórios de medição, com valores de HSP semelhantes, já que, pela configuração atual da nanorrede c.c., não é possível isolar dois SGAs para que atuem sem intercâmbio de energia. Os dados analisados foram obtidos por meio dos registradores de dados instalados individualmente (eLOG01) em cada um dos SGAs. Os dados de irradiância foram obtidos por meio de um registrador de dados da fabricante Novus, conectado a uma célula de referência instalada na mesma inclinação e orientação dos geradores da nanorrede c.c.

3.2 Testes com apenas um SGA

Os primeiros testes realizados consideram a alteração do tempo de absorção para 60 min, 120 min (valor padrão) e 180 min, sem alterar o valor da tensão de reconexão da absorção, permanecendo no valor padrão de 26,4 V. Para todas as medições realizadas o SGA em questão estava suprindo uma carga de 200 W composta por lâmpadas incandescentes c.c..

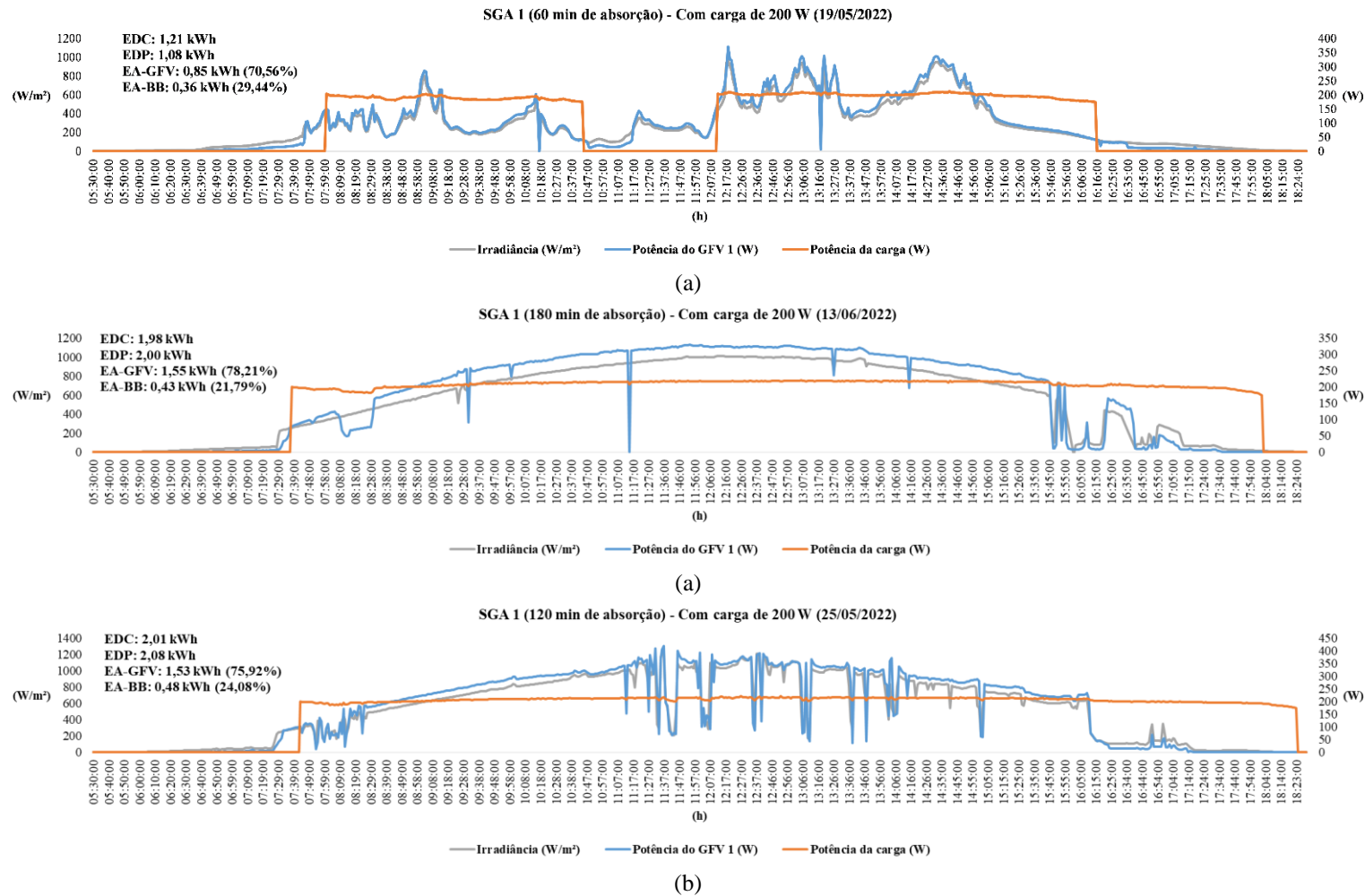
Para este padrão de medição foram realizados 15 testes, cada um durando um dia inteiro. Foram calculados os parâmetros Y_A e L_C para todos os casos. Foi observado que os valores de Y_A aumentam quase que proporcionalmente a HSP, independente do tempo de absorção adotado. O mesmo não ocorre com L_C , onde o aumento acontece de forma muito mais modesto.

O menor valor calculado de L_C (em horas) foi no dia 19/05/2022, com $Y_A = 2,277$ Wh/W_p e $L_C = 1,18$ h ($L_{CP} = 34,21\%$), com tempo de absorção de 60 min. Para este dia foi observado 3,46 h de HSP, um valor considerado baixo, o que explica o menor L_C . Um menor valor de perdas, para este caso, pode ser explicado pelo ciclo de carregamento mais lento, fazendo com que o gerador fotovoltaico opere mais tempo na máxima potência (primeiro estágio de carregamento do banco de baterias). A Figura 3.2 (a), apresenta os gráficos de potência produzida pelo GFV, potência da carga e irradiância para o dia 19/05/2022.

A comparação de dois outros casos de medição mostra que há vantagem na utilização do tempo de absorção de 120 min. Os dias considerados foram 13/06/2022 e 25/05/2022. No dia 13/06/2022, com 180 min de absorção, foi calculado um Y_A de 4,192 Wh/W_p e $L_C = 2,59$ h ($L_{CP} = 38,21\%$), para HSP = 6,79 h. Já para 25/05/2022, com 120 min de absorção, Y_A foi igual a 4,361 Wh/W_p, $L_C = 2,39$ h ($L_{CP} = 35,44\%$) e HSP = 6,76 h. Pela proximidade dos valores de HSP nos dois casos é possível levantar que a diminuição do valor de perdas e o aumento da produtividade é decorrente do uso do tempo de absorção de 120 min.

As Figura 3.2 também apresenta os gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância para os dias 13/06/2022 (Figura 3.2 (b)) e 25/05/2022 (Figura 3.2 (c)). No dia 25/05/2022 é possível perceber que, apesar da vantagem em relação as perdas e aumento da produtividade, houve um menor percentual de atendimento direto pelo GFV para as cargas, decorrente da maior quantidade de nuvens quando comparado com o dia 13/06/2022. Os gráficos de tensão e corrente do GFV e do banco de baterias, para os três dias citados, são apresentados no Apêndice A.

Figura 3.2 - Gráfico de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 19/05/2022, (b) 13/06/2022 e (c) 25/05/2022¹.



Fonte: Autoria própria.

¹ Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

A configuração com 120 min de absorção e 26,4 V de tensão de reconexão da absorção mostrou-se mais vantajosa por conseguir obter menos perdas para $HSP > 4$ h (típico para a época do ano em que as medições foram realizadas).

A Tabela 3.4 apresenta os dados de Y_A , L_C (h), L_{CP} (%) e HSP, sendo organizados em ordem crescente de Y_A . Já a Tabela 3.5 apresenta os mesmos dados, mas organizados por ordem decrescente de L_{CP} (%).

Tabela 3.4 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando apenas a alteração do tempo de absorção.

Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	L_C (h)	L_{CP} (%)
19.05	2,277	3,46	60 min	1,18	34,21
22.05	2,494	3,76	60 min	1,26	33,65
10.06	2,540	4,01	180 min	1,47	36,71
20.05	3,087	4,84	60 min	1,76	36,25
21.05	3,246	5,18	60 min	1,93	37,30
11.06	3,393	5,36	180 min	1,97	36,74
09.06	3,410	5,38	180 min	1,97	36,59
27.05	3,571	5,57	120 min	2,00	35,91
17.05	3,648	5,72	120 min	2,07	36,19
29.05	3,873	6,10	120 min	2,23	36,53
28.05	3,925	6,21	120 min	2,28	36,75
13.06	4,192	6,79	180 min	2,59	38,21
25.05	4,361	6,76	120 min	2,39	35,44
26.05	4,398	6,81	120 min	2,41	35,45
12.06	4,437	7,03	180 min	2,60	36,92

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.5 - Dados obtidos em ordem decrescente de L_{CP} (%) considerando apenas a alteração do tempo de absorção.

Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	L_C (h)	L_{CP} (%)
13.06	4,192	6,79	180 min	2,59	38,21
21.05	3,246	5,18	60 min	1,93	37,30
12.06	4,437	7,03	180 min	2,60	36,92
28.05	3,925	6,21	120 min	2,28	36,75
11.06	3,393	5,36	180 min	1,97	36,74
10.06	2,540	4,01	180 min	1,47	36,71
09.06	3,410	5,38	180 min	1,97	36,59
29.05	3,873	6,10	120 min	2,23	36,53
20.05	3,087	4,84	60 min	1,76	36,25
17.05	3,648	5,72	120 min	2,07	36,19
27.05	3,571	5,57	120 min	2,00	35,91
26.05	4,398	6,81	120 min	2,41	35,45
25.05	4,361	6,76	120 min	2,39	35,44
19.05	2,277	3,46	60 min	1,18	34,21
22.05	2,494	3,76	60 min	1,26	33,65

Fonte: Autoria própria.

A segunda etapa de testes foi realizada alterando não somente o tempo de absorção como também o valor de tensão de reconexão da absorção, sendo utilizados os valores de 27 V e 27,4 V, com tempo de absorção de 60 min, 120 min e 180 min. Tais medições foram comparadas com os dados obtidos anteriormente com os mesmos tempos de absorção, mas com 26,4 V de tensão de reconexão da absorção. Foram realizadas comparações entre medições de dias diferentes com HSP próximo, mesmo tempo de absorção e tensões de reconexão diferentes.

Os primeiros dados comparados possuem tempo de absorção de 120 min, com HSP próximo de 7 h. A Tabela 3.6 apresenta os principais parâmetros calculados, organizados por ordem decrescente de L_{CP} (%), para os dias escolhidos na comparação.

Tabela 3.6 - Comparação de dias de medição com 120 min de tempo de absorção.

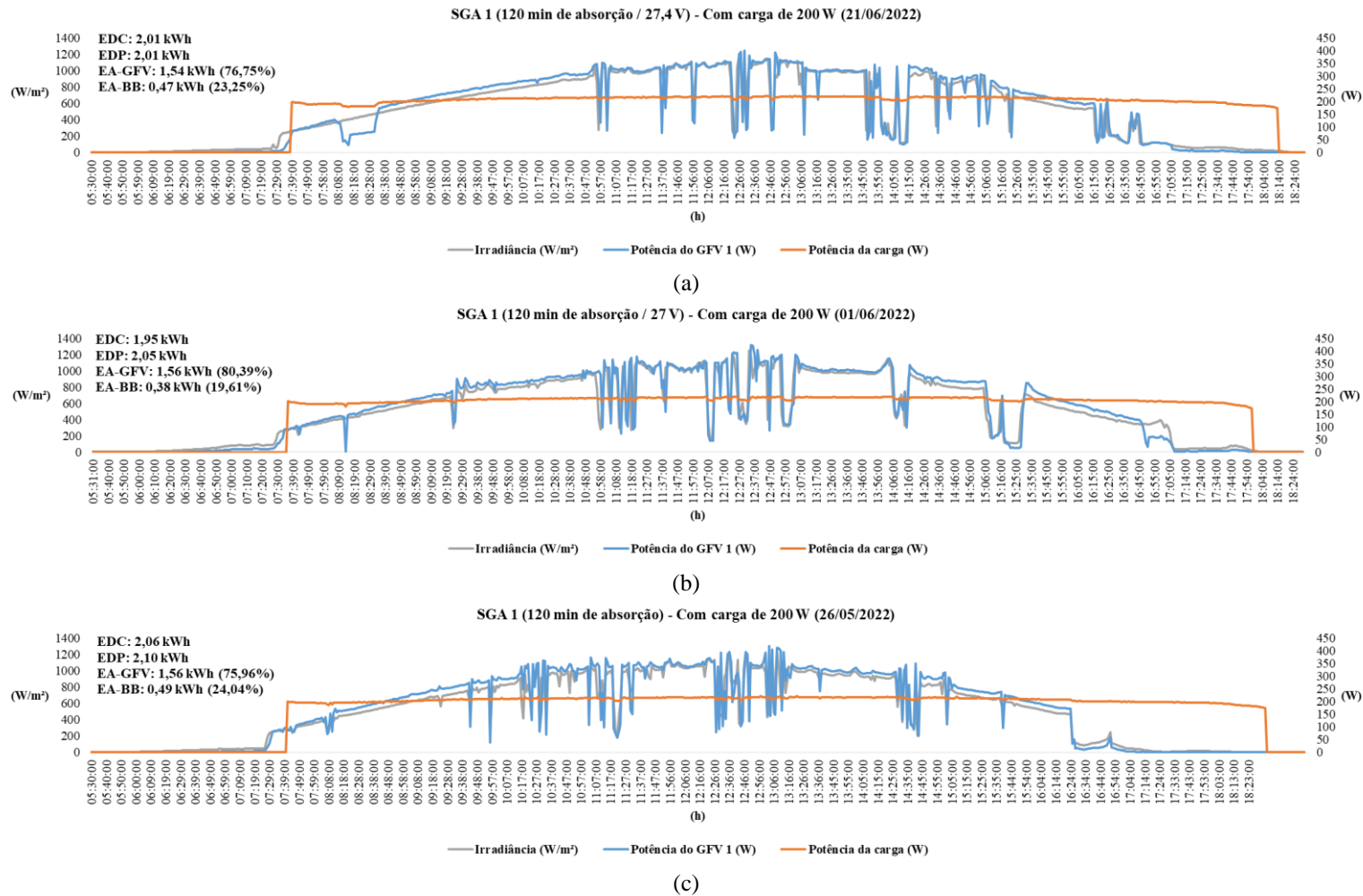
Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L_{CP} (%)	L_C (h)
21.06	4,222	6,80	120 min	27,4 V	37,96	2,58
01.06	4,303	6,79	120 min	27 V	36,63	2,49
26.05	4,398	6,81	120 min	26,4 V	35,45	2,41

Fonte: Autoria própria.

Como o valor de HSP é bem próximo para os três dias comparados (quase iguais quando vistos até a segunda casa decimal), pode-se afirmar que, para esta análise, o melhor caso de Y_A , L_C e L_{CP} foi encontrado no dia 26/05/2022.

A Figura 3.3 apresenta os gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância para os dias 21/06/2022, 01/06/2022 e 26/05/2022, concomitantemente, o Apêndice A apresenta os gráficos de tensão e corrente do GFV e do banco de baterias para os dias citados. A Tabela 3.7 apresenta todos os dias cujo tempo de absorção usado foi de 120 min, organizados em ordem crescente de Y_A . Nela observa-se que para valores de HSP < 6 h, o aumento da tensão de reconexão da absorção tende a melhorar o desempenho do sistema, diminuindo as perdas L_C .

Figura 3.3 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 21/06/2022, (b) 01/06/2022 e (c) 26/05/2022².



Fonte: Autoria própria.

² Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

Tabela 3.7 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando a alteração da tensão de reconexão com tempo de absorção de 120 min.

Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L_{CP} (%)	L_C (h)
31.05	3,383	5,27	120 min	27 V	35,84	1,89
22.06	3,548	5,53	120 min	27,4 V	35,81	1,98
27.05	3,571	5,57	120 min	26,4 V	35,91	2,00
17.05	3,648	5,72	120 min	26,4 V	36,19	2,07
29.05	3,873	6,10	120 min	26,4 V	36,53	2,23
28.05	3,925	6,21	120 min	26,4 V	36,75	2,28
20.06	4,126	6,54	120 min	27,4 V	36,90	2,41
21.06	4,222	6,80	120 min	27,4 V	37,96	2,58
18.06	4,294	6,83	120 min	27,4 V	37,17	2,54
01.06	4,303	6,79	120 min	27 V	36,63	2,49
25.05	4,361	6,76	120 min	26,4 V	35,44	2,39
19.06	4,370	6,91	120 min	27,4 V	36,79	2,54
26.05	4,398	6,81	120 min	26,4 V	35,45	2,41

Fonte: Autoria própria.

A mesma comparação realizada anteriormente foi realizada utilizando os dados cujas medições foram obtidas com o tempo de absorção igual a 60 min. Foram selecionados três dias com HSP próximo de 6 h. A Tabela 3.8 apresenta os principais parâmetros calculados, organizados por ordem decrescente de L_{CP} (%), para os dias escolhidos na comparação.

Tabela 3.8 - Comparação de dias de medição com 60 min de tempo de absorção.

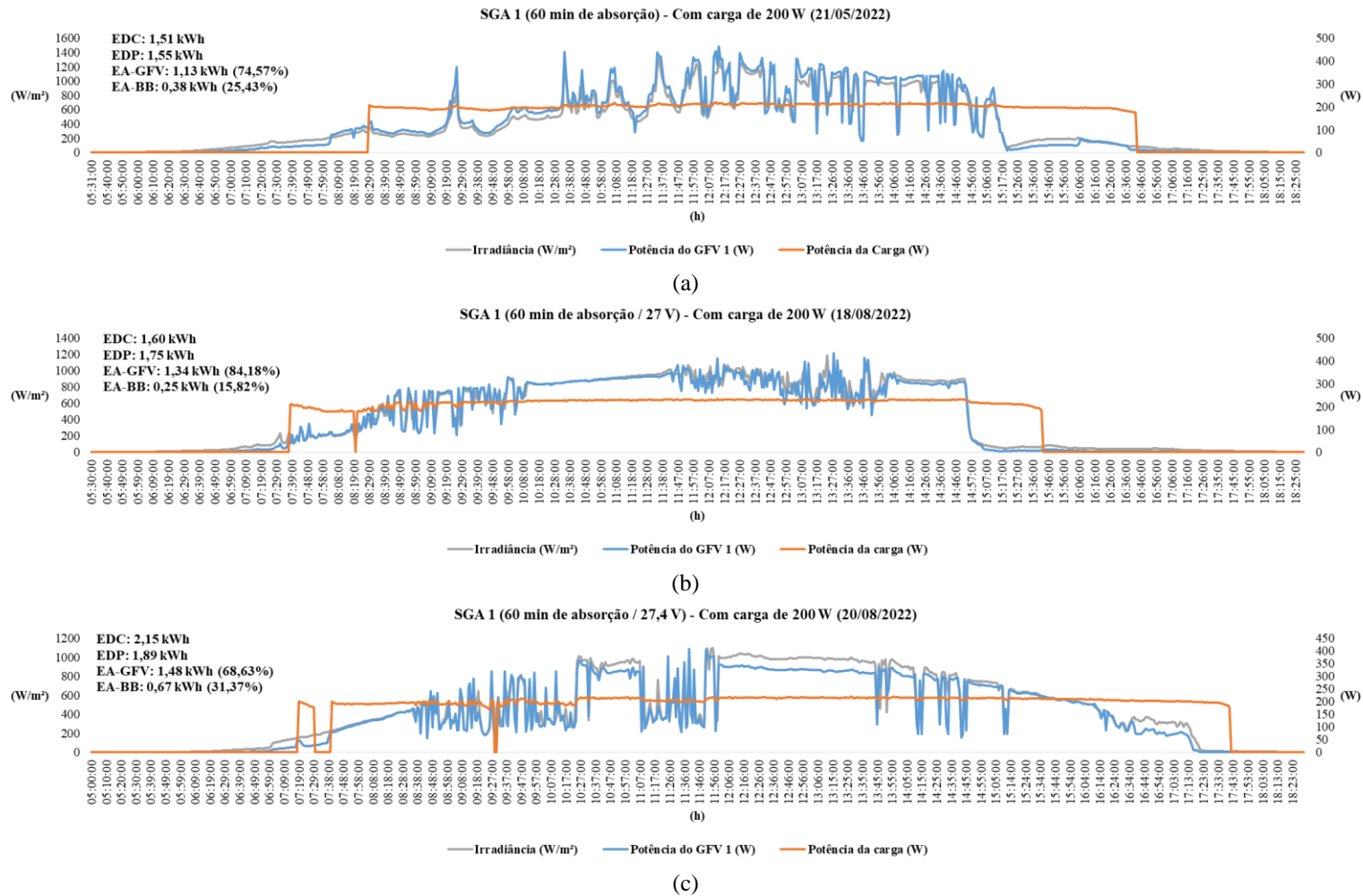
Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L_{CP} (%)	L_C (h)
21.05	3,246	5,18	60 min	26,4 V	37,30	1,93
18.08	3,666	5,65	60 min	27 V	35,06	1,98
20.08	3,957	6,08	60 min	27,4 V	34,95	2,13

Fonte: Autoria própria.

É possível perceber, pelos dados apresentados na Tabela 3.8, que a utilização do tempo de absorção de 60 min associado à tensão de reconexão de 27,4 V, foi mais vantajosa, pois houve uma mudança na tendência de aumento das perdas associada ao aumento de HSP. Devido à pequena diferença existe entre L_{CP} (%) dos dias 18/08/2022 e 20/08/2022, pode-se afirmar que a utilização da tensão de reconexão igual a 27 V, também é vantajosa, visto que Y_A destes dois dias é maior do que o calculado para o dia 21/05/2022, que possui um menor HSP e maior L_{CP} (%).

A Figura 3.4 apresenta os gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância para os dias 21/05/2022, 18/08/2022 e 20/08/2022 e a Tabela 3.9 apresenta todos os dias cujo tempo de absorção usado foi de 60 min, organizados em ordem crescente de Y_A . No Apêndice A são apresentados os gráficos de tensão e corrente do GFV e do banco de baterias para os três dias.

Figura 3.4 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 21/05/2022, (b) 18/08/2022 e (c) 20/08/2022³.



Fonte: Autoria própria.

³ Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

Tabela 3.9 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando a alteração da tensão de reconexão com tempo de absorção de 60 min.

Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L_{CP} (%)	L_C (h)
19.05	2,277	3,46	60 min	26,4 V	34,21	1,18
22.05	2,494	3,76	60 min	26,4 V	33,65	1,26
21.08	2,847	4,32	60 min	27,4 V	34,05	1,47
20.05	3,087	4,84	60 min	26,4 V	36,25	1,76
21.05	3,246	5,18	60 min	26,4 V	37,30	1,93
18.08	3,666	5,65	60 min	27 V	35,06	1,98
20.08	3,957	6,08	60 min	27,4 V	34,95	2,13
17.08	4,372	6,77	60 min	27 V	35,40	2,40

Fonte: Autoria própria.

A análise realizada para o uso do tempo de absorção de 180 min considerou os dias 29/06/2022, 10/06/2022 e 03/07/2022. Os três dias possuem HSP próximo a 4 h. A Tabela 3.10 apresenta os dados avaliados, organizados em ordem decrescente de L_{CP} (%).

Tabela 3.10 - Comparação de dias de medição com 180 min de tempo de absorção.

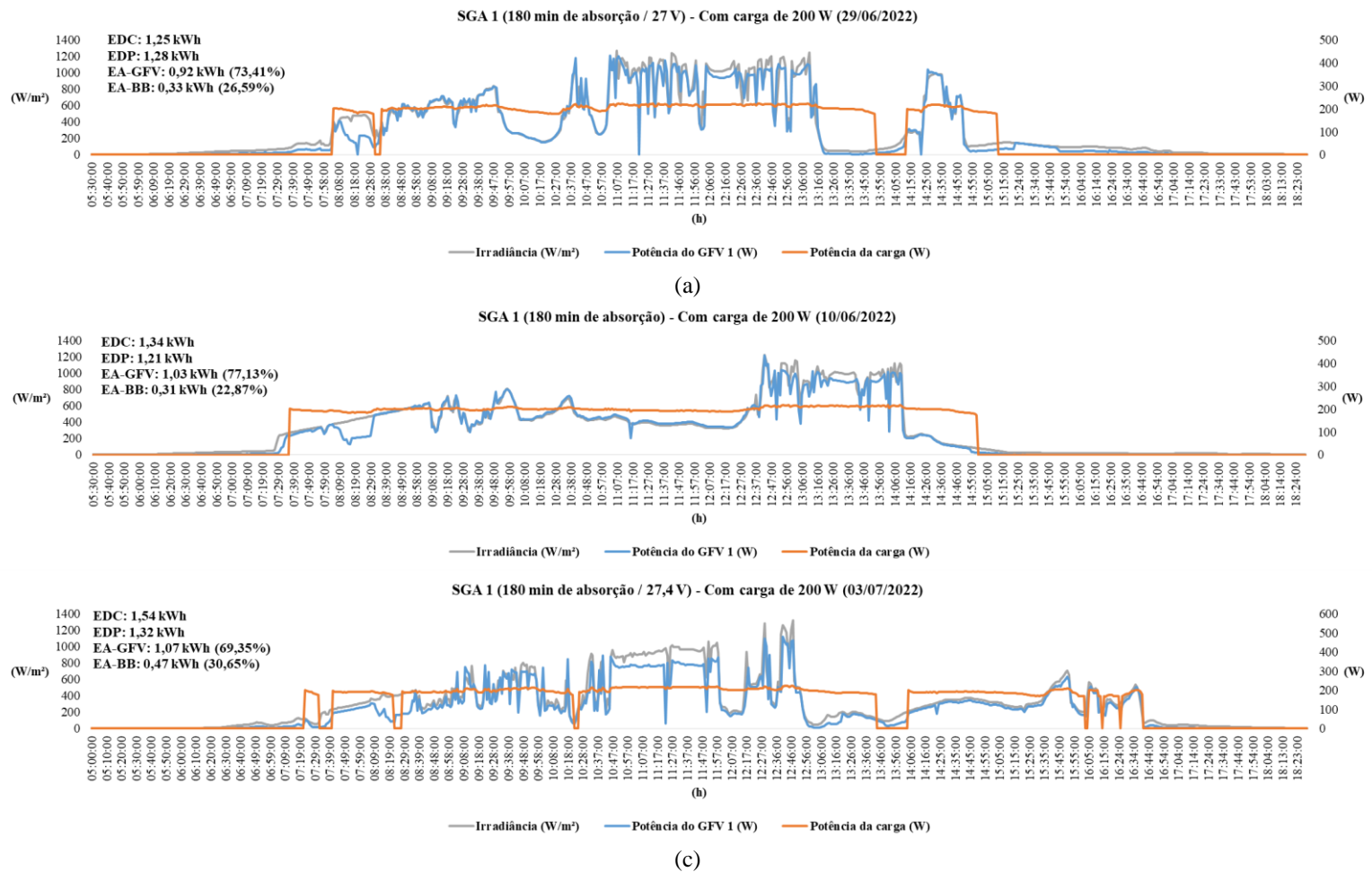
Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L_{CP} (%)	L_C (h)
29.06	2,680	4,38	180 min	27 V	38,85	1,70
10.06	2,540	4,01	180 min	26,4 V	36,71	1,47
03.07	2,770	4,16	180 min	27,4 V	33,33	1,39

Fonte: Autoria própria.

Para este caso, é nítida a vantagem da utilização da tensão de reconexão de 27,4 V no tempo de absorção de 180 min. O dia 03/07/2022, com HSP de 4,16 h e Y_A de 2,770 Wh/Wp, teve menor perda que o dia 29/06/2022 com HSP de 4,38 h e Y_A de 2,680 Wh/Wp (menor produtividade que no dia 03/07).

A Figura 3.5 apresenta os gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância para os dias 29/06/2022, 10/06/2022 e 03/07/2022 e a Tabela 3.11 apresenta todos os dias cujo tempo de absorção usado foi de 180 min, organizados em ordem crescente de Y_A . Também são apresentados os gráficos de tensão e corrente do GFV e do banco de baterias para os três dias.

Figura 3.5 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 29/06/2022, (b) 10/06/2022 e (c) 03/07/2022⁴.



Fonte: Autoria própria.

⁴ Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

Tabela 3.11 - Dados obtidos em ordem crescente de Y_A considerando a alteração da tensão de reconexão com tempo de absorção de 180 min.

Data	Y_A (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L_{CP} (%)	L_C (h)
10.06	2,540	4,01	180 min	26,4 V	36,71	1,47
29.06	2,680	4,38	180 min	27 V	38,85	1,70
03.07	2,770	4,16	180 min	27,4 V	33,33	1,39
11.06	3,393	5,36	180 min	26,4 V	36,74	1,97
09.06	3,410	5,38	180 min	26,4 V	36,59	1,97
28.06	3,426	5,33	180 min	27 V	35,71	1,90
02.07	4,031	6,14	180 min	27,4 V	34,38	2,11
13.06	4,192	6,79	180 min	26,4 V	38,21	2,59
12.06	4,437	7,03	180 min	26,4 V	36,92	2,60

Fonte: Autoria própria.

Dentre os testes realizados foi possível perceber que o melhor cenário, em relação ao aumento de produtividade do gerador fotovoltaico, ocorreu quando para os casos onde o HSP identificado era o mais alto comparado com os demais, porém acarretando em mais perdas por captura. A utilização do tempo de absorção de 180 min e tensão de reconexão de 27,4 V, mostrou-se mais vantajosa, pela baixa quantidade de perdas, sendo o melhor caso, em relação a este parâmetro.

A utilização do tempo de absorção de 60 min, mostrou-se vantajosa para baixos HSPs, quando utilizada tensão de reconexão igual a 26,4 V. Para HSPs mais altos, a modificação do tempo de absorção acarreta na diminuição de perdas, em comparação com outros parâmetros.

Quando utilizado o tempo de absorção de 120 min, foi possível observar que a produtividade teve aumentos quando associado ao valor de tensão de 26,4 V, ocasionando também a diminuição de perdas. A segunda melhor opção para este tempo de absorção foi quando associado ao valor de tensão de 27 V.

A próxima subseção apresenta os testes realizados na nanorrede c.c. utilizando as configurações que mais se adequam ao objetivo do trabalho em dois dos SGAs da nanorrede e o terceiro irá ser configurado da forma padrão.

3.3 Testes no sistema completo

De posse das configurações que mais agregam no quesito de aumento da produtividade e diminuição das perdas por captura foi realizada a análise do sistema completo alimentando a curva de carga apresentada no Capítulo 2 (Figura 2.8 e Tabela 2.6).

A organização dos testes foi realizada de modo a analisar a influência da alteração das configurações do controlador de carga de modo a avaliar o aumento da produtividade e a diminuição das perdas nos geradores fotovoltaicos. O primeiro teste considerou a configuração

padrão (tempo de absorção igual a 120 min e tensão de reconexão de absorção igual a 26,4 V) em todos os controladores do sistema durante um dia inteiro. Para o segundo teste, que também durou um dia inteiro, as configurações adotadas estão descritas na Tabela 3.12.

Tabela 3.12 - Configurações adotadas para os controladores de carga.

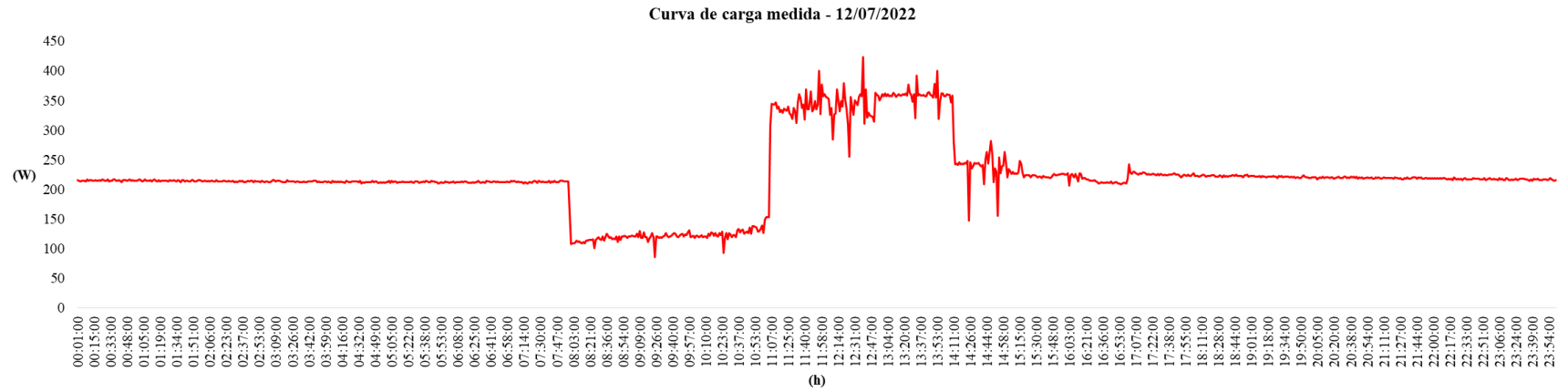
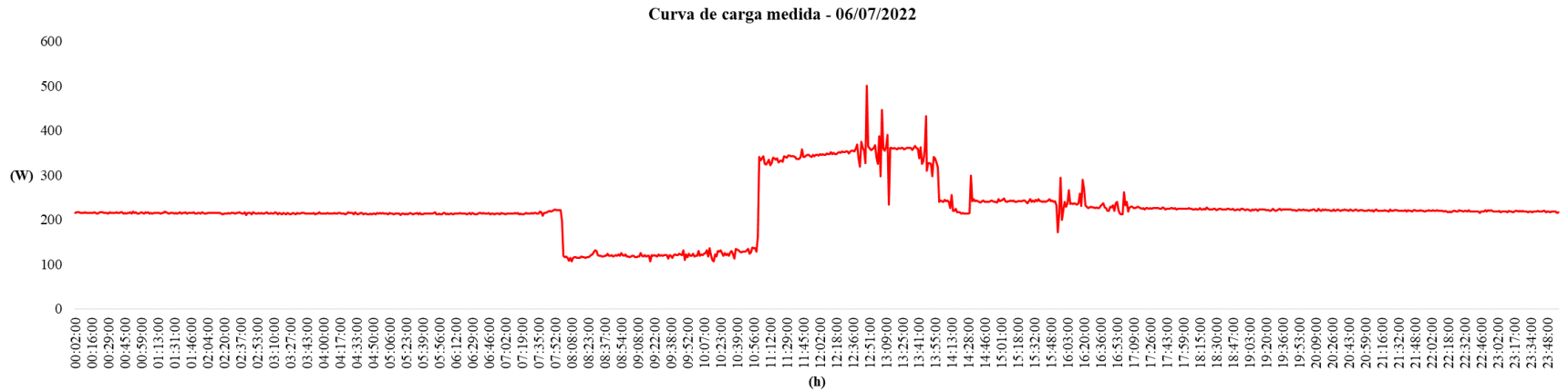
Configuração 1		Configuração 2		Configuração 3	
SGA 1	Ligado	SGA 2	Ligado	SGA 3	Ligado
Tempo de absorção	180 min	Tempo de absorção	120 min	Tempo de absorção	120 min
Tensão de reconexão da absorção	27,4 V	Tensão de reconexão da absorção	27 V	Tensão de reconexão da absorção	26,4 V

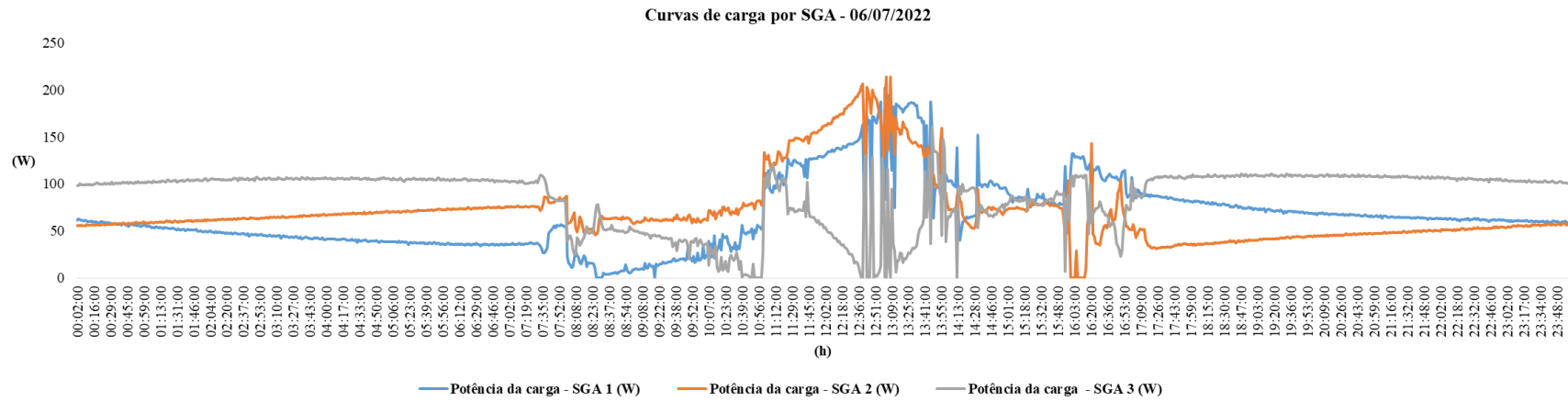
Fonte: Autoria Própria.

A Figura 3.6 apresenta as curvas de carga durante as medições realizadas em 06/07/2022 (Figura 3.6 (a)) e 12/07/2022 (Figura 3.6 (b)). É possível notar que, nos dois casos, a curva segue o formato que foi planejado no Capítulo 2. As curvas foram compostas pela soma dos valores de potência de carga atendidas pelos três SGAs, o que explica o fato de os valores de potência serem maiores do que o da potência de cargas acionadas, bem como os picos de potência presentes nos gráficos.

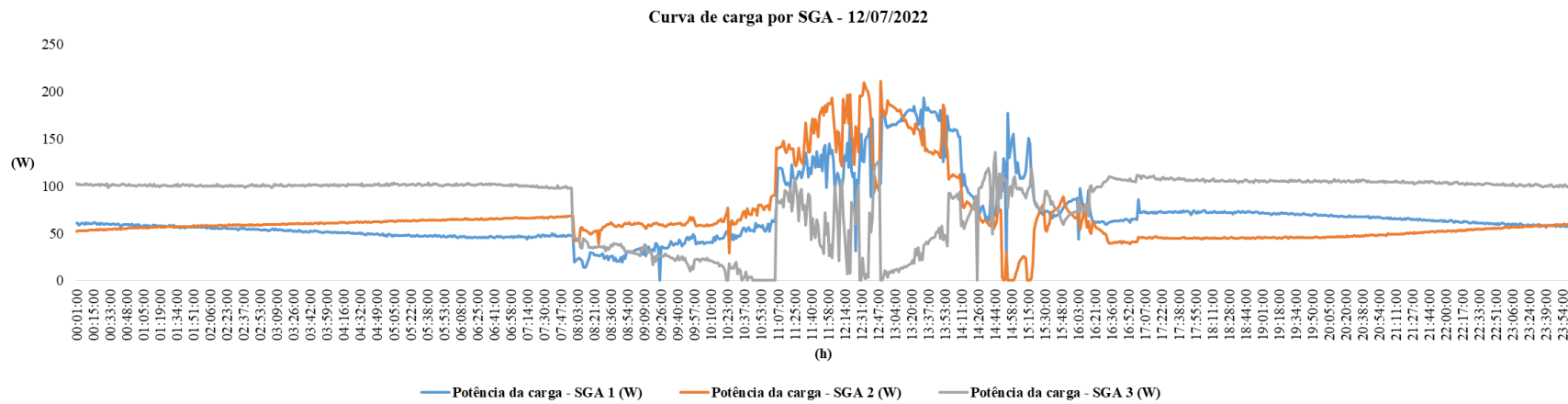
Como os SGAs estão conectados a uma rede em anel, cada um deles pode atender a todos os bancos de carga, sendo o atendimento automático dado pela proximidade entre os bancos de cargas e os SGAs (observado na Figura 2.1 do Capítulo 2). Outra observação a ser realizada é o fato de haver intercâmbio de energia entre os SGAs, com o intuito de equalizar os valores de tensão dos bancos de baterias do sistema, tal fato pode ser observado em Torres (2019). A Figura 3.6 apresenta também os gráficos de atendimento de cargas por SGA em 06/07/2022 (Figura 3.6 (c)) e 12/07/2022 (Figura 3.6 (d)).

Figura 3.6 - Curvas de carga medidas no sistema completo (a) 06/07/2022, (b) 12/07/2022 e por SGA (c) 06/07/2022 e (d) 12/07/2022.





(c)



(d)

Fonte: Autoria própria.

Na primeira medição realizada (06/07/2022) com o sistema completo funcionando, foi observado um HSP de 6,09, com produtividade total calculada (contabilizando os três SGAs) de 11,105 Wh/Wp. Na segunda medição deste tipo (12/07/2022), o HSP observado foi de 5,51 e a produtividade total calculada foi de 10,325 Wh/Wp.

Alguns pontos devem ser observados quando são analisados os sistemas individualmente. Analisando Y_A de cada SGA (apresentados na Tabela 3.13), percebe-se que todas as produtividades calculadas para o dia 12/07/2022 são menores que os calculados para o dia 06/07/2022, por conta do HSP observado também ser menor.

Tabela 3.13 - Dados de produtividade considerando configuração mista no sistema completo.

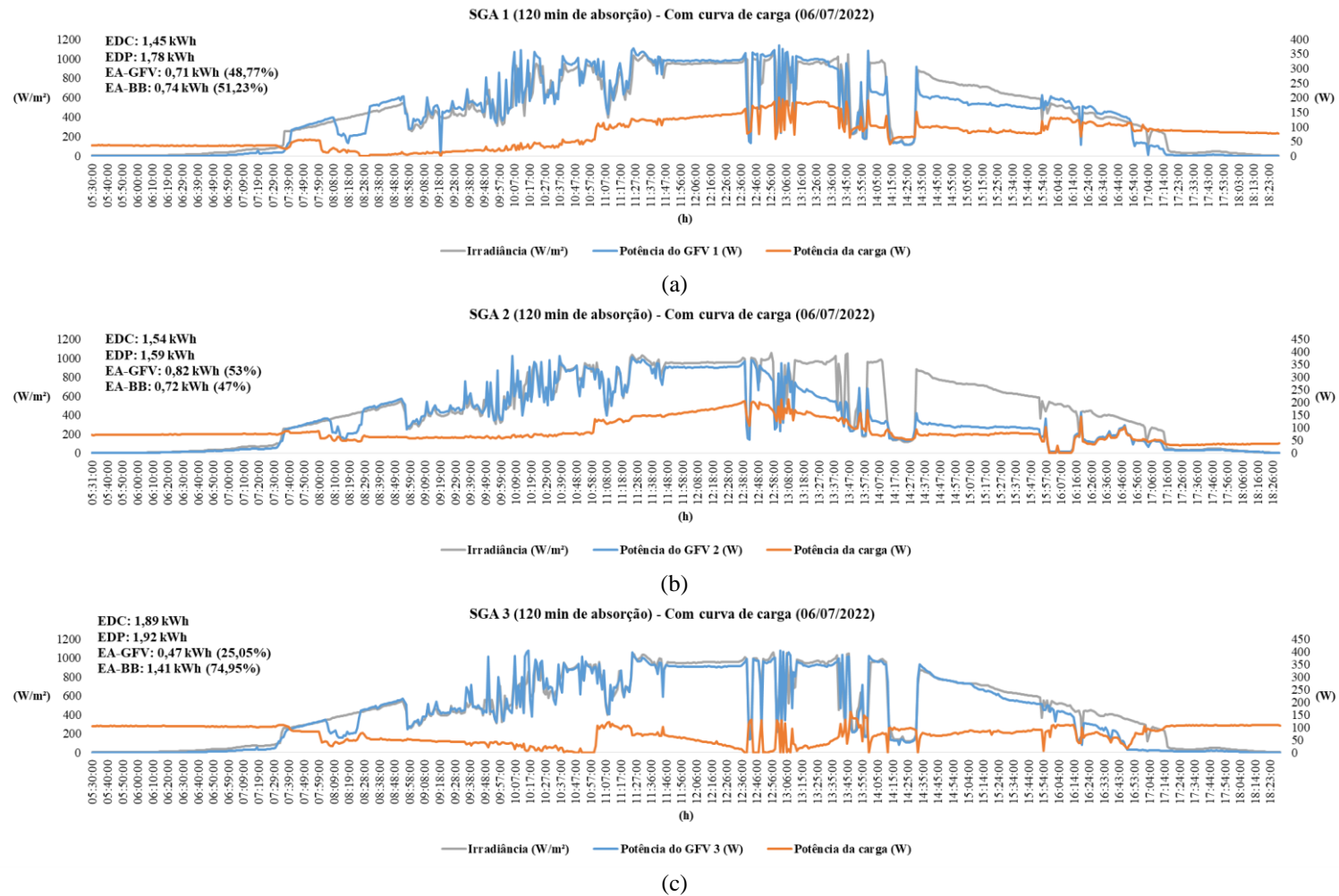
Data	SGA	Y_A (Wh/Wp)	HSP	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L_{CP} (%)	L_C (h)
06.07	1	3,738	6,09	120 min	26,4 V	38,60	2,35
	2	3,339		120 min	26,4 V	45,16	2,75
	3	4,027		120 min	26,4 V	33,86	2,06
12.07	1	3,339	5,51	180 min	27,4 V	39,43	2,17
	2	3,164		120 min	27 V	42,60	2,35
	3	3,821		120 min	26,4 V	30,68	1,69

Fonte: Autoria própria.

Quando vistos individualmente, é possível notar uma diminuição na quantidade de perdas quando analisado o parâmetro L_C , o que dá um bom indicativo da vantagem da alteração dos parâmetros estudados. Contudo ressalta-se que um maior número de situações, envolvendo um maior número de dias com diferentes níveis de HSP para cada configuração, ainda é necessário avaliar.

A Figura 3.7 apresenta a geração, atendimento das cargas e irradiância em cada um dos SGAs, no dia 06/07/2022. Concomitantemente, a Figura 3.8 apresenta os mesmos parâmetros, para o dia 12/07/2022. No Apêndice A são apresentados os gráficos de tensão e corrente do GFV e do banco de baterias para os dois dias citados, separado por SGA.

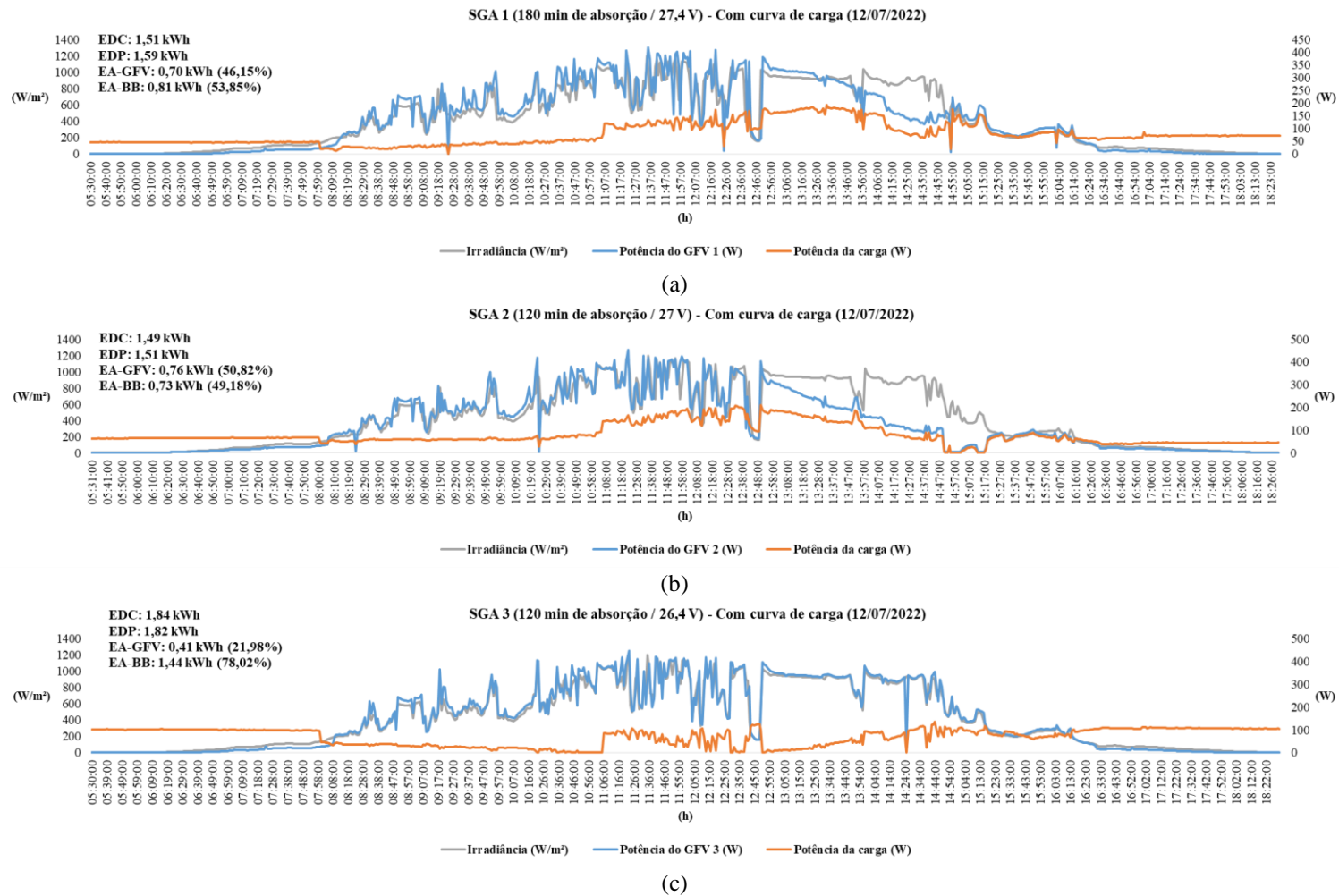
Figura 3.7 - Gráficos de atendimento de carga diretamente pelo GFV de 06/07/2022 (a) SGA 1, (b) SGA 2 e (c) SGA 3⁵.



Fonte: Autoria própria.

⁵ Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

Figura 3.8 - Gráficos de atendimento de carga diretamente pelo GFV de 12/07/2022 (a) SGA 1, (b) SGA 2 e (c) SGA 3⁶.



Fonte: Autoria própria.

⁶ Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

3.4 Considerações Finais

De posse dos dados analisados é notório que a modificação dos parâmetros tempo de absorção e tensão de reconexão da absorção impactam diretamente no aumento da produtividade (Y_A) e na diminuição das perdas por captura (L_C), desde que analisados juntamente com o HSP observado no dia desejado.

O intercâmbio de energia na nanorrede faz com que os resultados no sistema com configuração mista, embora melhores quanto a diminuição de perdas, sejam difíceis de serem percebidos, uma vez que é difícil mensurar o quanto de energia cada SGA contribuiu para a equalização do valor de tensão dos bancos de baterias ou mesmo no atendimento das cargas, já que estas estão dispostas diretamente na nanorrede.

Para se obter os resultados de forma mais clara é necessário submeter todos os SGAs a uma mesma configuração, e observar qual configuração é mais vantajosa para a disposição da rede e época do ano.

Uma forma de utilização das diretivas propostas no presente trabalho é adotar alterações no *set point* de controladores de carga em campo, que se adequem aos aspectos ambientais da região de instalação, podendo ser uma única configuração para locais de difícil acesso ou configurações sazonais, verificando as épocas de maior ou menor disponibilidade do recurso solar.

CONCLUSÃO

De acordo com o que foi exposto sobre a nanorrede isolada em c.c. do GEDAE/UFPA fica clara a importância na divulgação de pesquisas e estudos, com o objetivo de aplicar os conhecimentos e conclusões em sistemas já instalados em comunidades ribeirinhas da Amazônia.

As nanorredes isoladas em c.c. são regidas pelos parâmetros pré-configurados dos controladores de carga, baseados na curva de carregamento das baterias (sistema de armazenamento de energia).

No presente trabalho foram testadas configurações onde são alterados parâmetros oriundos da curva de carregamento das baterias, mais precisamente, do estágio de absorção. Foram escolhidas duas estratégias: a primeira visa alterar o tempo em que a bateria fica no estágio de absorção, variando entre 60 min, 120 min (valor padrão) e 180 min; a segunda estratégia, além de modificar o tempo de absorção, altera também o valor da tensão de reconexão da absorção para 26,4 V (valor padrão), 27 V e 27,4 V.

O objetivo das alterações nas configurações é verificar se há relação entre o aumento de produtividade dos geradores fotovoltaicos, a diminuição de perdas por captura e os parâmetros modificados. Com os testes realizados foi constatado que a premissa é válida.

Primeiramente, foram testadas as novas configurações em apenas um SGA, alimentando um valor fixo de potência para as cargas (200 W), sendo constatado que o aumento apenas do tempo de absorção contribui para o aumento de produtividade desde que associado a altas HSP. Para valores de HSP baixos, foi constatado que o menor valor de tempo de absorção acarreta em menos perdas por captura, contribuindo assim para o aumento de produtividade. A modificação dos valores de tensão de reconexão mostrou-se vantajosa na diminuição de perdas, tendo uma tendência de diminuição destas quando se aumenta o valor da tensão.

De posse da análise das configurações em um único sistema, foram configurados os três SGAs, cada um de uma forma diferente (SGA 1 com 180 min e 27,4 V; SGA 2 com 120 min e 27 V; e SGA 3 com 120 min e 26,4 V). Os bancos de cargas foram acionados de modo a compor uma curva de carga baseada no consumo típico de uma nanorrede c.c. em funcionamento na Ilha da Onças/Barcarena-PA.

Com a nanorrede em configuração mista e atendendo a curva de carga, a vantagem em relação ao aumento da produtividade ainda é válida, porém não foi observada, pois o HSP do dia em que foi implementada a configuração mista foi menor do que o HSP do dia em que se utilizou a configuração de fábrica. Ainda assim, foi observada uma diminuição nas perdas por

captura. A melhor visualização das vantagens da modificação dos parâmetros deve ser observada quando todos os controladores associados à rede estiverem configurados da mesma forma, por conta do intercâmbio de energia e atendimento de cargas aleatório.

Outra possibilidade para melhor avaliação dos resultados individuais seria utilizar controladores, sob mesma condição de sol, com configurações distintas e não conectados a uma mesma rede.

Embora a metodologia empregada necessite ser mais refinada (adicionando novos arranjos de rede e análises de temperatura ambiente, de costa dos módulos fotovoltaicos e das baterias), os resultados apresentados neste trabalho fornecem um bom indicativo de que o tema abordado merece ser observado com maior nível de detalhamento.

O presente trabalho pode servir como base para a continuação dos estudos relativos à operação de nanorredes c.c., que tenham o mesmo princípio de funcionamento. Sendo assim, pode-se sugerir como trabalhos futuros:

- Reprodução dos ensaios com um maior número de dias de operação com diferentes HSP de modo a se avaliar estatisticamente;
- Avaliação dos *set points* analisados com diferentes perfis de curvas de carga;
- Avaliação dos *set points* configurados de forma igual e não mista na nanorrede c.c.;
- Avaliação do tema em uma nanorrede c.c. em operação atendendo edificações ribeirinhas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUQUERQUE, L. O. (2019). Avaliação da Qualidade do Suprimento de Energia Elétrica no Laboratório de Sistemas Híbridos e Microrredes do GEDAE/UFPA. *Trabalho de Conclusão de Curso*. Belém, Pará, Brasil: UFPA.

ALUBAR. (2005). Cabos Multiplexados e Singelos XLPE/PE - 0,6 / 1kV. *Folha de Dados*.

BRASIL, C. F. (2018). Análise Técnico-Econômica e de Eficiência dos Principais Tipos de Baterias Utilizadas em Sistemas Fotovoltaicos Isolados. *Trabalho de Conclusão de Curso*. Manaus, Amazonas, Brasil: Universidade do Estado do Amazonas.

CARDOSO, B. B., VICENTE, I., BONA, J. C., MARTINS, M. A., & SANTOS, R. B. (2022). Microgrid in an Isolated System - Ilha das Cobras. Prague, Czech Republic: International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET 2022).

COELHO, R. F. (2013). Concepção, Análise e Implementação de uma Microrrede Interligada à Rede Elétrica para Alimentação Ininterrupta de Cargas c.c. a partir de Fontes Renováveis . *Tese de Doutorado*. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil: UFSC.

COPPEZ, G., CHOWDHURY, S., & CHOWDHURY, S. P. (2010). The Importance of Energy Storage in Renewable Power Generation: A Review. p. 1-5. In: Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International. IEEE.

COTA, L., MAIA, Y. N., DIAS, A. L., FOGLI, A., G., & SOUZA, I. D. (2020). Análise de compensação Feed-Forward em Dispositivos Formadores de Rede Monofásica. *Anais do Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2020)*. doi:10.48011/asba.v2i1.1250

DECRETO Nº 4.873/2003. (2003). Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS" e dá outras providências. Brasil.

EPEVER. (2020). eLOG01 - Logger. *Ficha de dados*.

EPEVER. (2020). XTRA N Series. *Manual do Usuário*.

FERREIRA, A. C., BLASQUES, L. C., & PINHO, J. T. (2014). Avaliações a Respeito da Evolução das Capacidades Contratada e Instalada e dos Custos da Energia Eólica no Brasil: do PROINFA aos Leilões de Energia. *Revista Brasileira de Energia Solar (RBENS)*, Volume V(Número 1), p. 82-91.

FERREIRA, P. E. (2015). Integração e Controle de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de Baixa Tensão. *Dissertação de Mestrado*. Porto, Portugal: Universidade do Porto.

FONSECA, A. C. (2021). Qualidade da Energia Elétrica em uma Nanorrede de Distribuição em Corrente Contínua. *Trabalho de Conclusão de Curso*. Belém, Pará, Brasil: UFPA.

KROTH, G., & RAMPINELLI, G. A. (2020). Análise de Indicadores de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico com Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor e Diferentes Ângulos Azimutais. Fortaleza, CE: Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar.

- LOKESHREDDY, M., KUMAR, P. J., CHANDRA, S. A., BABU, T. S., & RAJASEKAR, N. (2017). Comparative Study on Charge Controller Techniques for Solar PV System. *Energy Procedia*, 1070-1077. doi:10.1016/j.egypro.2017.05.230
- LUGON, A. R., GALDINO, M., BENINCÁ, E. A., & RIBEIRO, C. M. (2020). Controle de Carga de Bancos de Baterias de Sistemas Fotovoltaicos Utilizando uma Arquitetura Segmentada. Fortaleza, CE: Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar.
- MACÊDO, L. R. (2019). Análise Comparativa entre Microrredes em Corrente Contínua e em Corrente Alternada. *Dissertação de Mestrado*. Bragança, Portugal: Instituto Politécnico de Bragança.
- MAITHILI, P., & KANAKARAJ, K. (2019). A Charge Controller Techniques for Solar PV System. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, Volume 8(Issue 6S3).
- MAJAW, T., DEKA, R., ROY, S., & GOSWAMI, B. (2018). Solar Charge Controllers Using MPPT and PWM: A Review. *ADBU Journal of Electrical and Electronics Engineering (AJEEE)*, Volume 2(Issue 1).
- MOIA, J. (2018). Análise da Conexão de Produtos Eletrônicos Atuais em Redes de Distribuição/Microrredes em Corrente Contínua. *Revista Ilha Digital*, vol. 7, pp. 144 - 157.
- MONTEIRO, L. G., & ZILLES, R. (2004). Estratégias de Controle de Carga em Pequenos Sistemas Fotovoltaicos. Campinas, São Paulo: In Anais do 5º Encontro de Energia no Meio Rural.
- MOURA. (2020). 12MS111. *Folha de dados*.
- NOVUS. (2021). MANUAL DE INSTRUÇÕES. Rio Grande do Sul, Brasil.
- OLIVEIRA, T. R. (2016). Distribuição Local de Energia em Corrente Contínua: Estudo, Desenvolvimento e Implementação de um Protótipo de Nanorrede c.c. Dedicado aos Setores Residencial e Comercial. *Tese de Doutorado*. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil: UFMG.
- PERGHER, R. (2018). Estimativa do Estado de Saúde de Baterias Chumbo-ácido Seladas Aplicadas em Sistemas de Emergência de Elevadores. *Trabalho de Conclusão de Curso*. Porto Alegre, RS, Brasil: UFRGS.
- PHURAILATPAM, C., RAJPUROHIT, B. S., & WANG, L. (2018). Planning and Optimization of Autonomous DC Microgrids for Rural and Urban applications in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, p. 192-204.
- REITER, A. R., REITER, R. D., & PÉRES, A. (2014). Controlador de Carga de Acordo com a Portaria 396 do INMETRO. *Seminário de Eletrônica de Potência e Controle (SEPOC 2014)*. doi:10.13140/RG.2.1.3871.0882
- RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1.000/2021. (2021). Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasil.

STECA. (2014). Steca Solarix PI - SXPI1100. *Ficha de dados*.

TORRES, P. F. (2019). Desenvolvimento e Modelagem de uma Nanorrede de Distribuição em Corrente Contínua em Baixa Tensão com Sistemas de Geração Distribuída. *Dissertação de Mestrado*. Belém, Pará, Brasil: UFPA.

TRITEC. (2022). Installation Instructions - Irradiation Sensor - Spektron 210.

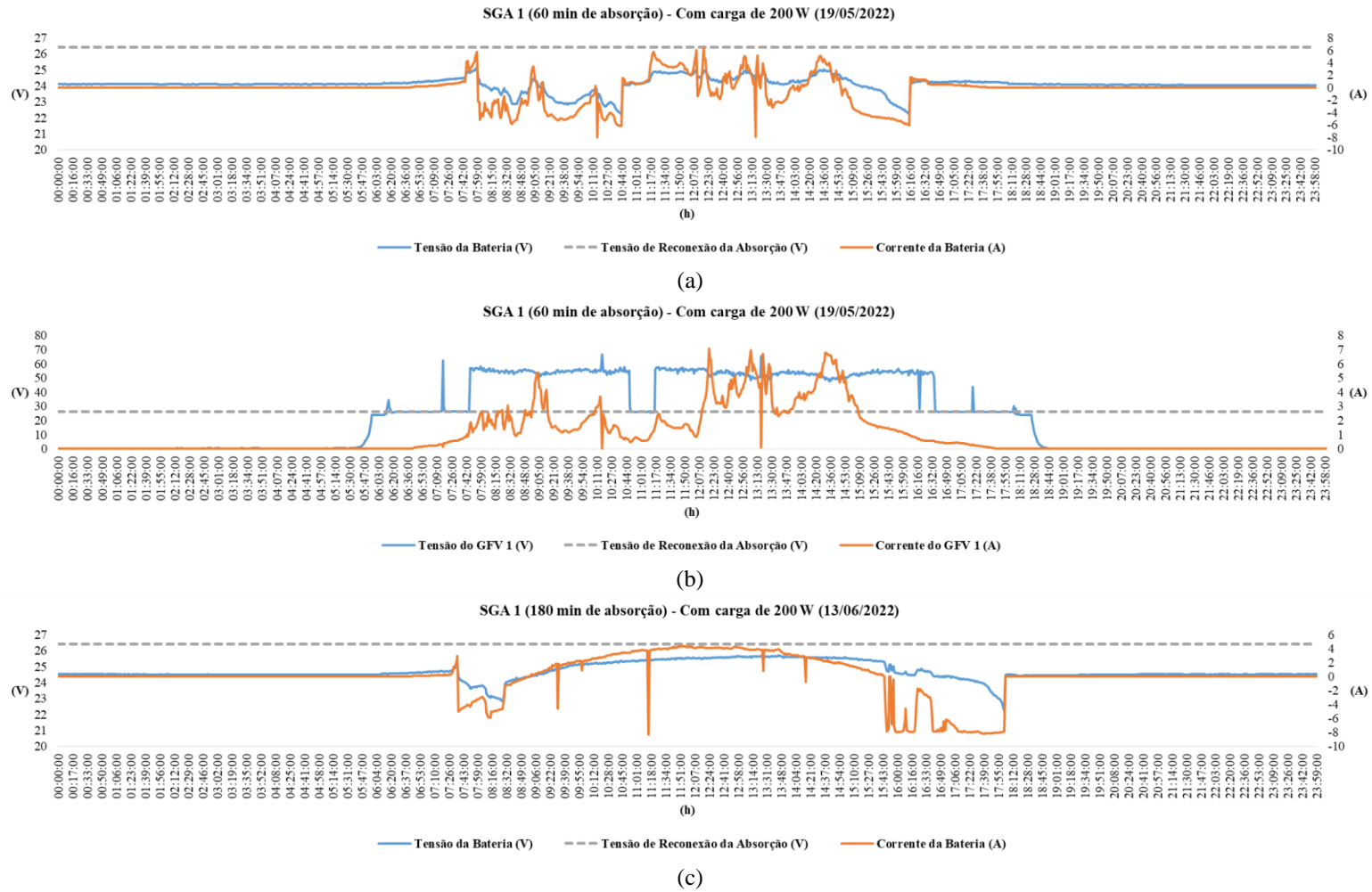
VILLALVA, M., & GAZOLI, J. (2012). *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede* (Vol. 1). São Paulo: Érica.

YINGLI. (2013). YL245P-29b. *Datasheet*.

ZILLES, R., MACÊDO, W. N., GALHARDO, M. A., & OLIVEIRA, S. H. (2012). *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. São Paulo: Oficina de Textos.

APÊNDICE A

Figura A.1 - Tensão e corrente do banco de baterias ((a) 19/05/2022, (c) 13/06/2022 e (e) 25/05/2022) e do GFV ((b) 19/05/2022, (d) 13/06/2022 e (f) 25/05/2022).



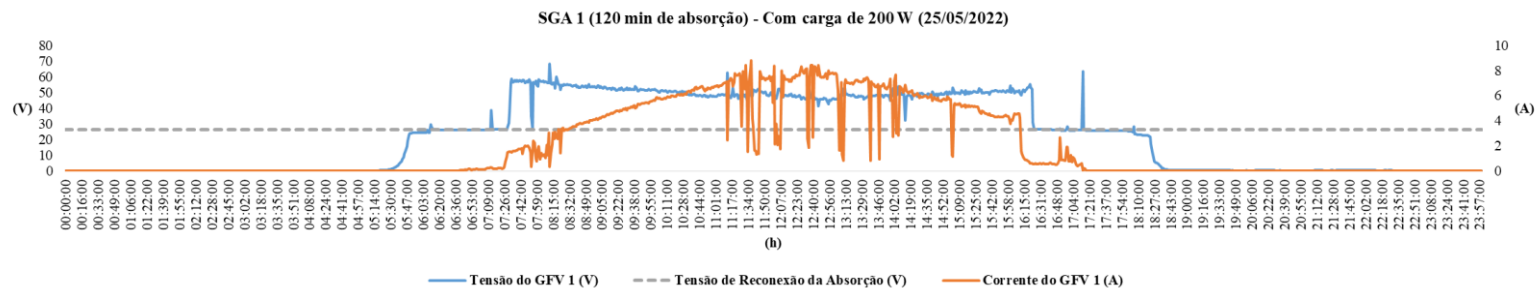
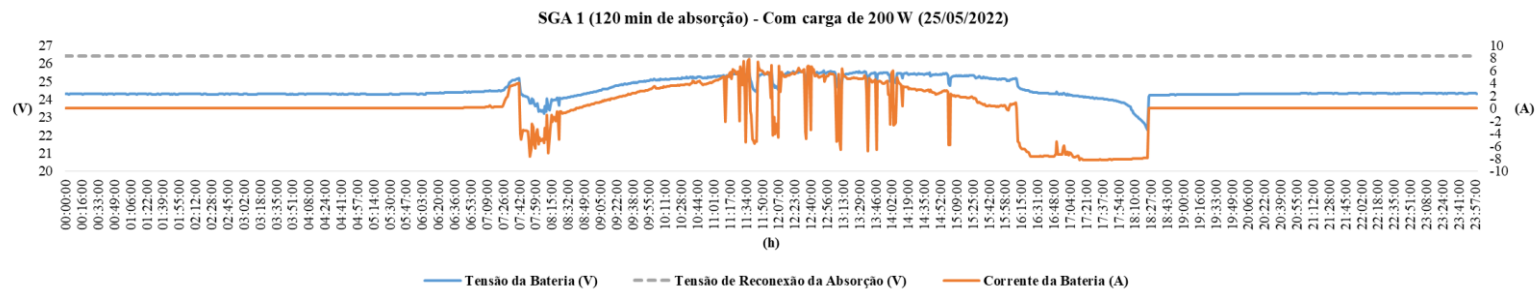
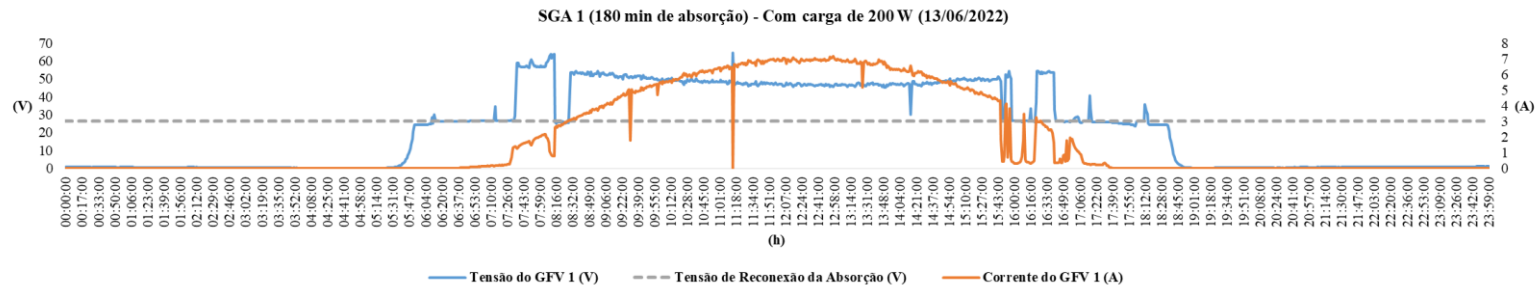
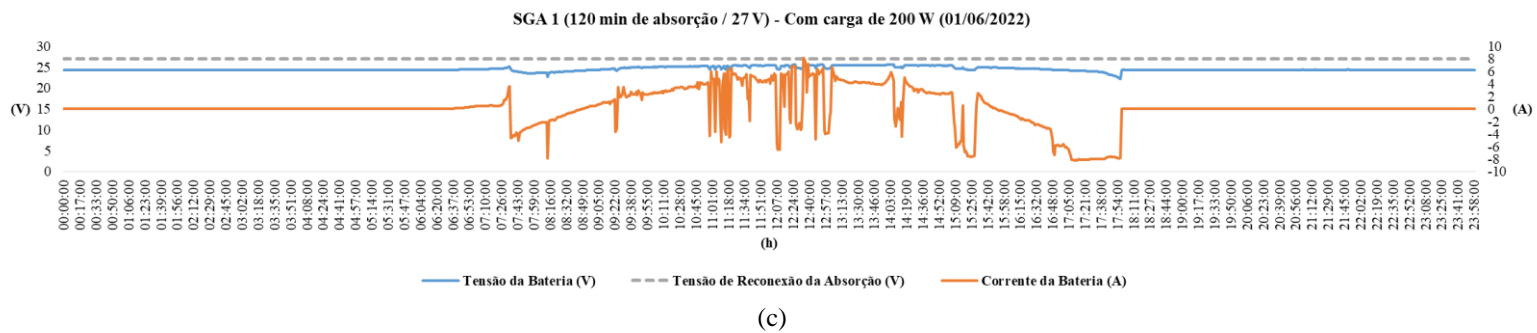
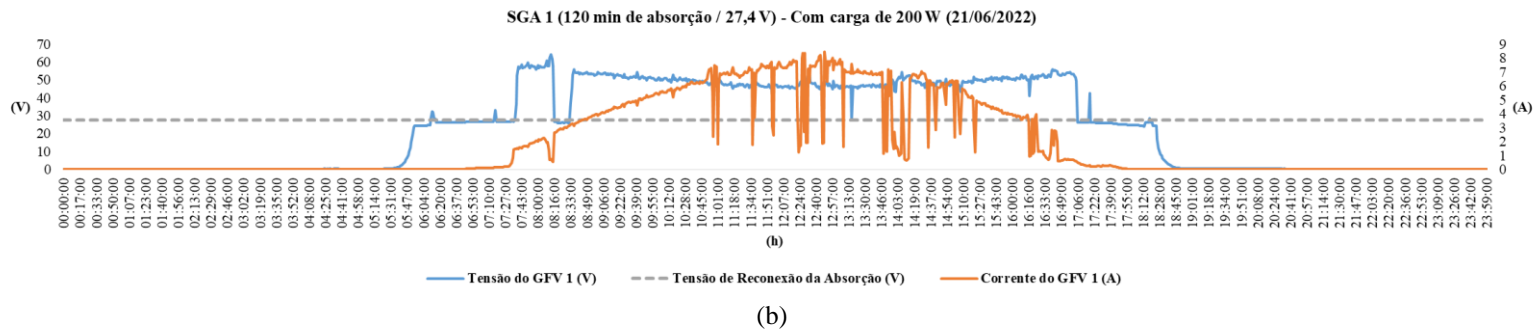
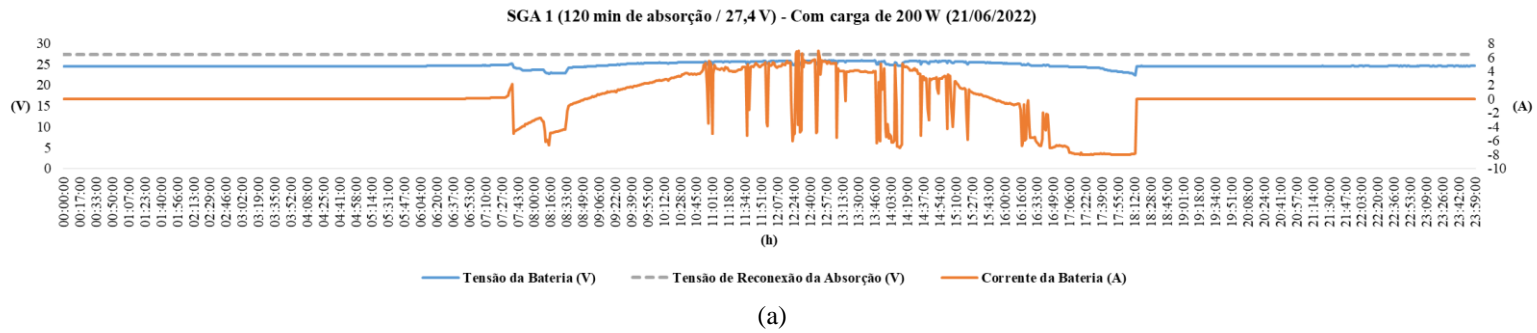


Figura A.2 - Tensão e corrente do banco de baterias ((a) 21/06/2022, (c) 01/06/2022 e (e) 26/05/2022) e do GFV ((b) 21/06/2022, (d) 01/06/2022 e (f) 26/05/2022).



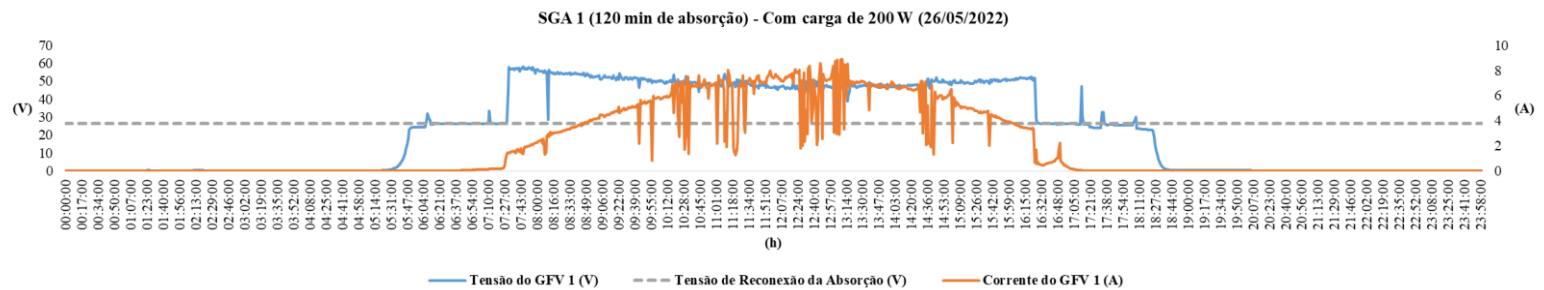
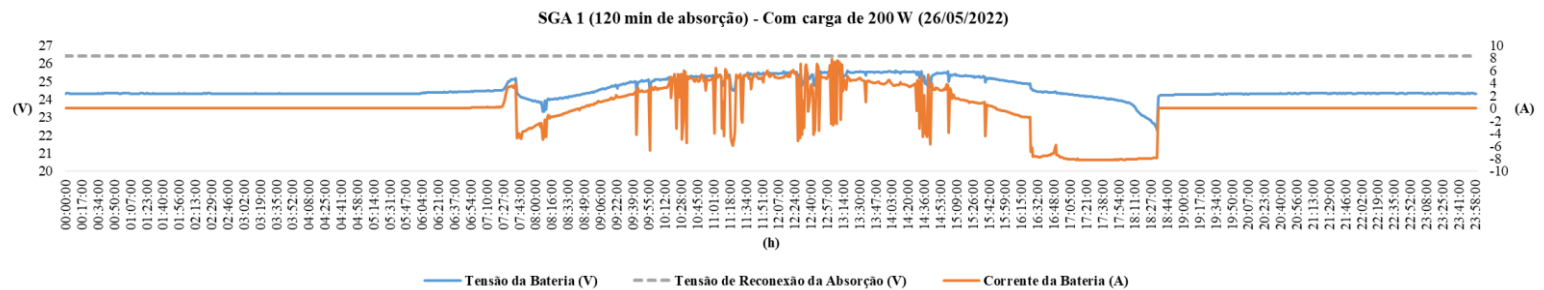
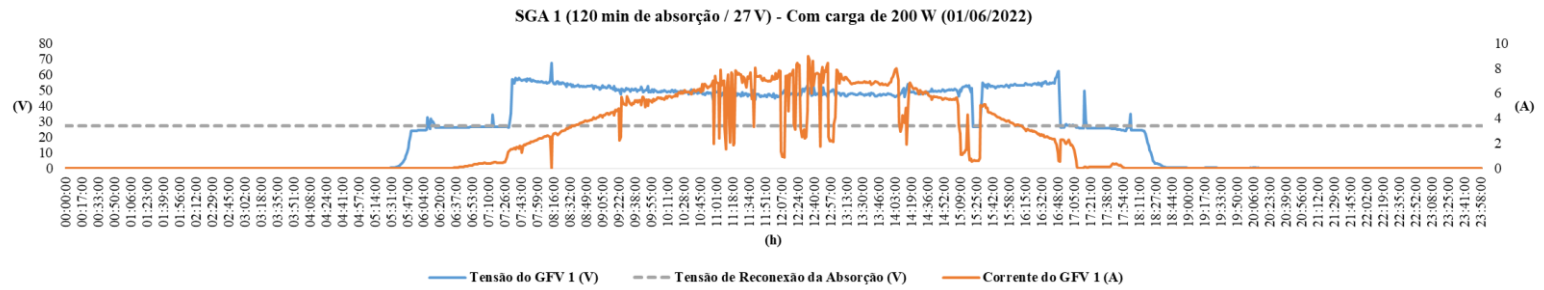
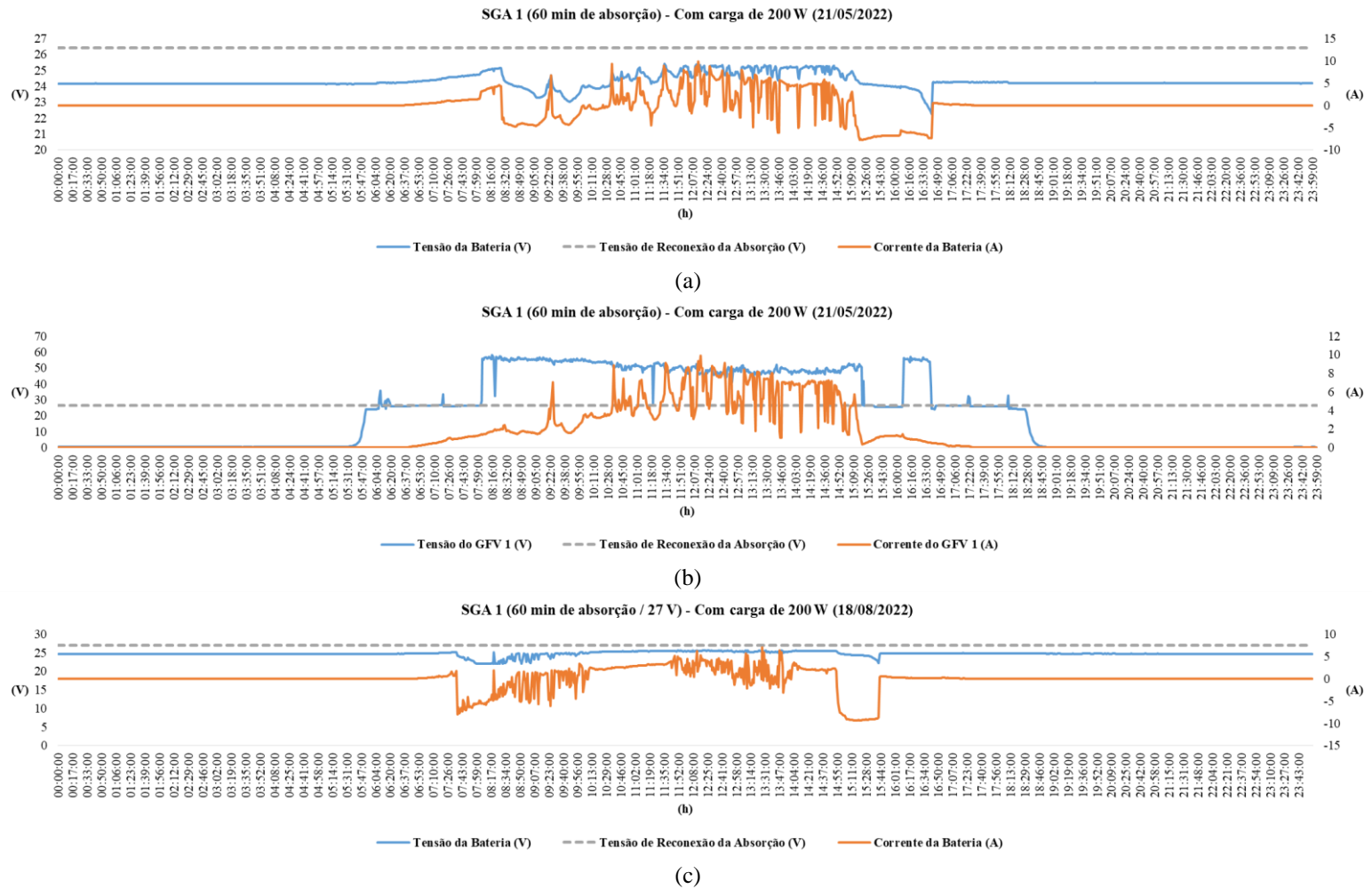


Figura A.3 - Tensão e corrente do banco de baterias ((a) 21/05/2022, (c) 18/08/2022 e (e) 20/08/2022) e do GFV ((b) 21/05/2022, (d) 18/08/2022 e (f) 20/08/2022).



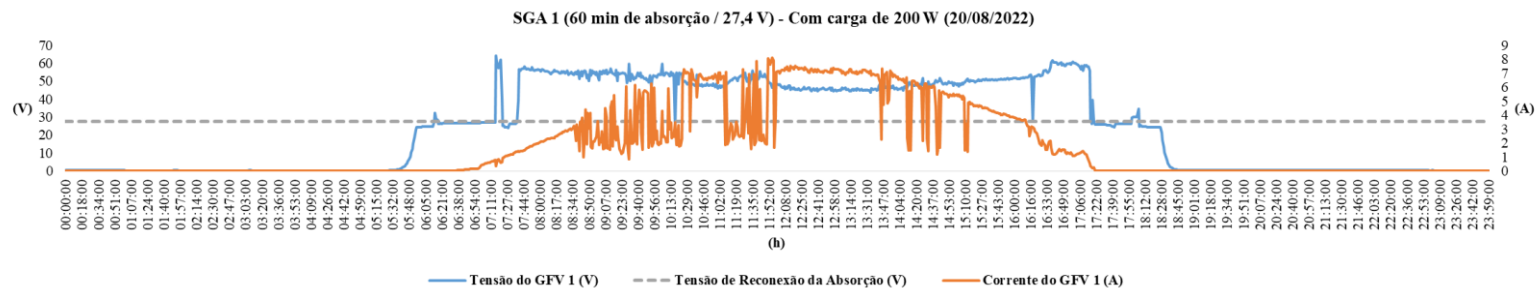
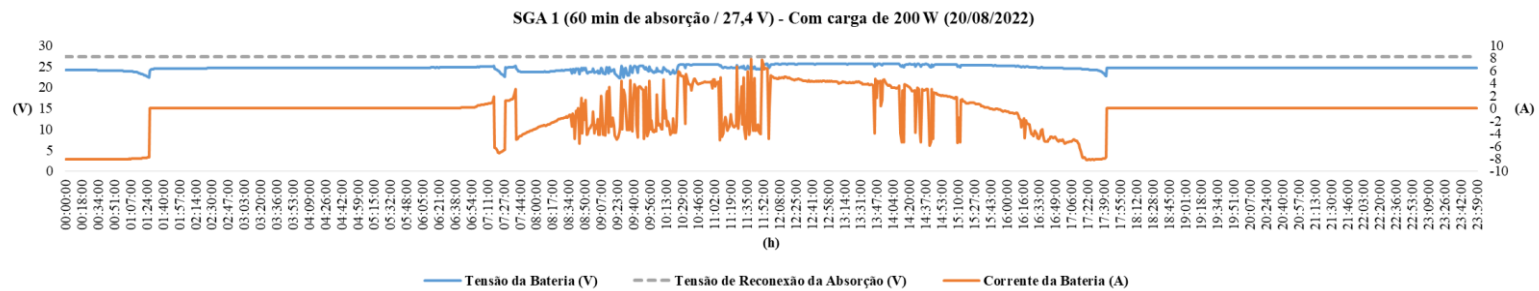
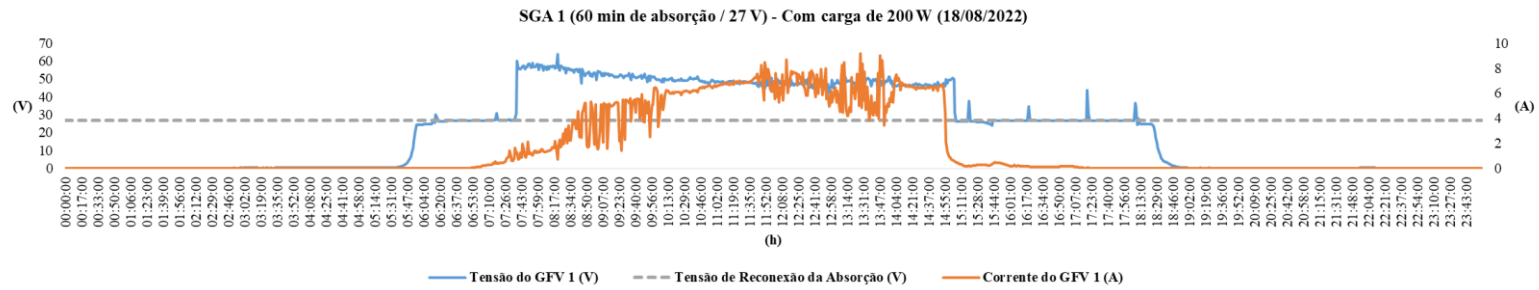
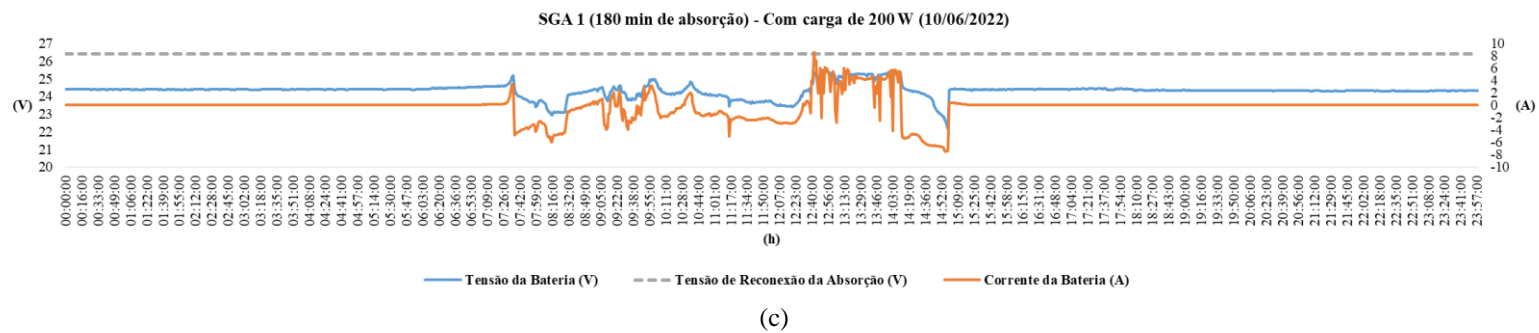
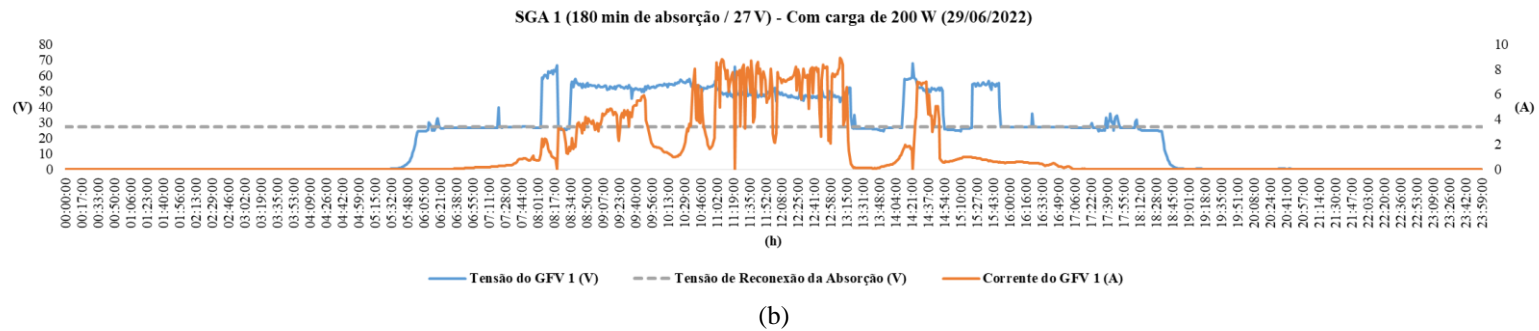
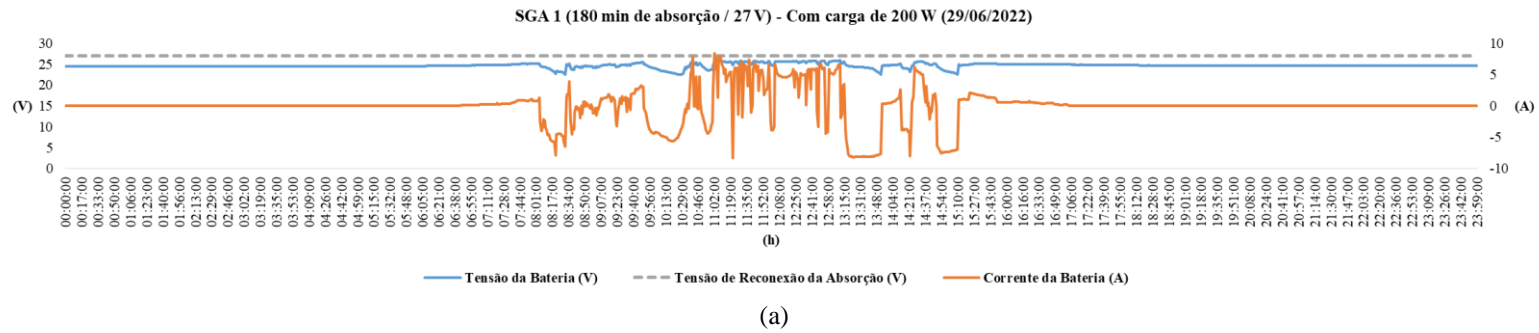


Figura A.4 - Tensão e corrente do banco de baterias ((a) 29/06/2022, (c) 10/06/2022 e (e) 03/07/2022) e do GFV ((b) 29/06/2022, (d) 10/06/2022 e (f) 03/07/2022).



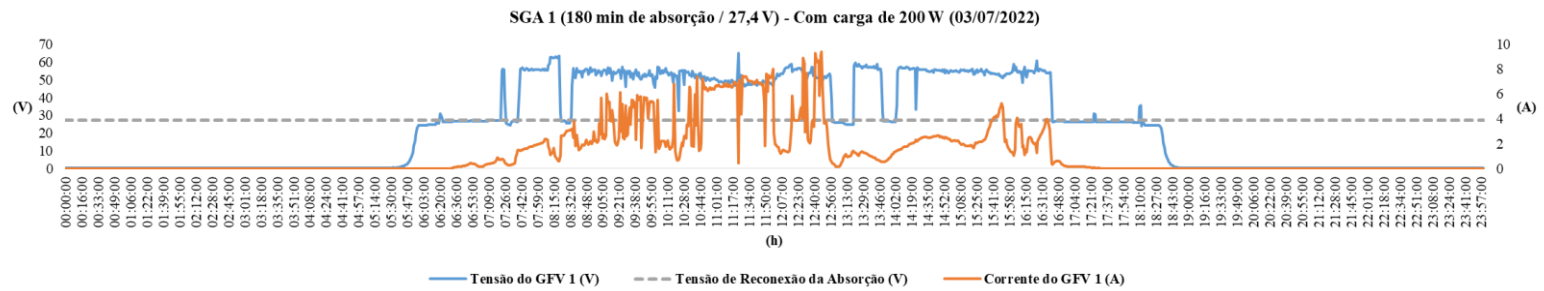
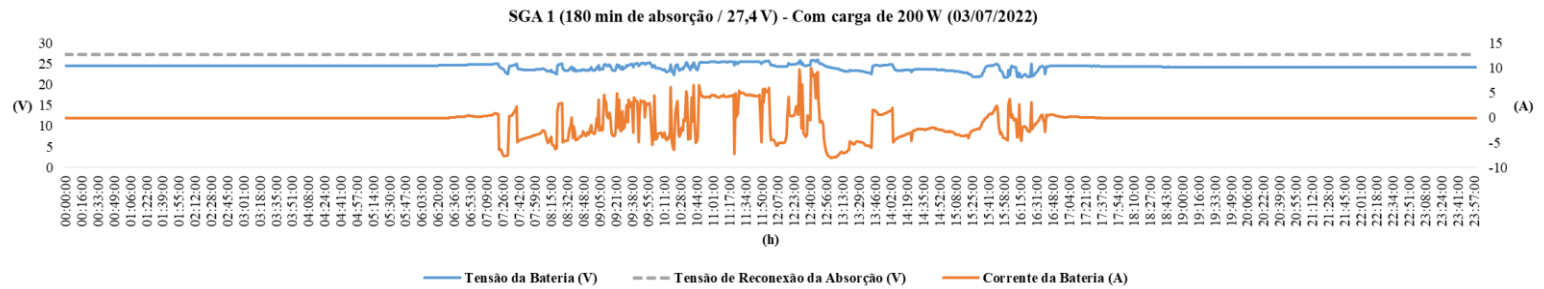
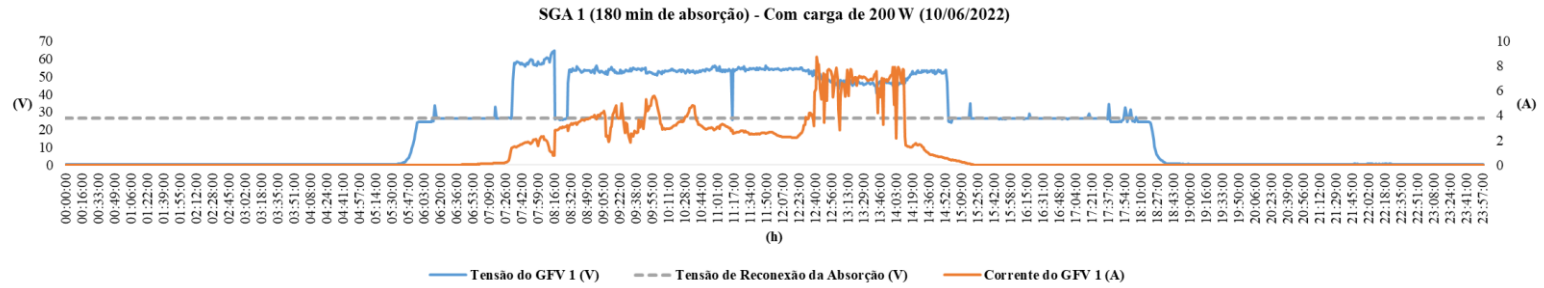
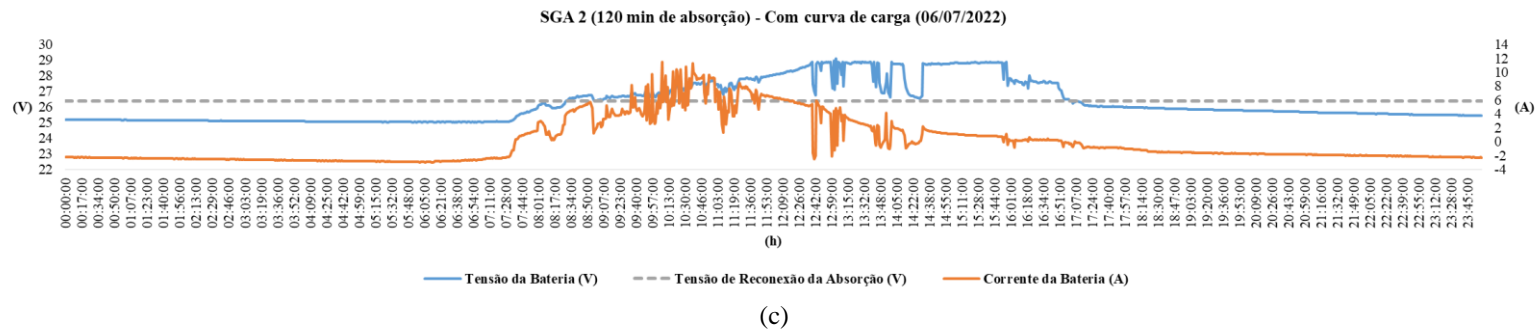
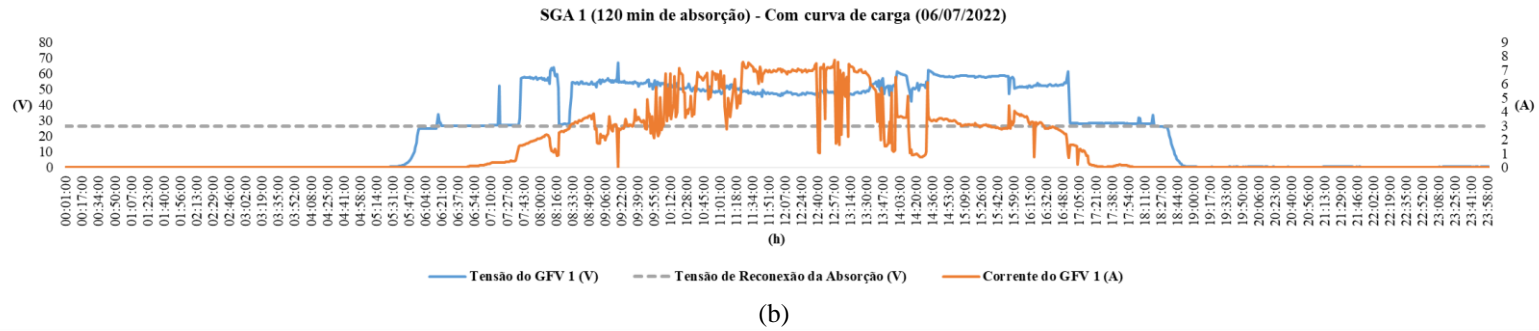
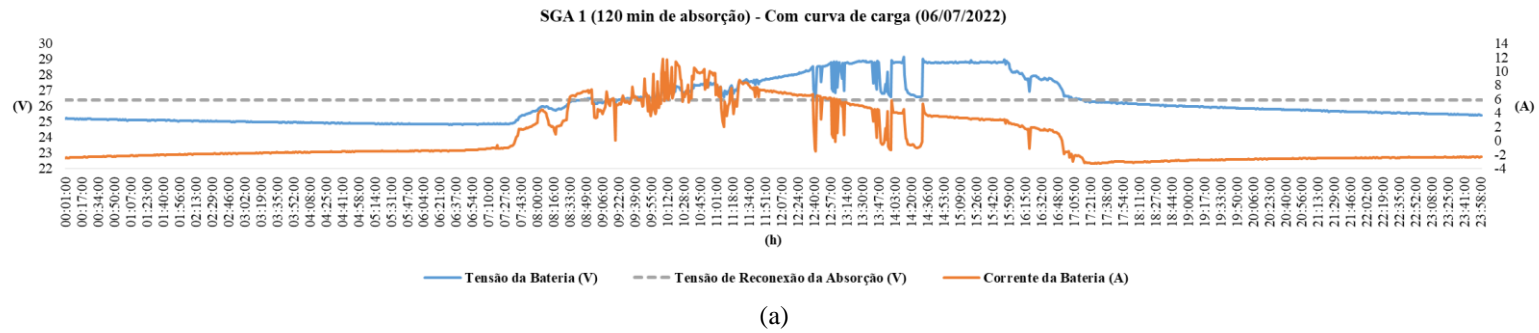


Figura A.5 - Tensão e corrente do banco de baterias (06/07/2022 (a) SGA 1, (c) SGA 2 e (e) SGA 3) e do GFV (06/07/2022 (b) SGA 1, (d) SGA 2 e (f) SGA 3).



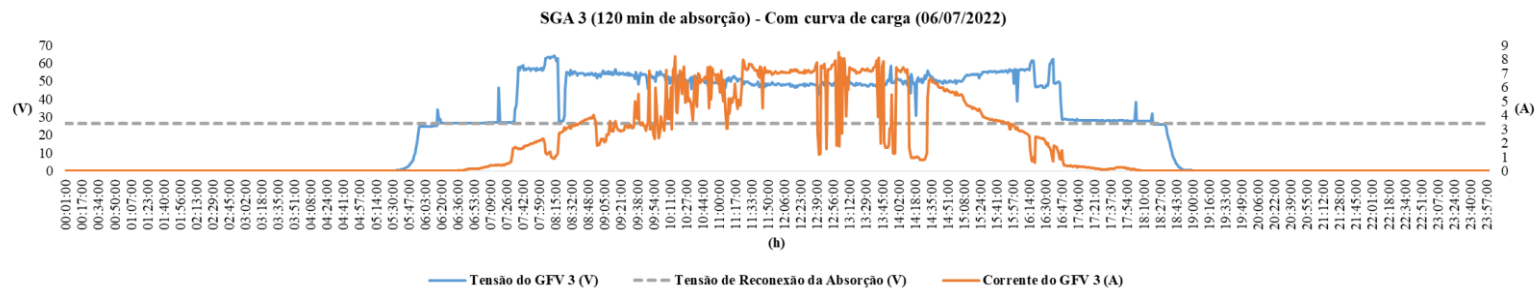
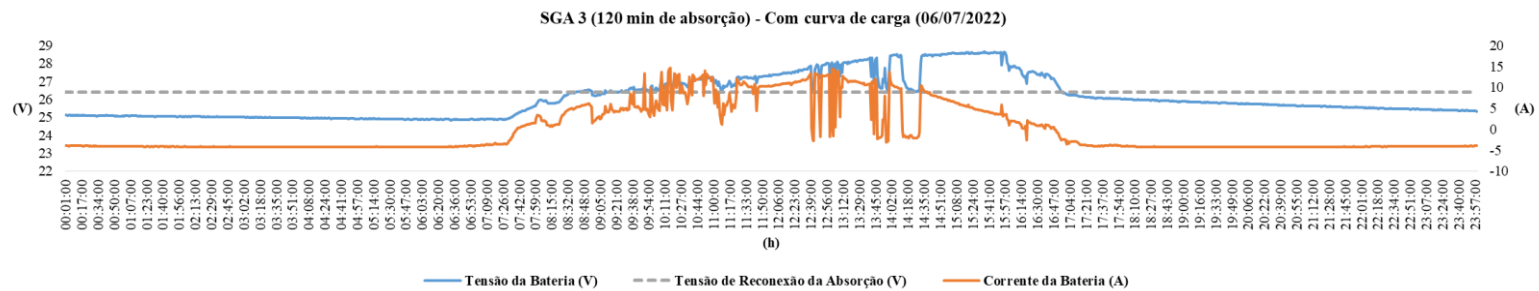
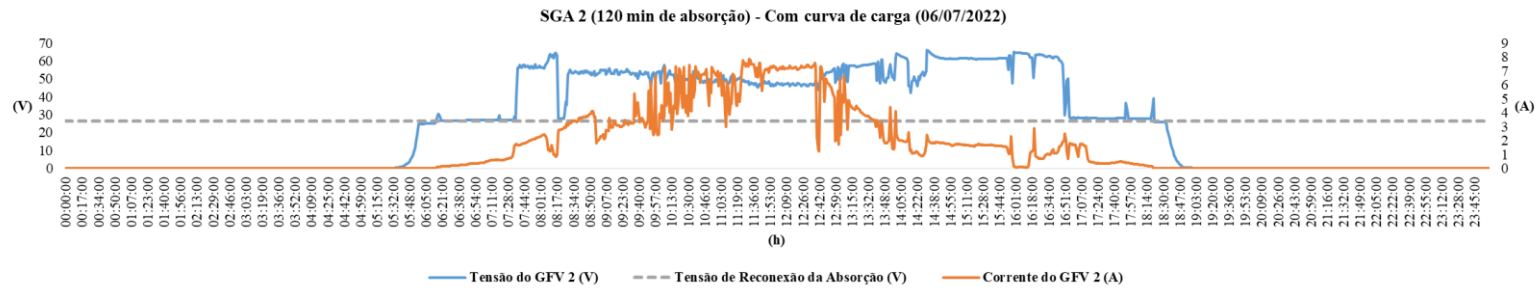
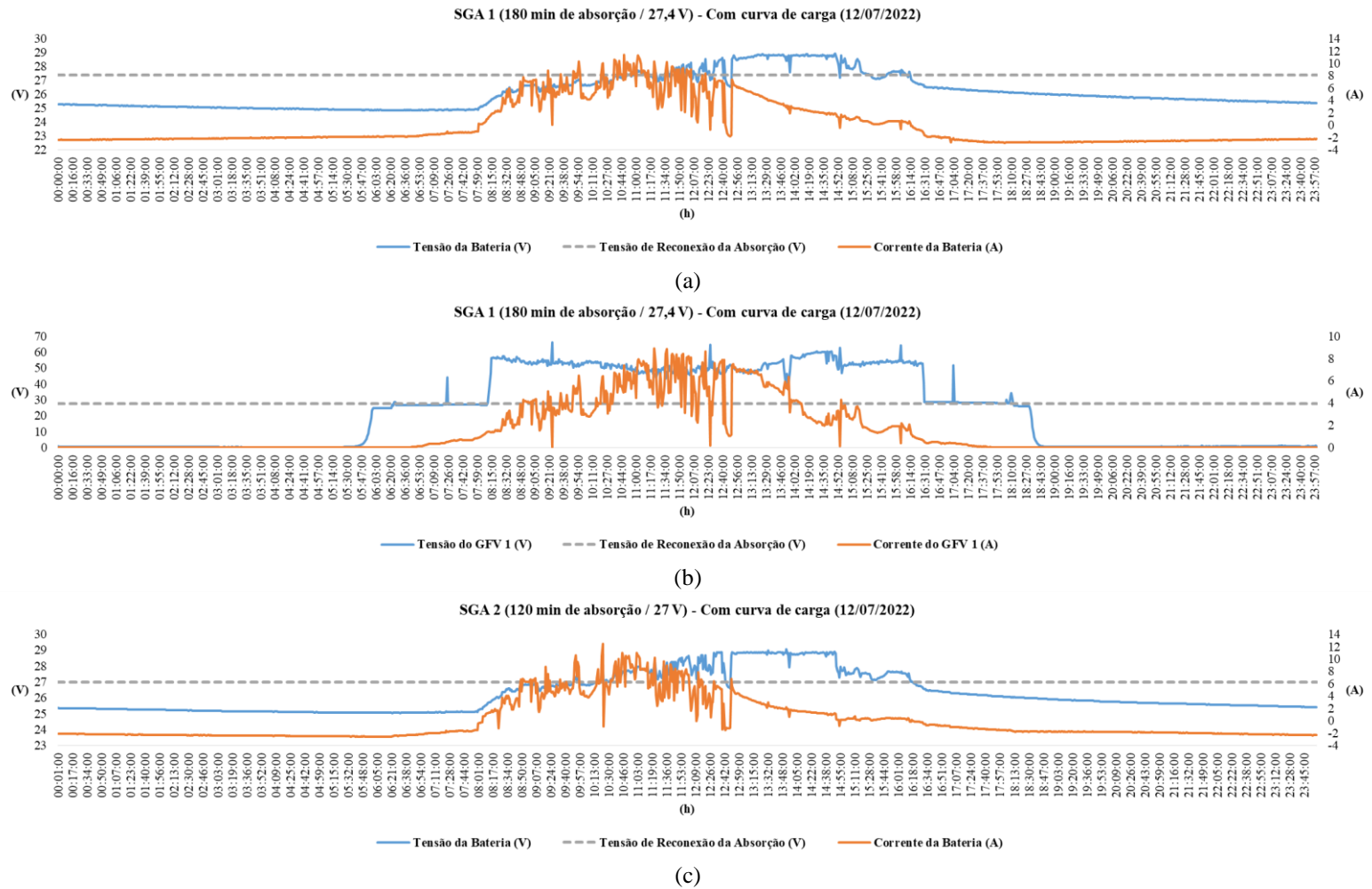
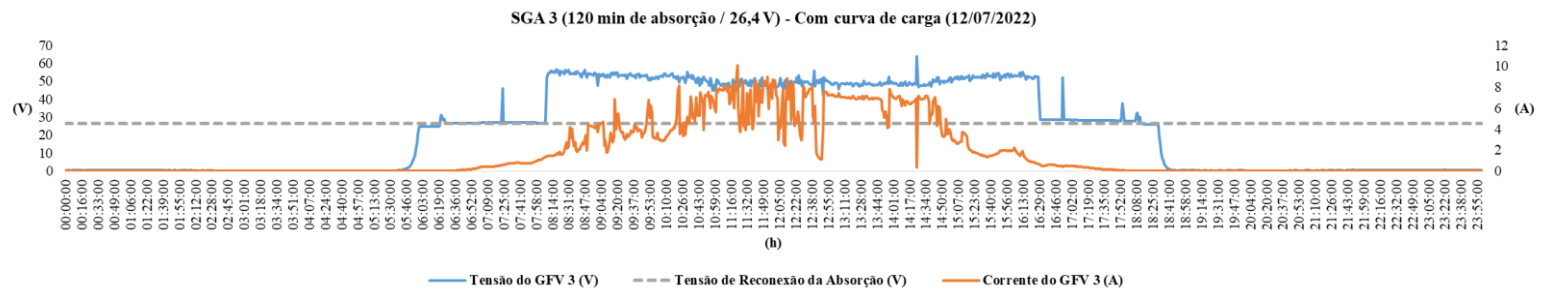
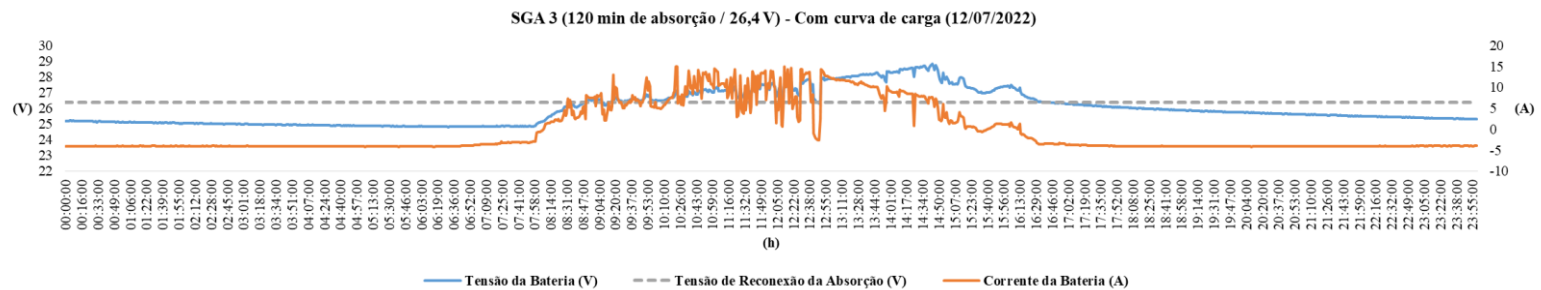
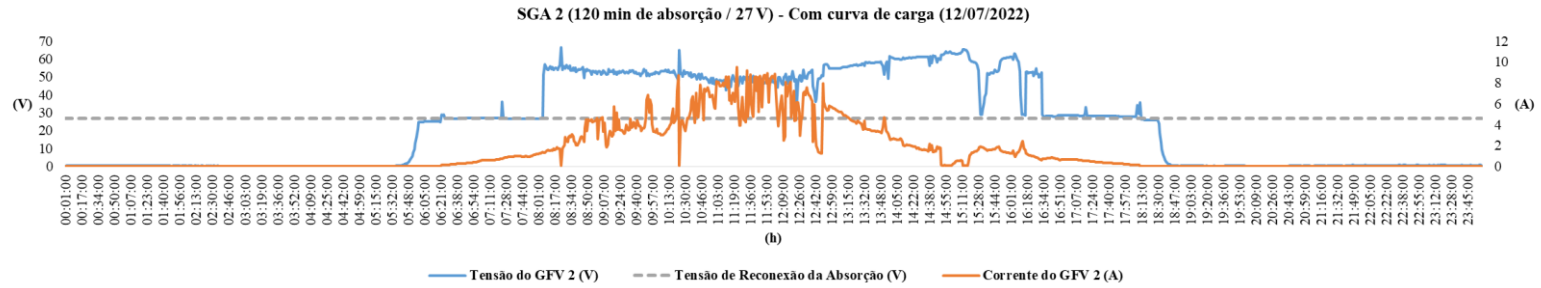


Figura A.5 - Tensão e corrente do banco de baterias (12/07/2022 (a) SGA 1, (c) SGA 2 e (e) SGA 3) e do GFV (12/07/2022 (b) SGA 1, (d) SGA 2 e (f) SGA 3).

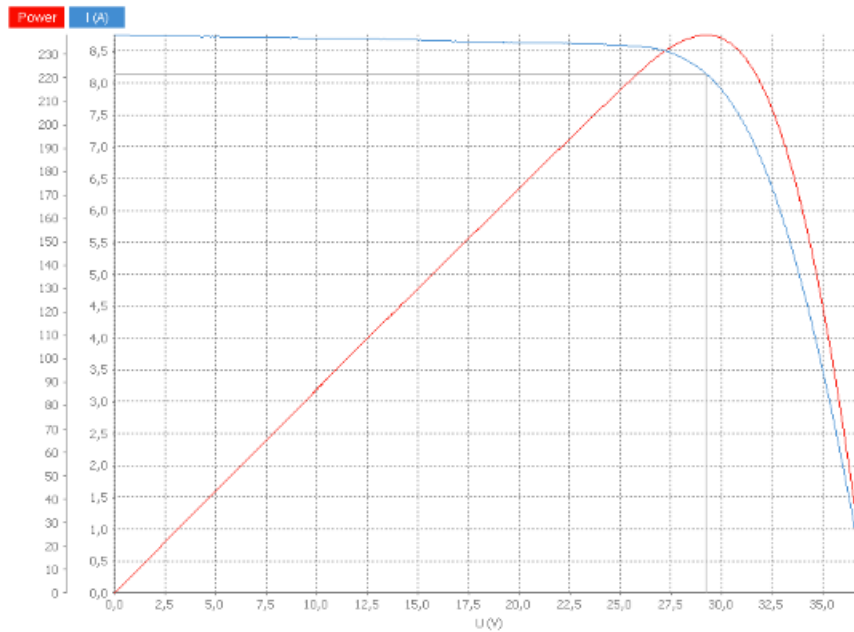




ANEXO I

Ensaio em simulador solar de um módulo utilizado na nanorrede c.c..

Operator SOLAR TESTE Measurement 2019/06/24 17.11.54
 PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



YL245p-29b

Manufacturer	Yingli Solar	Type	policistrain
Serial number	124305021064	Configuration DUT	Modulê
Single cell area	240.25 cm ²	DUT area	16335.00 cm ²
Cells in series	60	Cells in parallel	1

direto-YL245p-29b

Irradiance Channel 1

Monitor cell temperature	25.07 °C	Fill factor	73.10%
DUT temperature	25.78 °C	Cell efficiency	16.53%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.59%
Gavg	999.90 W/m ²		
GstdDev	0.25 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.208 V		
Linear regression Isc	8.760 A		
Regression linear for	0.625 Ω		
Regression linear for	176.423 Ω		
Maximum power	238.249 W		
Voltage at Maximum	29.221 V		
Current at Maximum	8.153 A		