

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

MODELAGEM E SIMULAÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO DO TIPO SIGFI-45 OPERANDO COM DIFERENTES
CONFIGURAÇÕES

LUCAS DOS SANTOS BULHOSA

DM 24/2023

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

2023

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

LUCAS DOS SANTOS BULHOSA

MODELAGEM E SIMULAÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO DO TIPO SIGFI-45 OPERANDO COM DIFERENTES
CONFIGURAÇÕES

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

2023

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)

B933m Bulhosa, Lucas dos Santos Bulhosa.
Modelagem e simulação para avaliação de desempenho de sistema fotovoltaico do tipo SIGFI-45 operando com diferentes configurações / Lucas dos Santos Bulhosa Bulhosa. — 2023.
169 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo Galhardo

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2023.

1. SIGFI. 2. sistema off-grid. 3. autorregulação. 4. modelagem. I. Título.

CDD 621.042

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

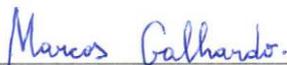
“MODELAGEM E SIMULAÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO DO TIPO SIGFI-45 OPERANDO COM DIFERENTES CONFIGURAÇÕES”

AUTOR: LUCAS DOS SANTOS BULHOSA

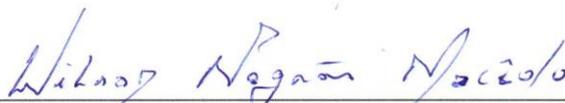
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 14/08/2023

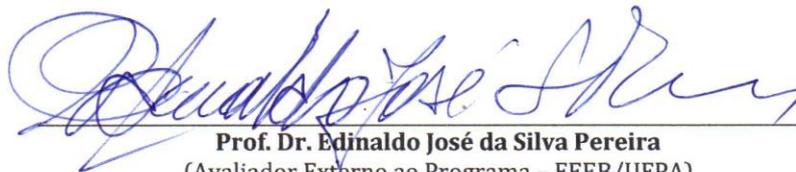
BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo
(Orientador - PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo
(Avaliador Interno - PPGEE/UFPA)

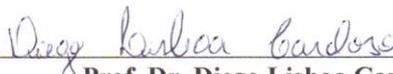


Prof. Dr. Edinaldo José da Silva Pereira
(Avaliador Externo ao Programa - FEEB/UFPA)



Prof. Dr. Renato Luz Cavalcante
(Avaliador Externo ao Programa - CAMPUS TUCURUÍ/UFPA)

VISTO:



Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pela vida e oportunidades.

A Minha esposa Gabriella, pelo amor e companheirismo.

Aos Meus pais Simplicio e Ana Rosa, e irmã Ana Claudia que sempre me apoiaram e foram suportes em toda minha jornada.

Aos amigos do GEDAE, que tornam o ambiente de trabalho um lugar agradável, e que foram fundamentais no desenvolvimento deste trabalho.

Ao orientador, Prof. Marcos André Barros Galhardo, pela paciência, sabedoria, conhecimentos compartilhados e oportunidades concedidas.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

RESUMO

O presente trabalho visa apresentar a avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico do tipo Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI, empregando diferentes configurações de equipamentos, como gerador fotovoltaico e controlador de carga, por meio da modelagem dos componentes do sistema e simulação empregando o software Matlab/Simulink. Para a validação do modelo, tomou-se como estudo dados monitorados de um sistema real SIGFI com disponibilidade energética mensal mínima de 45 kWh, implantado na área externa do prédio do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFGA), considerando-se na monitoração a obtenção de parâmetros elétricos no lado c.c. e c.a. do sistema, bem como parâmetros ambientais. Desta forma, realizou-se ensaios práticos com diferentes configurações de equipamentos e os dados obtidos nestes ensaios foram também utilizados para validar os resultados das simulações do modelo desenvolvido para o sistema. Ressalta-se que os ensaios foram concebidos com o uso de controladores de carga com e sem o mecanismo de rastreamento do ponto de máxima potência, bem como o acoplamento direto do gerador fotovoltaico no banco de baterias (operação com autorregulação). Após validação do modelo, tem-se a possibilidade de uso da plataforma para simular o desempenho operacional do sistema para perfis distintos de irradiância global e temperatura com o uso das configurações de equipamentos consideradas, e ainda operando com diferentes curvas de carga e estado inicial de carga do banco de baterias. Obtendo-se os melhores resultados nas simulações para o caso com mecanismo de rastreamento, módulos com 60 células e com os picos de consumo próximos ao horário de maior produção, alcançando resultados onde 58% da carga foi atendida diretamente pela geração.

Palavras-chave: SIGFI, sistema *off-grid*, autorregulação, modelagem.

ABSTRACT

The present work aims to evaluate the performance of a photovoltaic system of type “Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI”, using different equipment configurations, such as photovoltaic generator and charge controller, by modeling the system components and simulating them using Matlab/Simulink software. For validation of the developed model, monitored data was used from a real SIGFI system with a minimum monthly energy availability of 45 kWh, implanted in the external area of the “Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFGA)”, whose electrical parameters were monitored on the dc and ac side of the system, as well as environmental parameters. Practical tests were thus carried out with different equipment configurations and the data obtained in these tests were also used to validate the results of the simulations of the model developed for the system. It should be noted the tests were designed using charge controllers with and without the Maximum Power Point Tracking (MPPT) mechanism, as well as direct coupling of the photovoltaic generator to the battery bank (self-regulated operation). After validating the model, it is possible to use the platform to simulate the operational performance of the system for different irradiance and temperature profiles using the equipment configurations considered, and also operating with different load curves and different initial state of charging of the battery bank. Among the various simulations carried out, the best results were obtained for the case with a MPPT mechanism, modules with 60 cells and when consumption peaks are close to the photovoltaic production peak, reaching results where 58% of the load was supplied directly by the photovoltaic generation.

Keywords: SIGFI, off-grid system, self-regulated system, modeling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Sistema isolado instalado pela COELBA.	10
Figura 2.2 - Sistemas Isolados instalados pela CEMIG.	10
Figura 2.3 - SIGFI instalado na região do Pantanal Sul-mato-grossense.	11
Figura 2.4 - Residência atendida por SIGFI no Estado do Pará.	11
Figura 3.1 - Sistema inicialmente projetado.	13
Figura 3.2 - Módulos instalados após as modificações.	15
Figura 3.3 - Diagrama unifilar de conexões e posicionamento dos transdutores e sensores.	19
Figura 3.4 - Curva de carga desenvolvida para simulações.	20
Figura 4.1 - Curvas I-V e P-V módulo SUNRISE M660260-B 01.	24
Figura 4.2 - Curvas I-V e P-V módulo SUNRISE M660260-B 02.	25
Figura 4.3 - Curvas I-V e P-V módulo ATERSA N071123030.	25
Figura 4.4 - Curvas I-V e P-V módulo ATERSA N071123035.	26
Figura 4.5 - Curvas I-V e P-V módulo ATERSA N071122920.	26
Figura 4.6 - Comparação curva de descarga simulação e manual do banco de baterias.	29
Figura 4.7 - Fluxograma funcionamento controlador com MPPT.	31
Figura 4.8 - Carregamento utilizando o controlador de carga com MPPT.	32
Figura 4.9 - Fluxograma funcionamento controlador somente com PWM.	33
Figura 4.10 - Carregamento utilizando o controlador de carga sem MPPT.	34
Figura 4.11 - Corrente do gerador fotovoltaico para a configuração 1.	38
Figura 4.12 - Corrente do banco de baterias para a configuração 1.	38
Figura 4.13 - Corrente da carga para a configuração 1.	39
Figura 4.14 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 1.	40
Figura 4.15 - Tensão do lado c.c. da carga para a configuração 1.	40
Figura 4.16 - Tensão do banco de baterias para a configuração 1.	41
Figura 4.17 - Curva de carga utilizada configuração 1.	42
Figura 4.18 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica para a configuração 1.	43
Figura 4.19 - Corrente do gerador fotovoltaico para a configuração 2.	44
Figura 4.20 - Corrente do banco de baterias para a configuração 2.	44
Figura 4.21 - Corrente da carga para configuração 2.	45
Figura 4.22 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 2.	46
Figura 4.23 - Tensão do banco de baterias para a configuração 2.	46

Figura 4.24 - Tensão da carga para a configuração 2.....	47
Figura 4.25 - Curva de carga utilizada configuração 2.....	48
Figura 4.26 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica para a configuração 2.	49
Figura 4.27 - Corrente do gerador fotovoltaico para configuração 3.	50
Figura 4.28 - Corrente da carga para configuração 3.	50
Figura 4.29 - Corrente do banco de baterias para configuração 3.....	51
Figura 4.30 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 3.....	52
Figura 4.31 - Tensão da carga para a configuração 3.....	52
Figura 4.32 - Tensão do banco de baterias para a configuração 3.....	53
Figura 4.33 - Curva de carga utilizada configuração 3.....	54
Figura 4.34 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica configuração 3.	55
Figura 4.35 - Corrente do gerador fotovoltaico para configuração 4.	56
Figura 4.36 - Corrente da carga para configuração 4.	56
Figura 4.37 - Corrente do banco de baterias para configuração 4.....	57
Figura 4.38 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 4.....	58
Figura 4.39 - Tensão da carga para a configuração 4.....	58
Figura 4.40 - Tensão do banco de baterias para a configuração 4.....	59
Figura 4.41 - Curva de carga utilizada configuração 4.....	59
Figura 4.42 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica configuração 4.	60
Figura 5.1 - Curva de carga 1, com pico no período da manhã.....	64
Figura 5.2 - Curva de carga 2, com pico no período do meio-dia.....	65
Figura 5.3 - Curva de carga 3, com pico no período da noite.	65
Figura 5.4 - Perfis de irradiância e temperatura usados.	66
Figura 5.5 - Diagrama de Simulações das configurações de 1 a 4.	67
Figura 5.6 - Balanço energético obtido nas simulações para a configuração 1.....	69
Figura 5.7 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).	70
Figura 5.8 - Resultados de tensão e corrente para a configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).....	70
Figura 5.9 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).	71

Figura 5.10 - Tensões e correntes para a configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).....	71
Figura 5.11 - Balanço energético obtido nas simulações para a configuração 2.....	73
Figura 5.12 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarado).	74
Figura 5.13 - Tensões e correntes configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).	74
Figura 5.14 - Balanço energético obtido nas simulações para a configuração 3.....	76
Figura 5.15 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarado).	76
Figura 5.16 - Tensões e correntes para a configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).....	77
Figura 5.17 - Balanço energético nas simulações para a configuração 4.	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Lista de sistemas com fonte intermitentes por concessionárias.	7
Tabela 2.2 - Categorias de referência para SIGFI e MIGDI.	9
Tabela 3.1 - Especificações técnicas dos controladores de carga do sistema fotovoltaico.	14
Tabela 3.2 - Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos disponíveis no sistema.	15
Tabela 3.3 - Especificações técnicas das baterias utilizadas.	16
Tabela 3.4 - Especificações técnicas do Inversor Prosine <i>Sine Wave Inverter</i> 1000.	17
Tabela 3.5 - Configurações ensaiadas com o sistema real.	18
Tabela 4.1 - Parâmetros dos geradores fotovoltaicos.	23
Tabela 4.2 - Erro, variância e desvio padrão curva I-V.	26
Tabela 4.3 - Erro, variância e desvio padrão curva P-V.	27
Tabela 4.4 - Erro, variância e desvio padrão modelagem bateria.	29
Tabela 4.5 - Valores de tensão nos 3 diferentes estágios do controlador SCCM20-100.	30
Tabela 4.6 - Valores de tensão nos 3 diferentes estágios do controlador VS3024BN.	33
Tabela 4.7 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 1.	39
Tabela 4.8 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 1.	41
Tabela 4.9 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 1.	43
Tabela 4.10 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 2.	45
Tabela 4.11 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 2.	47
Tabela 4.12 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 2.	48
Tabela 4.13 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 3.	51
Tabela 4.14 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 3.	53
Tabela 4.15 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 3.	54
Tabela 4.16 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 4.	57
Tabela 4.17 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 4.	59
Tabela 4.18 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 4.	60
Tabela 5.1 - Consumo das cargas por categoria.	64
Tabela 5.2 - Balanço energético para a configuração 1.	68
Tabela 5.3 - Balanço energético para a configuração 2.	72
Tabela 5.4 - Balanço energético para a configuração 3.	75
Tabela 5.5 - Balanço energético para a configuração 4.	77
Tabela 5.6 - Melhores desempenhos de aproveitamento da produção fotovoltaica.	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
A_{rms}	Ampere root mean square (valor médio quadrático da corrente)
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
EBMA	Grupo de Energia, Biomassa e Meio Ambiente
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
HSP	Horas de Sol Pleno
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
LED	<i>Light Emitting Diode</i> (Diodo emissor de luz)
LSF-IEE/USP	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo
MIGDI	Microsistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MOSFET	<i>Metal Oxide Silicon Field Effect Transistor</i> (Transistor de efeito de campo metal óxido de silício)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> , (Ponto de Máxima Potência)
OPzS	<i>Ortsfest Panzerplatte Spezial</i> (Placa Tubular Estacionária Especial)
Pca	Potência de saída do inversor
Pcc	Potência de entrada do inversor
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
kWh	Kilowatt-hora
REN	Resoluções Normativas
Rn	Resistência
RESEX	Reserva extrativista
SIGFI	Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	State of charge (Estado de carga do banco de baterias)

UFPA	Universidade Federal do Pará
Vc.c.	Tensão em corrente contínua
V_{rms}	Volt root mean square (valor médio quadrático da tensão)
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS.....	XI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XII
SUMÁRIO	XIV
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Objetivo geral.....	2
1.2. Objetivos específicos.....	3
1.3. Estrutura da Dissertação.....	3
2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS E APLICAÇÕES.....	5
2.1. Descrição do sistema isolado – SIGFI e MIGDI.....	8
2.2. Exemplos de sistemas no Brasil	9
2.3. Considerações do Capítulo	12
3. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE ESTUDO	13
3.1. Sistema de estudo - SIGFI 45.....	13
3.1.1. Controladores de carga.....	14
3.1.2. Gerador fotovoltaico.....	15
3.1.3. Banco de baterias.....	16
3.1.4. Inversor.....	17
3.1.5. Configurações propostas	17
3.1.6. Adaptações e aquisição de dados do sistema	18
3.1.7. Curva de carga para ensaios	20
3.2. Considerações do Capítulo	21
4. MODELAGEM DO SISTEMA.....	22
4.1. Geradores fotovoltaicos.....	22
4.2. Modelagem do banco de baterias	27
4.3. Modelagem controladores de carga.....	29

4.3.1.	Controlador de carga com MPPT	30
4.3.2.	Controlador de carga com somente PWM	32
4.3.3.	Tensão autorregulada	34
4.4.	Cargas do Sistema	35
4.5.	Validação dos modelos.....	36
4.5.1.	Configuração 1: Gerador 1 e controlador somente com PWM.....	37
4.5.2.	Configuração 2: Modo autorregulado: Gerador 2 com módulos em paralelo.....	43
4.5.3.	Configuração 3: Gerador 2 com módulos em série e controlador com MPPT	49
4.5.4.	Configuração 4: Gerador 1 e Controlador com MPPT.....	55
4.6.	Conclusões sobre a validação dos modelos.....	61
5.	SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO COM DIFERENTES CURVAS DE CARGA, ESTADOS DE CARGA E PERFIS DE IRRADIÂNCIA	62
5.1.	Caracterização das cargas.....	62
5.2.	Dados utilizados de irradiância, irradiação e temperatura	66
5.3.	Simulações realizadas.....	67
5.4.	Resultados das simulações	67
5.4.1.	Resultados para a configuração 1 (PWM e Gerador 1).....	68
5.4.2.	Resultados para a configuração 2 (Autorregulado, Gerador 2 com módulos em paralelo).....	70
5.4.3.	Resultados para a configuração 3 (MPPT e Gerador 2 em paralelo)	73
5.4.4.	Resultados para a configuração 4 (MPPT e Gerador 1).....	77
5.5.	Resultados gerais.....	78
	CONCLUSÃO	81
	REFERÊNCIAS	85
	APÊNDICE A	89

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, assim como em outros países, a distribuição de energia elétrica para a população que não possui tal serviço básico tem sido um desafio que há anos vem sendo enfrentado. Estima-se que cerca de 660 milhões de pessoas não terão acesso à energia elétrica em 2030, com 85% dessa população concentrada na África Subsaariana e em países da Ásia e América Latina (IEA, 2022). Os sistemas fotovoltaicos isolados tem sido uma solução para o fornecimento de energia aos consumidores em regiões mais afastadas dos grandes centros populacionais, seja por questões geográficas, devido à distância ou dificuldades técnicas e financeiras.

Visto o potencial geográfico que o país possui (PEREIRA *et al.*, 2017; PINHO e GALDINO, 2014), o uso de sistemas fotovoltaicos isolados de geração de energia elétrica como alternativa às dificuldades econômicas e técnicas para a conexão às redes convencionais de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN), apresenta um impacto financeiro menor para atender comunidades remotas (RIBEIRO, 2012; RIBEIRO, 2010), sendo uma solução que causa menor impacto ao meio ambiente.

Em determinados casos, estes sistemas podem apresentar uma maior disponibilidade energética quando comparada ao suprimento por grupo gerador a diesel, principal alternativa usada para abastecer tais consumidores, pois um grupo gerador necessita de abastecimento contínuo e de paradas periódicas, bem como pode estar sujeito a interrupções do fornecimento de combustível em épocas de estiagem, além da emissão de ruído e de gases de efeito estufa durante a operação (FREITAS, SANTANA, SOUZA, 2023; EPE, 2022; RIBEIRO, 2012).

As comunidades remotas geralmente têm como características moradores que possuem baixa renda, residências afastadas entre si, além de baixo consumo de energia, o que financeiramente ocasiona alto custo para a integração e baixo retorno para as possíveis expansões da rede. Além disso, também existem as dificuldades geográficas que geram desafios técnicos e financeiros, que pesam contrariamente à expansão e podem favorecer os sistemas isolados, em situações em que o acesso aos locais só pode ser feito por barcos ou em horas de deslocamento, o que também dificulta a possibilidade de uso de rede tradicional (ARCANJO *et. al.*, 2022; VALER, 2014; RIBEIRO, 2012).

O fomento para implantação desses sistemas se dá por meio de projetos governamentais ou público-privados, que veem em sistemas isolados individuais ou em minirredes uma alternativa para o atendimento a consumidores com pequenas demandas, mas que precisam ser assistidos (ALMESHQAB E USTUN, 2019; PETERS, SIEVERT E TOMAN, 2019; VALER,

2014), tornando-os até mais atrativos financeiramente, em situações onde o custo com a compra e transporte de combustível e demais gastos com operação e manutenção para geradores convencionais é mais oneroso a médio e longo prazo (ALMESHQAB E USTUN, 2019; PETERS, SIEVERT E TOMAN, 2019).

O fornecimento de energia elétrica para consumidores que se encontram longe dos grandes centros conectados à rede, além dos benefícios técnicos, fornece também benefícios sociais, pois contribuem para o desenvolvimento dessas populações, visto que permitem o fornecimento de serviços básicos, como educação, assistência médica e interações sociais que geralmente se tornavam muito onerosos ou impossíveis de se realizar. Ademais, permitem também a criação de novos serviços e ajudam a melhorar a economia da região (VIERA FILHO, MACÊDO E TORRES, 2020; ALMESHQAB E USTUN, 2019).

Visto que o fornecimento de energia elétrica às comunidades remotas gera impacto positivo em diversas áreas, esta solução apresenta-se viável em casos adversos à interligação com o SIN. Logo, para tornar ainda mais confiável e difundir o uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação de consumidores em localidades remotas, tornam-se necessários estudos contínuos voltados à avaliação de desempenho desses sistemas, especialmente os sistemas fotovoltaicos individuais, a fim de que se busque o aprimoramento, a correta e melhor forma de dimensioná-los e operá-los. Assim também, os resultados destes estudos podem ainda apoiar revisões em normativas que proporcionem melhor adequação dos sistemas propostos a necessidade dos usuários.

Além disso, torna-se de interesse a modelagem computacional de tais sistemas para o estudo de desempenho operacional, pois os resultados de simulação permitem compreender melhor o funcionamento do sistema com a adoção de diferentes cenários, por exemplo, inserindo-se perfis de carga distintos, de tal modo que se possa realizar sugestões e modificações que os adequem à realidade em campo.

1.1. Objetivo geral

Este trabalho visa apresentar a avaliação de um sistema fotovoltaico individual por meio de ensaios e simulações computacionais, tomando-se como estudo um sistema com disponibilidade energética mínima de 45 kWh/mês, com possibilidade de combinações de diferentes equipamentos em 4 configurações, dada a infraestrutura desenvolvida em campo, sendo modelados os componentes do sistema com as configurações propostas e simulada sua

operação sob diferentes condições ambientais, curvas de carga e de estado de carregamento do banco de baterias.

1.2. Objetivos específicos

De posse dos resultados experimentais obtidos a partir dos ensaios de um sistema real contendo a monitoração de parâmetros elétricos e ambientais e o uso de diferentes configurações de equipamentos (tipo de controlador de carga e gerador fotovoltaico), têm-se como objetivos específicos:

- Realizar a modelagem dos equipamentos individualmente e operando em conjunto, por meio do *software* Matlab/Simulink;
- Comparar os resultados do sistema real e do modelo para condições ambientais e curvas de carga similares aos ensaios, como forma de validação;
- Realizar simulações com diferentes condições ambientais, curvas de carga e estados de carregamento do banco de baterias para as 4 configurações modeladas;
- Analisar o desempenho do modelo produzido, verificando se este é capaz de representar o sistema, com a finalidade de uso da plataforma de simulação para estudos de casos em situações diferentes das propostas;
- Verificar se as configurações propostas alcançam a meta de fornecer o mínimo de energia necessário para que os sistemas se enquadrem na categoria indicada;
- Ampliar o conhecimento sobre a parte operacional de sistemas individuais de geração de energia elétrica com fontes intermitentes, utilizando a fonte solar fotovoltaica.

1.3. Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está estruturada da seguinte forma:

No Capítulo 2, faz-se uma breve introdução sobre os sistemas fotovoltaicos, especificamente os isolados, e são expostas as regulamentações atuais no país para esses sistemas e exemplos de sistemas instalados.

No Capítulo 3 é apresentado o sistema de estudo, bem como suas características elétricas, físicas e disposição de equipamentos.

No Capítulo 4, descreve-se o modelo desenvolvido. Inicialmente modela-se cada componente do sistema, e posteriormente realiza-se a validação das configurações de conjunto de equipamentos, comparando os resultados do modelo com dados reais adquiridos para condições similares de irradiância, temperatura e perfis de curva de carga.

No Capítulo 5 apresentam-se os resultados das simulações do sistema modelado para a proposta de submeter as 4 configurações a duas condições de perfis de irradiância (caracterizando um dia ensolarado e um dia nublado), variando-se o estado de carregamento das baterias e curvas de carga, para assim verificar os resultados obtidos em cada configuração e compará-los.

Por fim, apresentam-se as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS E APLICAÇÕES

Os sistemas fotovoltaicos têm como principal característica a capacidade de produzir energia elétrica a partir da absorção dos fótons presentes na radiação luminosa, proveniente do Sol, onde por meio de processos físico-químicos materiais semicondutores são tratados e usados para esse fim (ZILLES *et al.*, 2012).

Tal recurso é de grande valia para ser usado em um país como o Brasil, que possui dimensões continentais e grande capacidade de produção de energia com essa fonte, pois apresenta características ambientais e geográficas que muito lhe favorecem como, baixa variabilidade sazonal e bons valores médios anuais de irradiação global solar, com mínimos de 4,6 kWh/m² na Região Norte, por exemplo (PEREIRA *et. al*, 2017). Em países da Europa, como Alemanha e Espanha, que tem o uso de sistemas fotovoltaicos mais disseminado que no Brasil, as médias mensais chegam a 3,0 e 4,8 kWh/m², respectivamente, e possuem alta variabilidade sazonal (PEREIRA *et. al*, 2017). Tal característica mostra o potencial que o país possui de ter bons níveis de produção (PEREIRA *et. al*, 2017).

Os sistemas com geração fotovoltaica podem ser subdivididos, em sua grande maioria, em dois grupos de maior destaque:

- Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*On-Grid*): Formados por um conjunto de equipamentos que geram e fornecem eletricidade pela conversão de energia solar, sendo conectados e sincronizados à uma rede de fornecimento de energia elétrica, dispensando o uso de armazenadores. Em geral, sua produção é consumida instantaneamente e o excedente injetado diretamente na rede para ser usado, por exemplo, como créditos para descontos nas faturas de energia elétrica dos produtores-consumidores (INMETRO 2022; PINHO e GALDINO, 2014).
- Sistemas fotovoltaicos isolados (*Off-Grid*): Conjunto de equipamentos que geram e fornecem eletricidade pela conversão de energia solar, não possuindo conexão e sincronização com uma rede de fornecimento de energia elétrica e tendo como principal característica a presença de um subsistema de armazenamento, para suprir a demanda na ausência de recurso solar. Podem ser do tipo individual ou suprindo minirredes. Em geral, são usados na eletrificação rural, sistemas de bombeamento, e tem como exemplos também o uso em sistemas de iluminação, sinalização e eletrificação de cercas em áreas rurais (INMETRO 2022; PINHO e GALDINO, 2014).

Mais recentemente vêm sendo utilizados sistemas fotovoltaicos com inversores híbridos ou inversores *on-grid* com bateria, sendo citada esta definição na Portaria N° 140 de 2022 do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), que se caracterizam por ter conexão à rede, mas que também usam baterias para armazenar o excedente, ou seja, a energia que não é consumida no momento que é gerada, é usada para carregar as baterias a qual pode ser utilizada posteriormente, ou injetada na rede (PEREIRA e CARVALHO, 2021; INMETRO 2022).

Como o objeto do presente trabalho está na análise de um sistema isolado de pequeno porte para eletrificação individual de domicílio ou edificação, é oportuno conhecer alguns marcos legais no Brasil para esses sistemas, os quais regulamentaram e incentivaram seu uso. Dentre os marcos legais mais importantes sobre o tema, têm-se as Resoluções Normativas (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) 83/04, 493/12 e 1000/21, onde os sistemas isolados foram inicialmente inseridos como uma ferramenta para contribuir com o objetivo de universalização dos serviços de energia elétrica no Brasil.

Com a REN 83 de 2004, foram estabelecidos procedimentos e condições de fornecimento por meio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI). Assim, a utilização de geração fotovoltaica nesse tipo de sistema foi uma das alternativas utilizadas para fazer cumprir a execução do programa “Luz para Todos - Lei – 4.873/03” e atender ao público-alvo (PINHO *et al.*, 2014).

Em 2012, a ANEEL publicou a REN 493, que substituiu a resolução anterior. Além de ampliar o conceito da normatização para sistemas isolados, acrescentou mais uma classe de atendimento aos SIGFI, e acrescentou o conceito de microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica (MIGDI), sendo um sistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica com potência instalada total de geração de até 100 kW (ANEEL, 2012).

Nos dias atuais o uso dos sistemas isolados continua sendo aplicado em programas como o “Mais Luz para a Amazônia”, que desde fevereiro de 2020 dá continuidade ao programa Luz para Todos, visando o fornecimento de energia elétrica à população localizada nas regiões remotas dos oito estados que fazem parte da Amazônia Legal e ainda não possuem acesso a esse serviço (MME, 2020).

Como alterações mais recentes para os sistemas fotovoltaicos, aparece a REN 1000 de 2021 que altera a autonomia mínima de SIGFIs que usam como fonte a energia solar, passando de 48 h para 36 h (MME, 2021). Atualmente, também se verifica a possibilidade de projetos de sistemas do tipo SIGFI usando baterias de Lítio, conforme as recomendações do manual de referência da Eletrobrás (ELETROBRÁS, 2021).

Com o passar dos anos e com a regulamentação de tais programas, o uso desses sistemas teve aumento no Brasil, dados do Ministério de Minas e Energia comprovam o ligeiro incremento de sistemas instalados (Tabela 2.1). Comparando os dados disponíveis do banco de dados de “Unidades consumidoras em sistemas isolados e com fontes intermitentes” até agosto de 2023, no *site* da ANEEL estão disponíveis os valores do primeiro semestre de 2020, ao segundo semestre de 2021, é possível notar um aumento de aproximadamente 10% no número de sistemas implantados (ANEEL, 2023), sendo a maioria de sistemas instalados do tipo fotovoltaico, com destaque para o estado do Pará, que mostrou grande crescimento no uso desses sistemas. Mesmo com dados defasados de 2 anos atrás pode-se notar o aumento do número de SIGFIs implantados, e com a atualização do banco de dados espera-se notar um aumento no número de sistemas instalados nos anos posteriores.

Tabela 2.1 - Lista de sistemas com fonte intermitentes por concessionárias.

CONCESSIONÁRIA	ESTADO	2020 1º SEMESTRE	2021 2º SEMESTRE
COELBA	BAHIA	16.010	15.756
ENEL	CEARÁ	53	55
ENEL	GOIÁS	135	199
ENEL	RIO DE JANEIRO	-	37
EQUATORIAL	MARANHÃO	430	768
EQUATORIAL	PARÁ	3.609	6.404
TOTAL		20.237	23.219

Fonte: ANEEL (2023).

Outro dado que ajuda a confirmar o aumento do uso de sistemas fotovoltaicos do tipo SIGFI está presente no banco de dados do SIGA/ANEEL (Sistema de Informações de Geração da ANEEL), onde analisando os dados de sistemas em operação no estado do Pará, cadastrados como Usinas Fotovoltaicas (UFV) e com nome do empreendimento registrado o nome da pessoa responsável pela Unidade Consumidora (UC), verifica-se que há mais de 13.000 sistemas fotovoltaicos instalados com potência nominal de até 3 kW (SIGA, 2023). Além de mais de 19.000 sistemas fotovoltaicos do tipo SIFGI instalados em outros estados (SIGA, 2023), mostrando que o uso da fonte solar fotovoltaica tem sido empregada como alternativa para o fornecimento de energia elétrica em diversas regiões do país.

2.1. Descrição do sistema isolado – SIGFI e MIGDI

Como citado anteriormente, a principal característica de sistemas isolados é a não conexão à rede elétrica convencional, criando a necessidade de um sistema de armazenamento de energia para suprir o consumidor na ausência do recurso solar.

Os subsistemas básicos de um sistema isolado são: geração, armazenamento e condicionamento de energia, comuns aos SIGFIs e MIGDIs.

A seguir, faz-se uma breve descrição de cada subsistema.

- Subsistema de Geração: Para os sistemas fotovoltaicos ele é composto pelo gerador fotovoltaico, o qual é resultado da combinação em série e/ou paralelo de módulos fotovoltaicos, que por meio do efeito fotovoltaico produzem energia elétrica em corrente contínua (c.c.).

- Subsistema de Armazenamento: Composto, em geral, por baterias que fazem o armazenamento eletroquímico da energia produzida para uso posterior, ou simultâneo, caso necessário. Os bancos instalados geralmente são compostos por baterias de chumbo-ácido, tecnologia que se firmou inicialmente devido ao custo e facilidade de acesso por parte dos usuários. Atualmente, a tendência é que, cada vez mais, sejam usados bancos de bateria de Lítio por conta de sua maior vida útil, maior disponibilidade energética, menor peso e menor tamanho físico quando comparado aos bancos convencionais de chumbo-ácido, mas ainda tem como principal barreira o custo inicial maior que as baterias de chumbo-ácido.

- Subsistema de Condicionamento: Composto por controlador de carga e inversor. O primeiro tem a função de controlar a carga e descarga do banco de baterias, visando prolongar a vida útil do banco e mantê-lo operando dentro de níveis de tensão adequados. O inversor, tem a função de transformar a energia de corrente contínua para corrente alternada, a mais comum utilizada nos aparelhos eletroeletrônicos em geral. Vale comentar que a REN 1000/2021 permite o uso de SIGFI com cargas tanto em c.a. quanto em c.c, desde que explicado para o consumidor as diferenças e necessidade de troca de equipamento, caso sua unidade consumidora seja ligada à rede convencional.

Além da REN 1000/21 também são observadas, para os sistemas instalados pelas concessionárias, as instruções dispostas em um Guia Técnico da Eletrobrás para atendimento com sistemas de geração fotovoltaica, sendo a versão mais recente a que contempla projetos no âmbito dos programas Luz para Todos e Mais Luz para a Amazônia (ANEEL, 2021). Sendo assim, como resumo os sistemas dispostos na REN 1000 podem ser subdivididos nas categorias apresentadas na Tabela 2.2, considerando a autonomia mínima para fonte solar.

Tabela 2.2 - Categorias de referência para SIGFI e MIGDI.

Disponibilidade mensal garantida (kWh/ mês/ UC)	Consumo de referência (Wh/ dia/ UC)	Potência Mínima (W/UC)
45	1.500	700
60	2.000	1.000
80	2.650	1.250
120	4.000	1.500
180	6.000	1.800

Fonte: ANEEL (2021).

Tais categorias permitem diferenciar o sistema que melhor se adapta para cada consumidor. Porém, conforme critério do Guia Técnico citado, a disponibilidade energética mensal garantida deve ser tal que atenda às necessidades básicas de iluminação, comunicação e refrigeração dos domicílios (ANEEL, 2021). Logo, os sistemas de 13 kWh a 30 kWh, antes existentes na REN 493/2012, foram desconsiderados na REN 1000/2021, pois antes da publicação desta REN as concessionárias já estavam adotando sistemas considerando inicialmente as categorias de 45 kWh, 60 kWh, 80 kWh, pois sistemas abaixo destas categorias, em geral, inviabilizam o uso de refrigeradores c.a. em conjunto com outras cargas na unidade consumidora. (CEPEL, 2014; Eletrobras, 2017).

2.2. Exemplos de sistemas no Brasil

Ao observar a data das políticas de incentivo e regulamentação dos sistemas isolados fotovoltaicos no Brasil, é possível notar que o uso destes sistemas já tem um histórico consistente, com aplicações em diversos estados do país, e contam com diretivas que buscam melhorar seu desempenho para os consumidores finais. A experiência adquirida com estes casos pode e deve ser aplicada nas atuais e futuras instalações para aprimorar tal recurso.

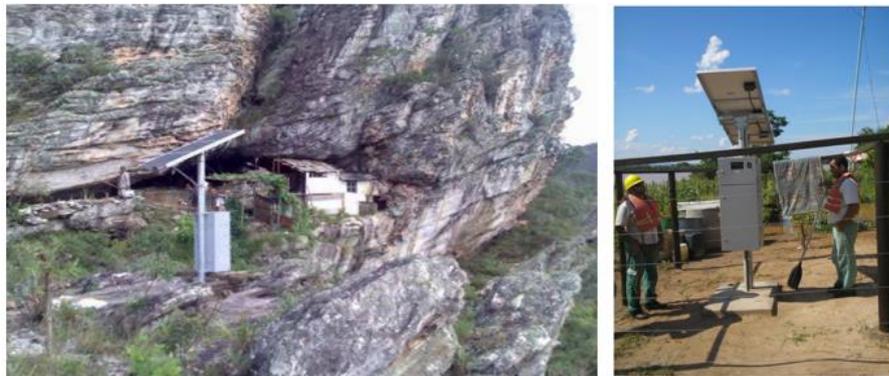
O uso de sistemas isolados, no contexto de eletrificação individual, no país já é bem difundido, principalmente para sistemas de pequeno e médio porte tendo como pioneiras concessionárias como CEMIG e COELBA com relatos de projetos datados desde 2007, utilizando sistemas já enquadrados nas categorias de SIGFI, com serviços de tarifação e atendendo consumidores que se enquadram nas características de isolados (Figura 2.1 e 2.2) (SILVA FILHO, 2007; FURTADO, 2011; EFFICIENTIA, 2017).

Figura 2.1 - Sistema isolado instalado pela COELBA.



Fonte: Silva Filho (2007).

Figura 2.2 - Sistemas Isolados instalados pela CEMIG.



Fonte: Furtado (2011) e Efficientia (2017).

Também há relatos de sistemas no estado de São Paulo como na comunidade de Varadouro, Cananéia com 5 (cinco) SIGFIs 13 instalados pela equipe do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (LSF-IEE/USP) em parceria com os fabricantes Orbe Brasil e *Johnson Controls*, com o conhecimento da concessionária local *Elektron* (VALER, 2014).

No estado do Pará também há registros de sistemas suprindo comunidades, como na Vila de Santo Antônio, no município de Breves, onde o fornecimento de energia elétrica para a localidade decorreu de um projeto de P&D apoiado pelas Centrais Elétricas do Pará (CELPA), e executado pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) e pelo Grupo de Energia, Biomassa e Meio Ambiente (EBMA), ambos da Universidade Federal do Pará, por meio de um projeto piloto (MAIA, 2015).

Recentemente, há relatos do projeto “Ilumina Pantanal”, uma parceria entre o Governo de Mato Grosso do Sul, Energisa e ANEEL, realizando a entrega de sistemas na região do Pantanal Sul-mato-grossense, para famílias que vivem em regiões remotas sem acesso à energia

elétrica. O projeto entregou, em sua primeira fase, 2.167 unidades consumidoras, dentre as quais 2.090 eram alimentadas por sistemas do tipo SIGFI (CASA CIVIL, 2022). Na Figura 2.3 mostra-se uma fotografia de um SIGFI instalado no âmbito do referido programa.

Figura 2.3 - SIGFI instalado na região do Pantanal Sul-mato-grossense.



Fonte: Brada (2021).

A Equatorial Energia, anteriormente CELPA, também possui ações com SIGFI para atender usuários afastados da rede convencional, como exemplo, tem-se o projeto da reserva extrativista (RESEX) VERDE PARA SEMPRE (Figura 2.4), onde 2.334 famílias são atendidas por sistemas fotovoltaicos, com previsão de expansão para o atendimento de mais 3.200 unidades consumidoras. Os sistemas usados no projeto possuem disponibilidade mensal garantida de 45, 90 e 180 kWh, atendendo não somente residências, mas também prédios de uso coletivo como escolas, postos de saúde e igrejas (PINHEIRO, 2019).

Figura 2.4 - Residência atendida por SIGFI no Estado do Pará.



Fonte: Pinheiro (2019).

Os exemplos de sistemas SIGFI apresentados demonstram como o uso deles é difundido e são de grande valor para suprir edificações em localidades remotas nessas regiões, pois são uma alternativa mais viável economicamente comparada ao suprimento com grupo gerador a diesel, devido à significativa disponibilidade do recurso solar no local e menor impacto ao meio ambiente.

2.3. Considerações do Capítulo

Como já apresentado neste capítulo, o uso de sistemas fotovoltaicos isolados é amplamente difundido em várias regiões do país, sendo implantados por concessionárias como alternativa e solução para a universalização do acesso à energia elétrica em localidades remotas. Trata-se de um serviço essencial e traz muitos benefícios sociais e econômicos para as populações atendidas.

Como citado, suas legislações específicas ainda estão em processo de aperfeiçoamento, e tendem a continuar assim, visto que a avaliação de experiências práticas e estudos contínuos de desempenho de SIGFI são necessários, para que estes sistemas se mostrem adequados ao seu propósito e continuem sendo usados para o atendimento de demandas em localidades remotas.

3. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE ESTUDO

3.1. Sistema de estudo - SIGFI 45

O sistema fotovoltaico objeto deste estudo foi concebido como de classe de atendimento SIGFI 45 e encontra-se instalado na área externa do prédio do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), localizado na cidade de Belém – PA, na Cidade Universitária Prof.º José da Silveira Netto.

Projetou-se o sistema seguindo os padrões estabelecidos pela REN 493/2012, para uma disponibilidade mínima mensal de 45 kWh no lado c.a. O sistema conta com um armário que armazena o banco de baterias, controladores de carga, inversor, quadros auxiliares. Sobre o armário de abrigo encontra-se instalado um dos geradores fotovoltaicos e próximo há uma estrutura que suporta outro gerador que pode ser utilizado no sistema (Figura 3.1). O sistema entrou em atividade em fevereiro de 2014, e desde então pode ser usado em atividades para estudos e capacitação em aplicações de sistemas fotovoltaicos isolados.

Figura 3.1 - Sistema inicialmente projetado.



Fonte: Adaptado Leal (2015).

Primeiramente, o sistema foi projetado para ter uma configuração com um gerador fotovoltaico, um controlador de carga, um banco de baterias e um inversor conforme descrito em (PONTES, 2014). Já em 2019, foram realizadas modificações no sistema, a fim de realizar testes com mais uma opção de gerador e mais duas opções de controladores de carga, conforme descrito em Bulhosa (2019), possibilitando-se utilizar a infraestrutura existente para avaliação de desempenho do sistema para diferentes configurações de equipamentos, comparando-se os resultados de medições em condições de perfis de irradiância semelhantes e Horas de Sol Pleno (HSP) próximas.

A seguir apresentam-se as possibilidades de uso de equipamentos no sistema após as modificações citadas.

3.1.1. Controladores de carga

Inicialmente, utilizou-se no sistema o controlador de carga da fabricante *Epsolar* modelo *VIEWSTAR VS3024BN*, que conta com a tecnologia PWM (modulação por largura de pulso, do inglês *pulse width modulation*). A corrente máxima de saída é de 30 A e há detecção automática de tensão nominal do banco de baterias para 12 ou 24 V.

Posteriormente, com a possibilidade de uso de diferentes equipamentos no sistema, adicionou-se um controlador de carga modelo *SCCM20-100*, da fabricante *Outback Power*, contendo a tecnologia MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracker*, Seguidor do Ponto de Máxima Potência). Este controlador identifica automaticamente a tensão de operação (12 V ou 24 V) e tem uma corrente máxima de saída de 20 A, sendo possível trabalhar com uma tensão de até 100 V em corrente contínua na entrada. Na Tabela 3.1 constam as especificações técnicas dos controladores de carga utilizados no sistema em estudo.

Tabela 3.1 - Especificações técnicas dos controladores de carga do sistema fotovoltaico.

Modelo	Epsolar VS3024BN	Outback SCCM20-100
Tensão Nominal	12 V / 24 V (reconhecimento automático)	12 V / 24 V (reconhecimento automático)
Corrente Nominal de Bateria	30 A	20 A
Tensão Máxima da Bateria	32 V	
Faixa de Tensão Bateria	-	18 – 32 V (24 Vc.c.)
Consumo Próprio	18 mA	3 mA
Máximo Tamanho do Condutor	16 mm ²	16 mm ²
Grau de Proteção	IP 30	IP 20
Temperatura de Trabalho	-35 °C a +55 °C	-40 °C a +60 °C
Potência Máxima	-	600 W (24 Vc.c.)
Faixa de Tensão (para Voc)	-	40 a 100 V (24 Vc.c.)
Faixa de Tensão (para Vmp)	-	27 a 70 V (24 Vc.c.)
Tipo de baterias que opera	Gel, Selada, Fluido	Selada, Fluido

Fonte: Epsolar (s.d.) e Outback (2017).

Além dos dois controladores, foi adicionada a possibilidade de configurar o sistema para operar com o carregamento do banco de baterias de forma autorregulada, em que o controle de tensão do sistema é feito pelo estado de carregamento do banco de baterias, sem usar um

controlador de carga, sendo a carga limitada pelo nível de tensão das baterias, que ao se carregarem levam o gerador a uma tensão próxima ao circuito aberto, reduzindo a injeção de corrente no banco.

3.1.2. Gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico instalado no sistema inicialmente era formado por 6 (seis) módulos da fabricante *Atersa*, modelo A-85M, de potência nominal de 85 Wp, monocristalino e 36 células em série (Tabela 3.2) sobre uma estrutura de sustentação em metalon e alumínio. Com as modificações, foi adicionada a possibilidade de uso de mais um gerador, composto por 2 (dois) módulos de potência nominal de 260 Wp cada, monocristalino com 60 células em série da fabricante *Sunrise*, modelo SR-M660260-B (Tabela 3.2), instalados sobre o armário que acomoda os equipamentos do sistema (Figura 3.2).

Figura 3.2 - Módulos instalados após as modificações.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.2 - Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos disponíveis no sistema.

(continua)

Modelo	Atersa A-85M	Sunrise SR-M660260-B
Potência	85 Wp	260 Wp
Número de células em série	36	60
Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp})	4,8 A	8,46 A
Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp})	17,70 V	30,75 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	5,2 A	8,94 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	21,5 V	38,03 V
Coefficiente térmico para I_{sc} (α)	1,15 mA/°C	0,05 mA/°C
Coefficiente térmico para V_{oc} (β)	-76,32 mV/°C	-0,35 %/°C
Máxima tensão do sistema	700 V	DC 1000 V
Dimensões (AxLxE)	1.200x527x35 mm	1.640x992x35 mm

(conclusão)

Modelo	Atersa A-85M	Sunrise SR-M660260-B
Peso	7,5 kg	18,2 kg

Fonte: Atersa (2007) e Sunrise (2023).

O primeiro modelo de gerador foi utilizado no sistema conforme descrito por Pontes (2014), onde se previa um gerador com no mínimo 628 Wp para suprir o sistema considerando a pior situação de irradiação solar mensal, com média diária de 4,13 HSP no mês de fevereiro, mas devido à disponibilidade de módulos no laboratório, foi usado o gerador descrito com 6 módulos de 85 Wp. O segundo gerador foi escolhido devido às características de possuir módulos de 60 células, o que permitiria fazer testes com a configuração autorregulada e apresentar potência nominal próxima ao primeiro.

3.1.3. Banco de baterias

O banco de baterias disponível e utilizado no sistema é composto por 12 baterias do tipo estacionária OPzS (do alemão *Ortsfest Panzerplatte Spezial*, que significa Placa Tubular Estacionária Especial), sendo o modelo utilizado o 6OPzS-300, do fabricante *New Power*. Cada bateria possui uma capacidade nominal de 300 Ah e tensão de 2 V, formando o banco pela conexão em série das 12 baterias, fornecendo tensão nominal de 24 V. Vale ressaltar que o banco é o mesmo desde o início da operação do sistema em 2014, sendo fabricado em 2013, e sofreu uma redução no seu desempenho com o passar dos anos (Tabela 3.3).

Tabela 3.3 - Especificações técnicas das baterias utilizadas.

MODELO	6OPzS-300, New Power
Tensão Nominal	2 V
Capacidade Nominal	300 Ah
Número de Terminais	2
Dimensões	145 mm x 206 mm x 376 mm
Volume de Eletrólito	3,9 L
Peso	25 kg
Taxa de Autodescarga	5%/mês
Temperatura Máxima de Operação	65 °C

Fonte: NewPower (2013).

3.1.4. Inversor

O inversor utilizado é da fabricante *Xantrex*, modelo *Prosine Sine Wave Inverter 1000* (Tabela 3.4), que opera com tensão nominal de entrada de 24 V, fornecendo na saída uma tensão senoidal de 120 V_{rms}, frequência de 60 Hz e potência nominal de saída de 1.000 W. O equipamento pode fornecer uma corrente de até 8,3 Arms e corrente de surto de até 25 Arms, suportando uma sobrecarga de 1.500 W por 5 segundos. O rendimento máximo alcançado é de 88,4% com um carregamento de 600 W.

Tabela 3.4 - Especificações técnicas do Inversor *Prosine Sine Wave Inverter 1000*.

Modelo	Prosine Sine Wave Inverter 1000 – 24 V
Potência de Saída	1.000 W
Capacidade de Sobrecarga (5 s)	1.500 W
Tensão de Saída	120 V _{rms}
Corrente Nominal de Saída	8,3 Arms
Corrente de Pico	25 A
Consumo sem Carga	22 W
Frequência de Saída	60 Hz ± 0,05%
Dimensões (C x L x A)	391 x 279 x 114 mm
Peso	6,5 kg
Temperatura de Operação	0° - 60 °C
Faixa de Tensão de Entrada	20 - 32 Vc.c.
Rendimento Máximo	88,4%, a 600 W

Fonte: Xantrex (2009).

3.1.5. Configurações propostas

Com o conjunto de equipamentos apresentados foram propostas quatro configurações de ensaios para estudo de desempenho operacional. Tinha-se preliminarmente como objetivo a realização de mais ensaios e com mais configurações de equipamentos, mas devido a problemas de indisponibilidade ou avaria de parte de equipamentos que se encontravam no laboratório, houve a limitação para as quatro configurações indicadas na Tabela 3.5.

Inicialmente emprega-se uma configuração usando um controlador de carga sem MPPT com módulos de 36 células conectados na entrada do equipamento, o gerador é disposto de 3 *strings* com 2 módulos cada (Gerador 1).

Em seguida, tem-se duas configurações usando o gerador com módulos de 60 células (Gerador 2), uma com os dois módulos em paralelo conectados diretamente ao banco de baterias sem controlador, onde o próprio gerador carrega e controla o nível de tensão do banco. E uma

segunda com controlador de carga com MPPT com a associação dos módulos do Gerador 2 em série.

Por fim, utilizasse o Gerador 1 na mesma disposição com o controlador com MPPT.

Tabela 3.5 - Configurações ensaiadas com o sistema real.

Configuração 1	Gerador 1 + controlador PWM
Configuração 2	Gerador 2 (módulos em paralelo conectados diretamente ao banco de baterias)
Configuração 3	Gerador 2 (módulos em série) + controlador MPPT
Configuração 4	Gerador 1 + controlador com MPPT

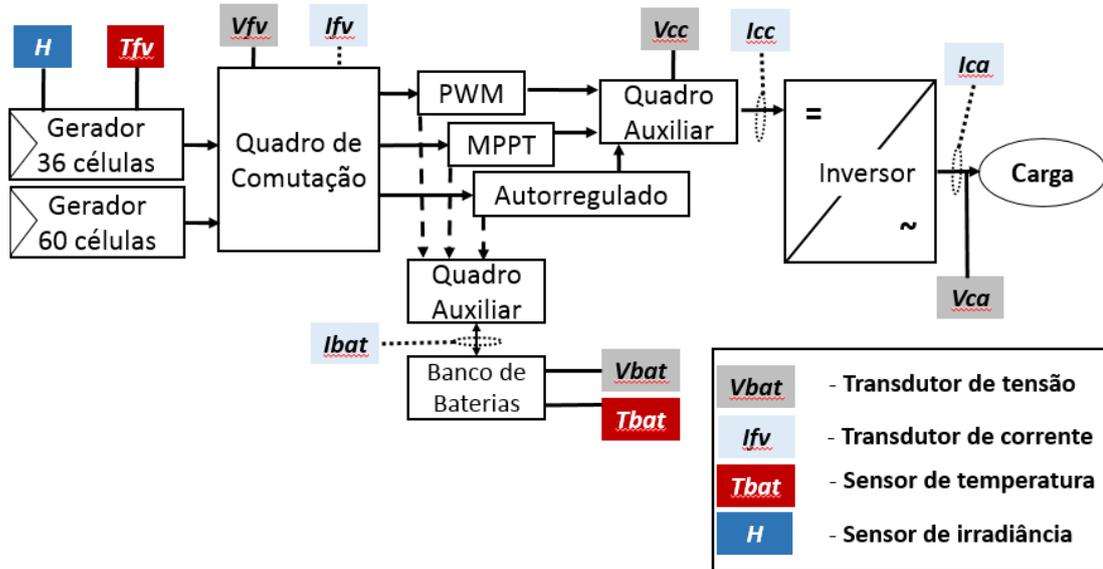
Fonte: Autoria própria.

3.1.6. Adaptações e aquisição de dados do sistema

Para que fosse possível realizar de forma mais facilitada ensaios no sistema com diferentes arranjos, fez-se a inserção de um quadro de comutação e alguns quadros auxiliares. Além disso, empregou-se um conjunto de sensores e transdutores de parâmetros elétricos e ambientais para monitoração de desempenho operacional do sistema. Na Figura 3.3 mostra-se a disposição dos sensores e transdutores no sistema, bem como os quadros de comutação e auxiliares. Os pontos de monitoração e dados monitorados foram:

- H – Sensor de Irradiância;
- Tbat – Sensor de temperatura do banco de baterias;
- Tfv – Sensor de temperatura na parte posterior do módulo;
- Ifv – Transdutor de corrente do gerador fotovoltaico;
- Ibat – Transdutor de corrente do banco de baterias;
- Icc – Transdutor de corrente de entrada do inversor;
- Ica – Transdutor de corrente de saída do inversor;
- Vfv – Transdutor de tensão do gerador fotovoltaico;
- Vbat – Transdutor de tensão do banco de baterias;
- Vcc – Transdutor de tensão de entrada do inversor;
- Vca – Tensão de saída do inversor;

Figura 3.3 - Diagrama unifilar de conexões e posicionamento dos transdutores e sensores.



Fonte: Autoria própria.

A aquisição de dados de corrente e tensão (do gerador fotovoltaico, banco de baterias, entrada do inversor (c.c.) e saída do inversor (c.a.)) é realizada com o emprego de transdutores de tensão e corrente, cujos sinais são fornecidos a um *datalogger* responsável pelo armazenamento. Também se fez a aquisição de dados de irradiância global no plano do gerador, temperatura na parte posterior dos módulos fotovoltaicos e temperatura no compartimento do armário junto ao banco de baterias.

Para a amostragem e registro de medições utiliza-se o *datalogger* DT85 do fabricante *DataTaker*. A estratégia adotada para monitoração foi a leitura dos valores dos sinais de entrada fornecidos pelos sensores e transdutores a cada 1 (um) segundo e o armazenamento da média dos valores lidos a cada 5 (cinco) minutos, obtendo assim 288 pontos de leitura por dia. A metodologia para os ensaios foi monitorar cada configuração por 3 dias inteiros, não necessariamente consecutivos para a coleta de amostras.

Com os dados coletados de corrente e tensão é possível a obtenção dos valores de energia produzida e consumida, e com os dados ambientais de temperatura e irradiância é possível verificar as condições a qual o sistema estava exposto, sendo possível também usá-los como parâmetros de entrada para verificação do comportamento do sistema a partir de simulações.

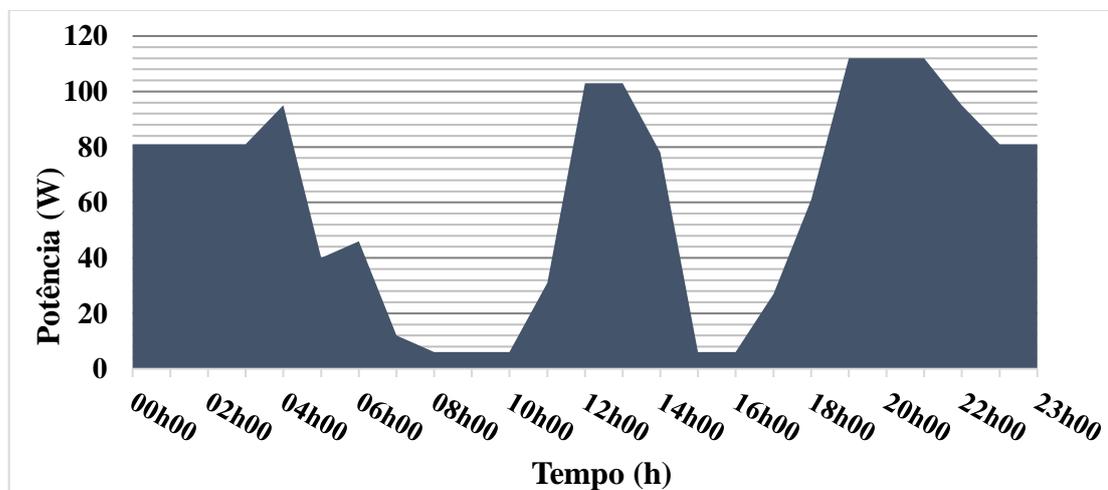
3.1.7. Curva de carga para ensaios

A curva de carga considerada para os ensaios do sistema é apresentada em Bulhosa (2019). A demanda do sistema consiste no uso de cargas tipicamente residenciais (4 lâmpadas de LED; 1 televisor de 20 polegadas, do tipo tubo de raios catódicos; 1 conversor de TV digital; 1 rádio; 1 ventilador de mesa de 30 cm; 1 carregador de celular e 1 *notebook*), sendo estabelecida uma curva com média de consumo diário no lado c.a. de aproximadamente 1.250 Wh.

O perfil de demanda programada é apresentado na Figura 3.4 e tem como característica a maior parte das cargas ligadas no período da noite e também próximo ao meio-dia, buscando simular um perfil de demanda ou uso típico de populações ribeirinhas.

Como forma de facilitar o acionamento das cargas e permitir que a continuidade dos testes se mantivesse mesmo em períodos que não fosse possível o acesso ao laboratório, como no período da noite e madrugada, desenvolveu-se um sistema de automação para acionamento das cargas utilizando relés por meio da plataforma Arduino UNO, onde se programou determinados horários do dia para que as cargas utilizadas fossem acionadas, funcionando por determinado tempo e desligadas posteriormente. O acionamento automático se deu para as cargas da TV e seu receptor digital, o aparelho de som, o ventilador e 2 lâmpadas de LED. O acionamento do notebook e carregador de celular foi feito manualmente, e duas lâmpadas externas por meio da utilização de relé fotoelétrico.

Figura 3.4 - Curva de carga desenvolvida para simulações.



Fonte: Autor.

Com a automação citada anteriormente foi possível medir a demanda e compor a curva de carga proposta na Figura 3.2. Esta curva de carga também foi empregada na validação dos modelos computacionais desenvolvidos no presente trabalho, servindo ainda como direcionamento para as outras curvas propostas na presente dissertação.

3.2. Considerações do Capítulo

O sistema de estudo e seus componentes estão descritos brevemente no presente capítulo, identificando-se as configurações que foram utilizadas nos ensaios, a forma de aquisição de dados, bem como a curva de carga empregada durante os ensaios realizados em Bulhosa (2019).

Essas informações são necessárias para melhor compreender o sistema, a modelagem necessária de cada componente e as configurações propostas que são representadas nas simulações de operação do sistema. No capítulo posterior são realizadas as simulações dos componentes individualmente, e em conjunto, com a posterior validação do modelo usando os dados reais coletados pelo sistema de aquisição desenvolvido.

4. MODELAGEM DO SISTEMA

Neste capítulo é apresentada a modelagem do sistema, que tem por objetivo possibilitar o estudo de desempenho operacional de um SIGFI, verificando o comportamento de grandezas elétricas relacionadas à geração, armazenamento e consumo, caso fossem empregados equipamentos diversos ou curvas de carga diferentes dos quais estavam disponíveis.

Optou-se pela utilização do *software* Matlab/Simulink como ferramenta para modelagem e simulação, por possuir em sua interface de blocos com modelos de equipamentos usados em sistemas fotovoltaicos (como geradores fotovoltaicos e baterias), possibilitando ainda o uso de outros blocos de circuitos eletrônicos, em conjunto, para a implementação dos demais componentes, como os controladores de carga.

Os recursos disponibilizados pela ferramenta facilitam a modelagem dos diversos componentes devido à facilidade de edição dos blocos, bem como também a possibilidade de análise dos resultados antes da implementação de um sistema real, o que permite a escolha de equipamentos que podem fornecer melhor desempenho, prever possíveis falhas, além da praticidade de realizar ensaios com equipamentos distintos daqueles dos disponíveis fisicamente em laboratório, permitindo propor cenários diferentes e ampliar a gama de possibilidades de configurações.

A modelagem do sistema seguiu a sequência de inicialmente criar o modelo de cada componente e validar os resultados com valores reais obtidos em ensaios, ou com o comportamento esperado, seguindo como referência, em alguns casos, o manual do usuário. Em seguida, agrupou-se os componentes nas quatro configurações propostas anteriormente e validou-se os resultados da simulação do sistema com os dados reais obtidos, que foram apresentados em Bulhosa (2019), verificando a proximidade dos valores de produção e consumo de energia com os dados reais quando em condições similares.

4.1. Geradores fotovoltaicos

Foram usados dois modelos de módulos fotovoltaicos durante os experimentos, como relatado em Bulhosa (2019) e no capítulo anterior. Para formar as duas opções de uso de gerador fotovoltaico, empregou-se o Gerador 1: seis módulos fotovoltaicos da Atersa modelo A-85M (3 *strings* com 2 módulos); e o Gerador 2: dois módulos fotovoltaicos da Sunrise, modelo SR-M660260 ligados em uma configuração em paralelo e em outra em série.

Para parte dos módulos do Gerador 1 e todos do Gerador 2, como forma de verificar uma maior exatidão nas quantificações da degradação devido ao tempo de uso, foram feitos ensaios no simulador solar instalado no GEDAE, do fabricante PASAN modelo HL3VMLT, de classe A+A+A+. Os resultados obtidos foram utilizados como parâmetros fornecidos ao bloco de simulação, a fim de que a simulação do gerador se aproximasse do caso real.

Os dados obtidos para três amostras dos módulos que formam o Gerador 1 e os dois do Gerador 2, são apresentados na Tabela 4.1. Ressalta-se que os valores apresentados para os módulos do Gerador 1 representam 3 amostras das 6, que puderam mais facilmente ser retiradas do gerador montado.

Tabela 4.1 - Parâmetros dos geradores fotovoltaicos.

Módulo Fotovoltaico	ATERSA N071122920	ATERSA N071122935	ATERSA N071123030	SUNRISE SR-M660260-B 01	SUNRISE SR-M660260-B 02
Voc (V)	21,49	21,5	21,70	38,31	38,37
Vmp (V)	16,92	17,24	17,28	30,2	30,69
Isc (A)	4,71	4,7	4,751	8,89	8,97
Imp (A)	4,39	4,318	4,38	7,59	8,47
Coef. Temp. Voc (%/°C)	-0,7632	-0,7632	-0,7632	-0,35	-0,35
Coef. Temp. Isc (%/°C)	0,0115	0,0115	0,0115	0,05	0,05
N° de células	36	36	36	60	60
Potência nominal (W)	74,39	74,46	75,8	229,87	260,21
Temperatura (°C)	24,89	25,07	24,98	27,31	27,04
Temperatura Compensação (°C)	25	25	25	25	25
Irradiância (W/m²)	1.001,6	1.001,83	1.001,66	1.007,35	1.002,98
Irradiância compensado (W/m²)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Resistencia Paralelo (Ω)	0,624	0,607	0,621	0,611	0,573
Resistência Série (Ω)	293,38	83,83	223,91	469,42	1.394,83
Eficiência (%)	14,05	14,07	14,32	15,74	17,82

Fonte: Autor.

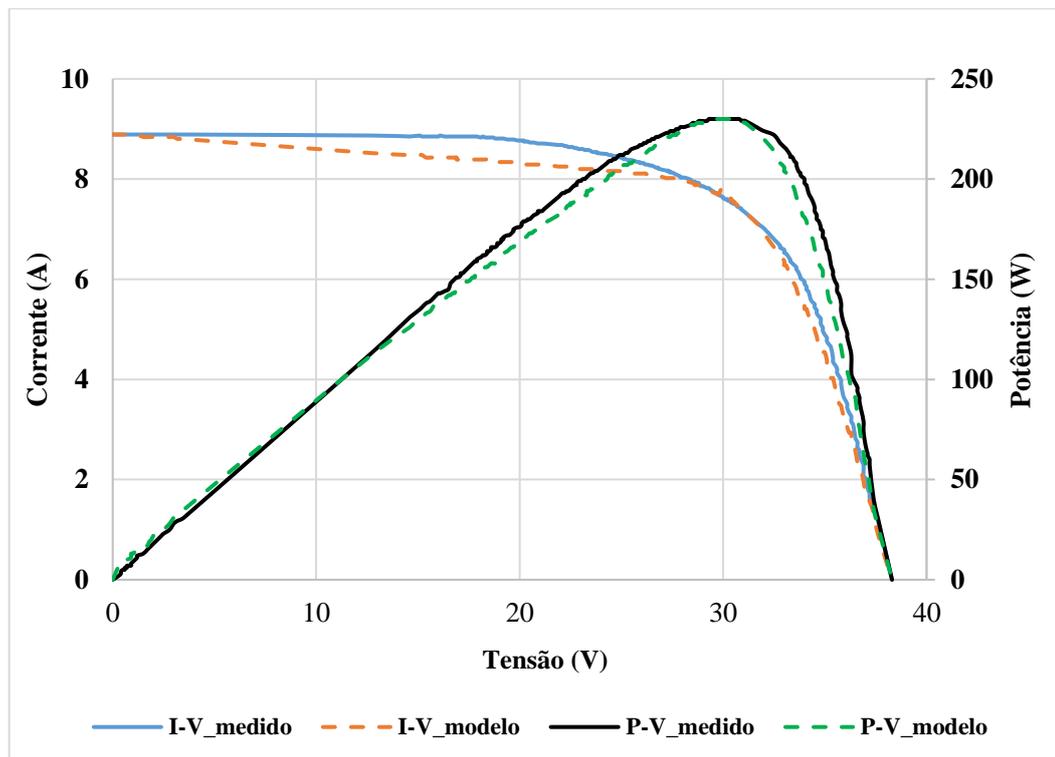
Quando comparados os valores apresentados e os de referência dos módulos (Tabela 3.2), pode-se notar que os módulos A-85M (Atersa) já tiveram uma queda de aproximadamente 10 Wp (cerca de 12%) para cada amostra. Já para os módulos SR-M660260 (Sunrise), um deles

apresenta uma trinca no vidro, o que resultou em uma queda de 31 Wp (cerca de 12%) na potência nominal, enquanto o outro está próximo da potência fornecida pelo fabricante.

O modelo empregado para simulação do módulo fotovoltaico é composto por cinco parâmetros ou elementos: fonte de corrente fotogerada, diodo, resistência em série e resistência *shunt*, podendo-se obter as características I-V dependentes da irradiância e temperatura de célula dos módulos, e sendo consideradas as não idealidades. Tal modelo é utilizado para células de silício, dada sua simplicidade e boa acurácia em aplicações práticas (Villalva et al., 2009; Torres, 2019).

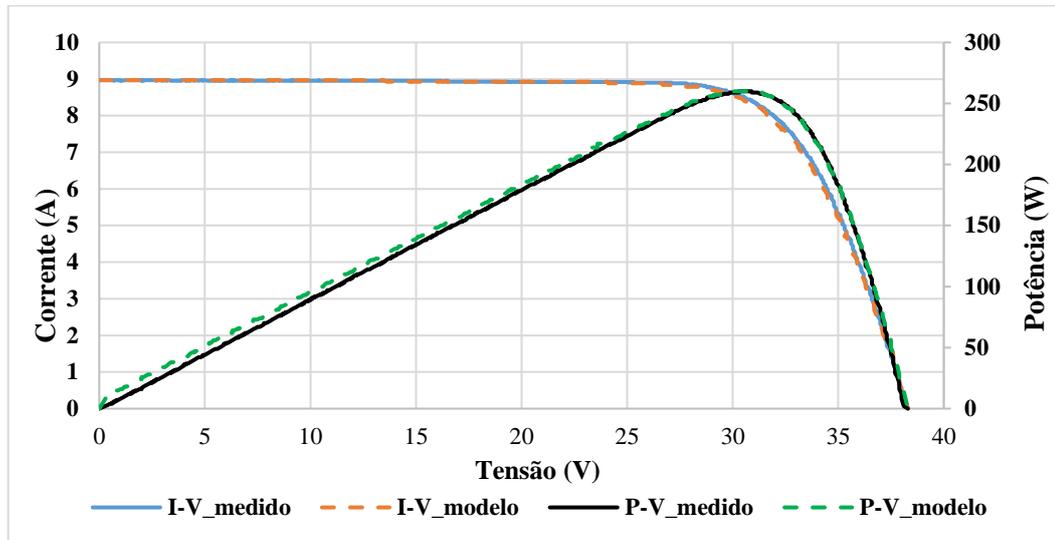
Nas curvas apresentadas nas Figuras 4.1 a 4.5 pode-se comparar os resultados obtidos no simulador solar e os resultados obtidos por simulação utilizando a plataforma Simulink. Nas Tabelas 4.2 e 4.3 mostram-se a média do erro, o desvio padrão e a variância entre os valores medidos e os valores da simulação para as curvas I-V e P-V.

Figura 4.1 - Curvas I-V e P-V módulo SUNRISE M660260-B 01.



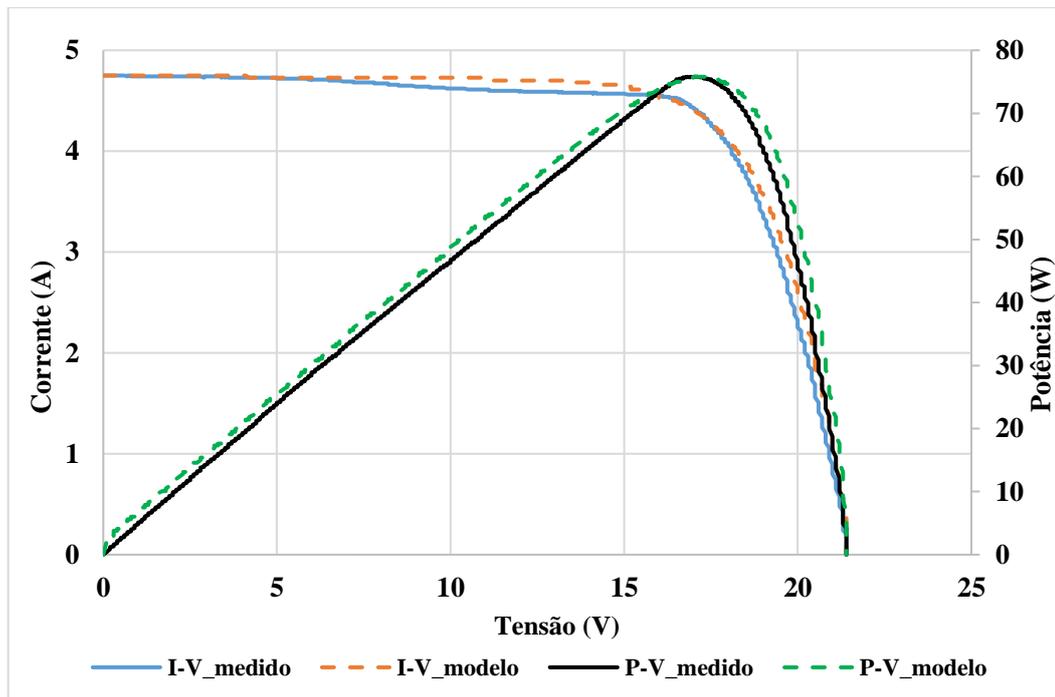
Fonte: Autor.

Figura 4.2 - Curvas I-V e P-V módulo SUNRISE M660260-B 02.



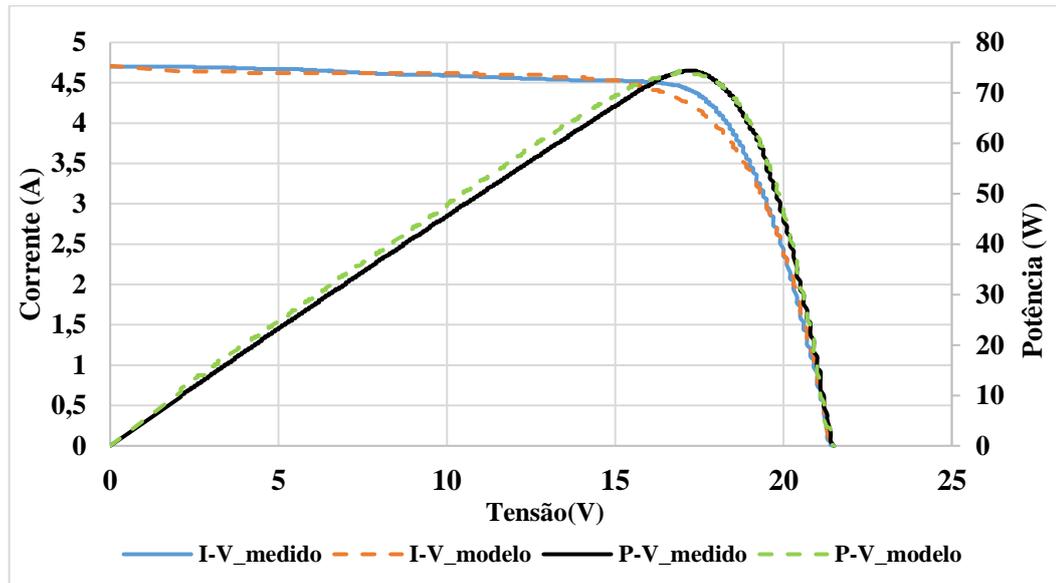
Fonte: Autor.

Figura 4.3 - Curvas I-V e P-V módulo ATERSA N071123030.



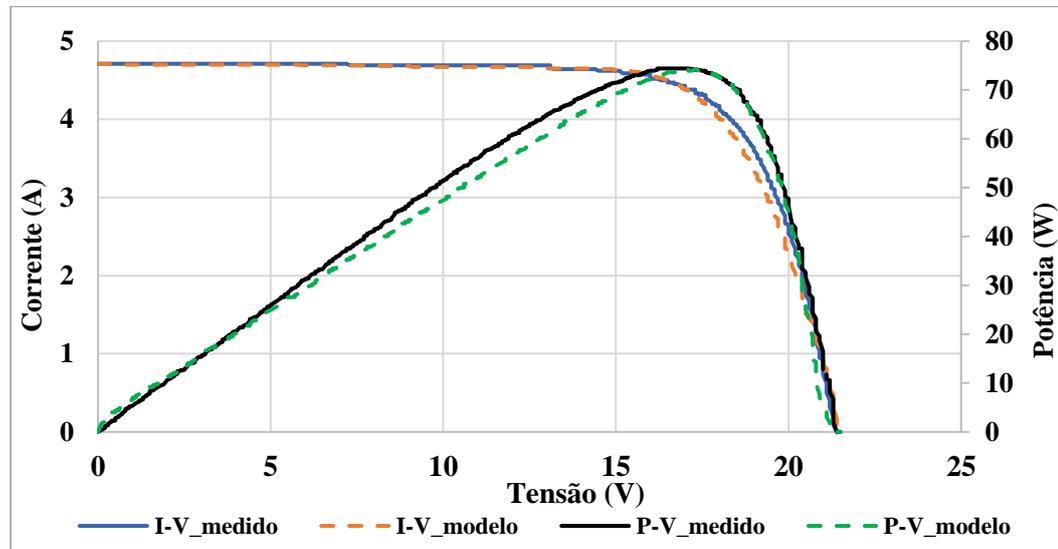
Fonte: Autor.

Figura 4.4 - Curvas I-V e P-V módulo ATERSA N071123035.



Fonte: Autor

Figura 4.5 - Curvas I-V e P-V módulo ATERSA N071122920.



Fonte: Autor

Tabela 4.2 - Erro, variância e desvio padrão curva I-V.

Módulo Fotovoltaico	Média (erro)	Variância	Desvio padrão
ATERSA N071122920	0,141 A	0,030 A ²	0,174 A
ATERSA N071122935	0,026 A	0,004 A ²	0,069 A
ATERSA N071123030	-0,075 A	0,007 A ²	0,084 A
SUNRISE SR M660260-B 01	0,285 A	0,032 A ²	0,178 A
SUNRISE SR M660260-B 02	0,023 A	0,003 A ²	0,055 A

Fonte: Autor.

Tabela 4.3 - Erro, variância e desvio padrão curva P-V.

Módulo Fotovoltaico	Média (erro)	Variância	Desvio padrão
ATERSA N071122920	1,925 W	4,755 W ²	2,180 W
ATERSA N071122935	-1,474 W	0,927 W ²	0,963 W
ATERSA N071123030	-2,090 W	2,215 W ²	1,488 W
SUNRISE SR M660260-B 01	6,881 W	39,53W ²	6,287 W
SUNRISE SR M660260-B 02	-4,198 W	7,685 W ²	2,772 W

Fonte: Autor.

Nota-se que os resultados da simulação estão próximos aos resultados reais medidos, seguindo-se o perfil das curvas reais em todos os casos, com os valores de variância e desvio padrão baixos, principalmente para as curvas I-V dos módulos. Para as curvas P-V, os resultados não foram tão próximos a zero, havendo caso em que a variância teve valor elevado, mas vale citar, que neste caso específico, corresponde ao módulo danificado citado anteriormente, podendo estar associado o fato de sua modelagem ter sido prejudicada.

Assim, com estes resultados, os modelos se mostraram adequados para representar os módulos reais na simulação, havendo uma boa aproximação de valores para condições similares de temperatura e irradiância global incidente.

4.2. Modelagem do banco de baterias

O banco de baterias usado para formar o sistema em teste, contava com 12 baterias do tipo estacionária *OPzS* (*Ortsfest Panzerplatte Spezial*, do alemão, Placa Tubular Estacionária Especial). O modelo utilizado é o 6OPzS-300, do fabricante New Power, sendo iniciada em 2014 a operação do banco no sistema. Inicialmente, o banco teve como capacidade nominal 7.200 Wh, e foi projetado para ter uma profundidade de descarga máxima de 57,67%, tendo capacidade de entregar 4.152,3 Wh, nos piores casos de descarga, e com consumo diário estimado de 2.076,1 Wh na parte c.c. (aproximadamente 28,8% de descarga), conforme apresentado em Pontes (2013).

Como o banco apresentou problemas após os ensaios realizados no trabalho realizado em 2019 (Bulhosa, 2019), e as baterias já estavam em um estágio avançado de desgaste, não foi possível realizar um ensaio de carga e descarga para obter os parâmetros do real estado da bateria e curvas de carga e descarga mais atualizadas.

Como alternativa, foram aplicados os dados do manual de operação da bateria e inseridos ao modelo, sendo posteriormente comparados com as curvas de descarga para se ter uma perspectiva se o modelo representaria a bateria em condições de fábrica. Faz-se necessário

comentar que essa não é a modelagem mais indicada, mas devido às condições impostas, esse foi o método usado para se obter uma modelagem que fosse minimamente adequada em representar o banco.

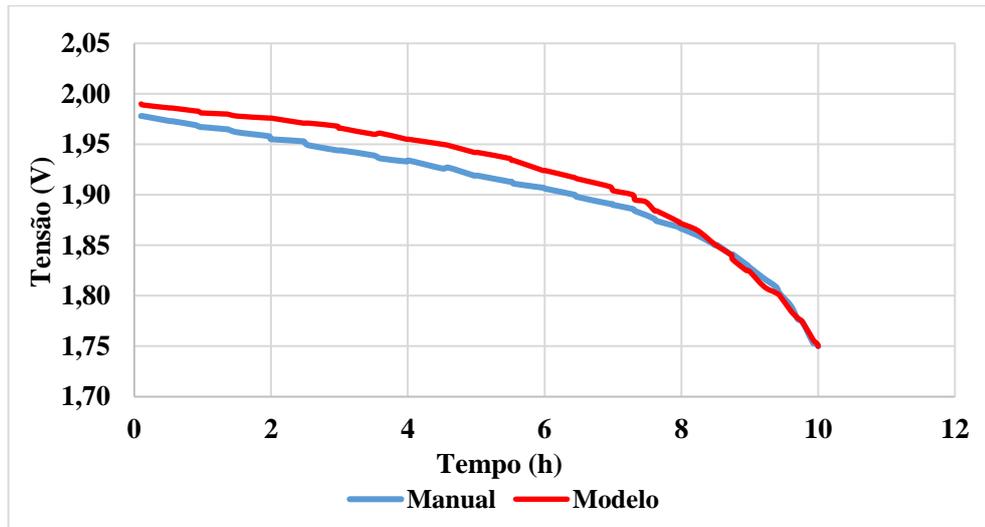
O modelo utilizado na plataforma Simulink é do tipo circuito equivalente junto a equações diferenciais, o qual representa até 4 tipos de baterias (Íon-Lítio, Chumbo ácido, Níquel-Cádmio e Níquel-Hidreto Metálico), (Omar et. al, 2014; Tremblay e Dessaint, 2009).

Os parâmetros que o bloco inicialmente solicita para serem inseridos são: tensão nominal, capacidade nominal, estado de carga inicial e tempo de resposta da bateria. Alguns parâmetros secundários que o modelo calcula com os dados mencionados anteriormente, mas que também podem ser inseridos, são: máxima capacidade da bateria em Ah, tensão de desconexão, tensão completamente carregada, corrente nominal de descarga, resistência interna e capacidade na tensão nominal. A depender do modelo escolhido, torna-se necessário a inserção de mais parâmetros iniciais, como no caso de baterias de Íon-Lítio.

A plataforma permite fazer modificações internas nos blocos do modelo, o que aprimora mais ainda os resultados. Entretanto, como forma de fazer o mínimo de modificações optou-se por mantê-las originais, realizando uma modificação somente no tempo de integração das baterias, diminuindo-os proporcionalmente ao tempo da simulação total, para que as simulações ocorressem em um tempo menor.

Os resultados de simulação comparado aos dados do manual são apresentados na Figura 4.6 e Tabela 4.4. Ressalta-se que os valores são referentes a 1 elemento de 2 V, conforme o manual fornece.

Figura 4.6 - Comparação curva de descarga simulação e manual do banco de baterias.



Fonte: Autor.

Tabela 4.4 - Erro, variância e desvio padrão modelagem bateria.

Modelo Bateria	
Média (erro)	-0,012 V
Variância	0,0000957 V ²
Desvio padrão	0,00978 V

Fonte: Autor.

Ao comparar as curvas, percebe-se que os valores do modelo, quando usados os mesmos valores do manual com algumas adaptações, podem resultar em valores próximos aos que são apresentados no manual, com valores de erro bem próximos a zero.

Para que o modelo tivesse um resultado satisfatório foi necessário determinar alguns parâmetros diferentes dos valores reais e do manual para que as curvas tivessem um perfil aproximado, dentre eles foi necessário definir o modelo para uma tensão nominal de 1,75 V, aumentar a capacidade máxima em Ah e alterar o valor de corte de subtensão e tensão completamente carregada. Os valores de resistência, e capacidade nominal usados foram os mesmos do manual, e os valores da zona exponencial foram calculados pelo próprio programa.

4.3. Modelagem controladores de carga

Durante os ensaios foram utilizadas três formas de controle de carga e descarga da bateria, uma em modo autorregulado de tensão e outras duas com o emprego de controladores de carga, como indicado na Tabela 4.5. Para isso, foram utilizados dois tipos de controladores

de carga, ambos com tecnologia PWM utilizando MOSFET, mas com somente um dos controladores contando com tecnologia MPPT.

4.3.1. Controlador de carga com MPPT

Para a modelagem do controlador com MPPT, utilizou-se como base o controlador apresentado em Tan, Er e Solanki (2020), onde é apresentado um modelo de controlador de carga com MPPT para sistemas fotovoltaicos isolados com baterias de chumbo ácido. O trabalho apresenta a implementação de um controlador de topologia *buck* com três estágios (absorção, tensão constante e flutuação) na plataforma Matlab/Simulink.

Como modificações realizadas ao modelo, foram ajustados os parâmetros para valores similares aos do controlador usado no sistema em estudo, sendo a mais relevante modificação a adição de um temporizador para que o controlador ficasse o tempo de 2 horas no estado de tensão constante e posteriormente fosse para a tensão de flutuação, similar ao funcionamento descrito no manual de instruções dos equipamentos usados.

As modificações foram feitas em parceria com alunos de iniciação científica do GEDAE/UFPA atuando no projeto de pesquisa intitulado “Avaliação de Desempenho Operacional da Geração e Armazenamento Distribuídos em uma Nanorrede em Corrente Contínua” (REIS e GALHARDO, 2022; MACHADO e GALHARDO, 2022).

Os parâmetros do controlador Outback SCCM20-100 estão apresentados na Tabela 4.5, o qual trabalha com 3 estágios de carga, em tensões de 12/24 V, com faixa de tensão do MPPT entre 40 e 70 V, e máxima corrente de carregamento das baterias de 20 A.

Tabela 4.5 - Valores de tensão nos 3 diferentes estágios do controlador SCCM20-100.

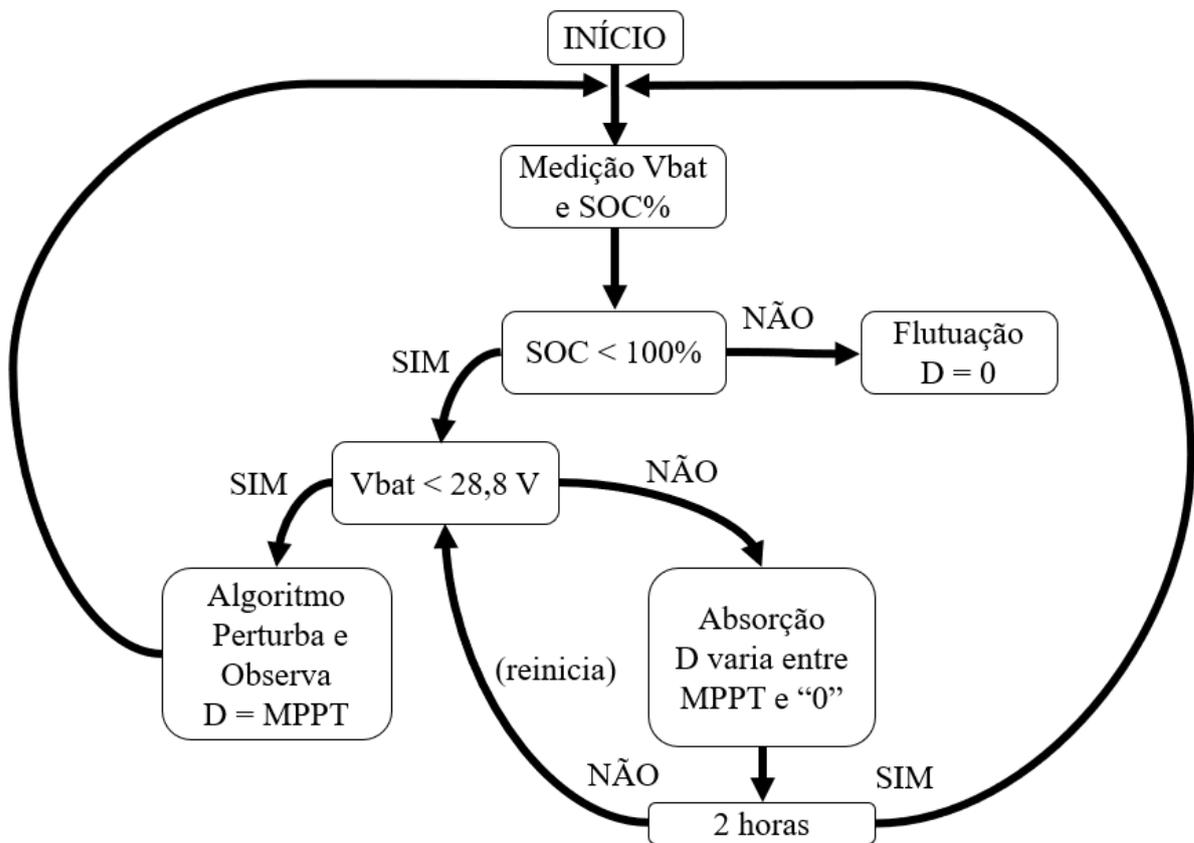
SCCM20-100	Bateria VLRA
Tensão <i>Bulk</i>	29,2 V
Tensão Absorção	28,8 V
Tensão Flutuação	27 V
Tensão Equalização	31 V
Tempo de Absorção	2 horas

Fonte: Outback (2017).

O funcionamento do controlador modelado se apresenta da seguinte forma (Figura 4.7): inicialmente é feita a leitura do nível de tensão do banco de baterias (V_{bat}) e SOC (estado de carga, do inglês “State of Charge”). Caso o SOC seja igual a 100%, o controlador leva o banco para o estágio de flutuação, caso não seja, verifica-se o valor do nível de tensão do banco. Se a

tensão for menor que o valor de absorção, o controlador habilita o ciclo de trabalho (D) conforme o calculado pelo algoritmo perturba e observa, até se atingir o valor de tensão de absorção. Ao atingir este valor, o controlador mantém a tensão neste nível por 2 horas, posteriormente levando o banco para a tensão de flutuação. Se eventualmente a tensão não ficar por 2 horas ou diminuir o valor, o processo se reinicia.

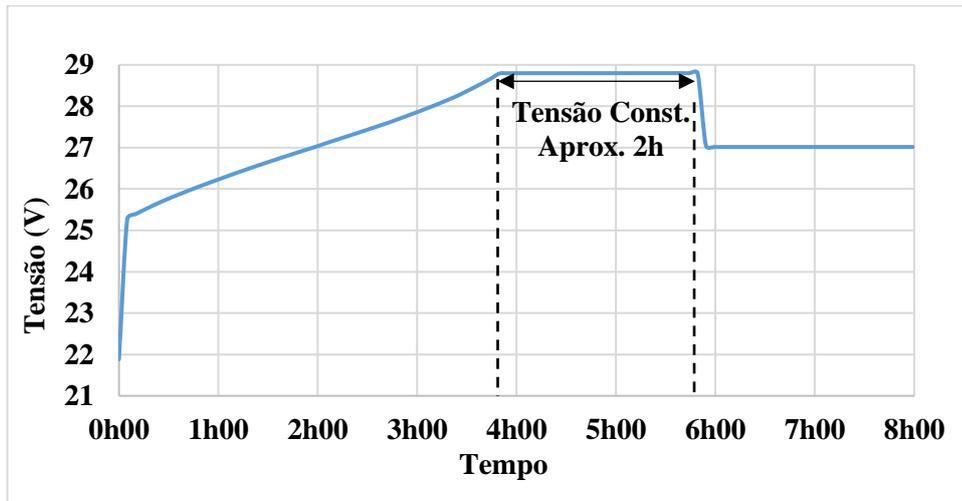
Figura 4.7 - Fluxograma funcionamento controlador com MPPT.



Fonte: Autor.

Como demonstração dos estágios de tensão e tempo durante tensão constante, na Figura 4.7 apresenta-se uma simulação do carregamento do modelo do banco de baterias de 24 V (12 elementos), com um nível inicial de carga de 50% (SOC = 50%) em uma condição de 1.000 W/m² a 25 °C, utilizando o modelo do Gerador 2 com os módulos em série. Vale ressaltar que essa é uma condição ideal, onde não ocorreria a variação de irradiância e temperatura, sendo usada somente para verificar os estágios de tensão e tempo de absorção. Verifica-se na Figura 4.8 que os estágios de tensão constante e flutuação são atingidos em 28,8 V e 27 V, respectivamente.

Figura 4.8 - Carregamento utilizando o controlador de carga com MPPT.



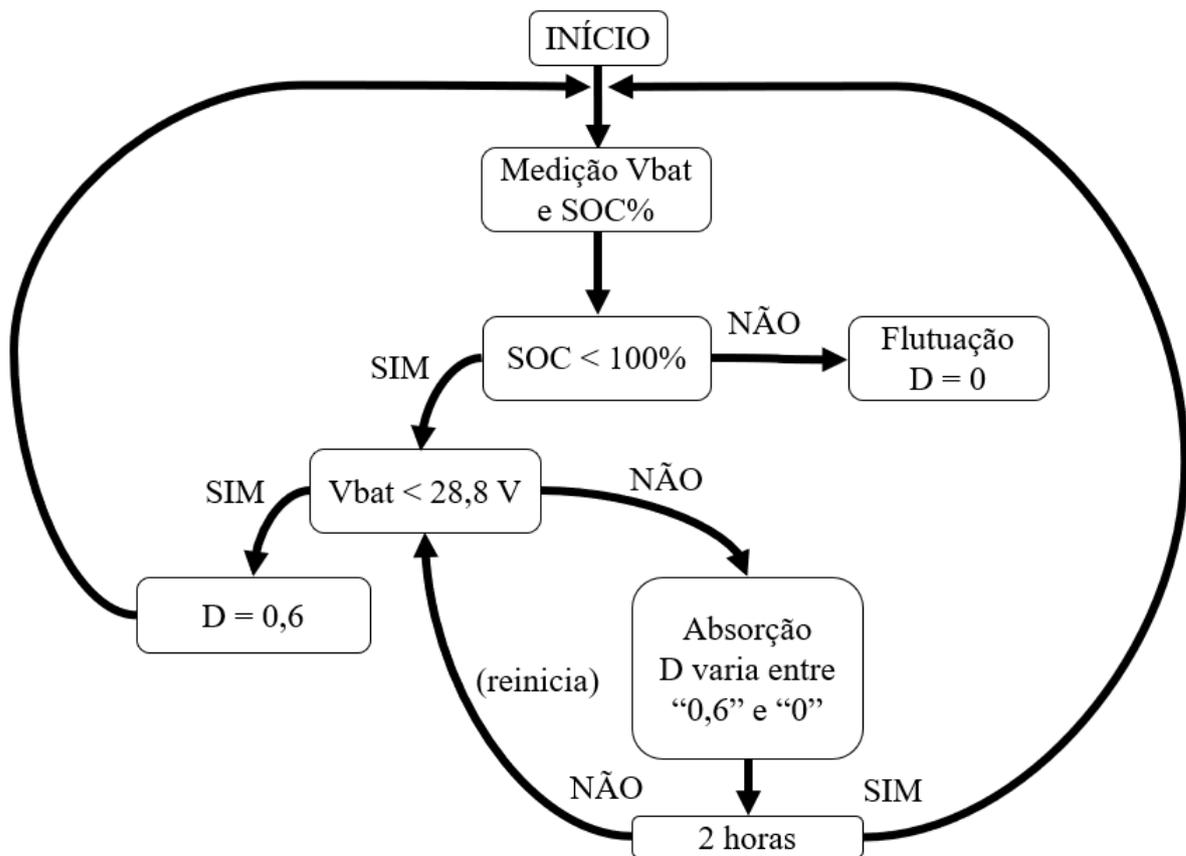
Fonte: Autor.

Nessas condições, aproximadamente 4 horas após início da carga, o banco de baterias chegaria ao estado de tensão constante, em 28,8 V, com um SOC superior a 90%. Tais condições foram satisfatórias representando os níveis de tensão e condições que o fabricante do controlador apresenta no manual.

4.3.2. Controlador de carga com somente PWM

Para a implementação do controlador de carga que possui somente a modulação PWM foi utilizado como base o controlador anterior, sendo retirado o algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência, de tal forma que o controle do PWM fosse feito por faixas de tensão, sendo que, para tensões entre 21 V e 28,8 V o controlador estaria com um ciclo de trabalho constante do PWM, e ao atingir o valor de 28,8 V o ciclo se tornaria variável, entre 0,6 e 0, a fim de manter o nível de tensão constante por 2 horas e posteriormente entraria no estágio de flutuação, onde o ciclo de trabalho ficaria igual a 0 (Figura 4.9). Esta estratégia foi utilizada baseada na observação do funcionamento do controlador com MPPT descrita na subseção anterior.

Figura 4.9 - Fluxograma funcionamento controlador somente com PWM.



Fonte: Autor.

O controlador usado no sistema para essa opção foi do fabricante Epsolar modelo VIEWSTAR VS3024BN que conta com chaves semicondutoras utilizando MOSFET, possuindo corrente máxima de saída de 30 A, e detecção automática de tensão para 12 V ou 24 V. Os valores de tensão para os estágios de carregamento estão apresentados na Tabela 4.6.

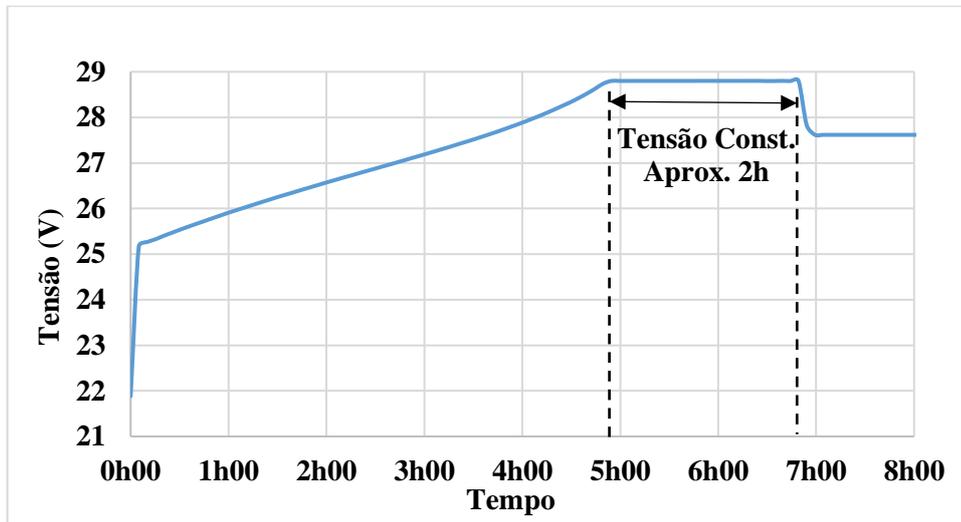
Tabela 4.6 - Valores de tensão nos 3 diferentes estágios do controlador VS3024BN.

VS3024BN	Bateria VLRA
Tensão Bulk	29,2 V
Tensão Absorção	28,8 V
Tensão Flutuação	27,6 V
Tensão Equalização	29,6 V
Tempo de Absorção	2 horas

Fonte: Epsolar (2017).

Para condições iniciais iguais às do teste anterior para o controlador com MPPT (irradiância de 1.000 W/m^2 , e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$) e utilizando o modelo do Gerador 2 com os módulos em série, o resultado obtido está apresentado na Figura 4.10.

Figura 4.10 - Carregamento utilizando o controlador de carga sem MPPT.



Fonte: Autor.

Reiterando que este controlador tem a mesma característica de carregamento do anterior, com 3 estágios durante a carga, e permanecendo em tensão constante por duas horas, após atingir o nível de tensão de $28,8 \text{ V}$, reduzindo para uma tensão de flutuação de $27,6 \text{ V}$ após carregado.

Ao comparar os controladores, nas mesmas condições, o controlador sem MPPT demoraria aproximadamente 1 hora a mais para atingir o estágio de flutuação, e por consequência o carregamento pleno da bateria. Esta diferença de tempo demonstra como o algoritmo de MPPT torna o carregamento do sistema mais eficiente, pois este consegue realizar ajustes quase que instantâneos que modificam o ciclo de trabalho, a fim de otimizar o carregamento, diferentemente do outro método que mantém o ciclo baseado somente no nível de tensão do banco de baterias, sem realizar ajustes.

4.3.3. Tensão autorregulada

Além dos dois controladores, foi adicionada a possibilidade de configurar o sistema real para operar de forma autorregulada, em que o controle de tensão do sistema é feito pelo estado de carregamento do banco de baterias, sem usar um equipamento controlador de carga. Essa

forma de carregamento só é possível, para o banco utilizado no sistema, com módulos fotovoltaicos de 60 células, onde as baterias quando carregadas levam os módulos para uma tensão próxima ao circuito aberto, fazendo com que a corrente injetada no banco tenda para zero (TEBIBEL e LABED, 2013; PINHO e GALDINO, 2014).

4.4. Cargas do Sistema

Para simular as cargas empregadas no sistema, optou-se por representá-las como cargas resistivas na plataforma Matlab/Simulink e conectadas no lado c.c. Esta opção foi escolhida para simplificação das simulações, visto que a modelagem do inversor seria mais complexa e necessitaria de maior esforço computacional, e da realização de ensaios para verificar como o fator de potência no lado c.a. do inversor poderia variar dada a combinação de equipamentos com uso simultâneo, fato este que não seria possível devido à indisponibilidade de alguns dos equipamentos, como o inversor, que foi alocado para outro projeto do laboratório; o aparelho de som que queimou; e as baterias que se deterioraram, como citado anteriormente.

Sendo assim, as curvas de carga apresentadas em todas as simulações se referem à entrada c.c. do inversor. Posto isto, o valor de energia consumida diariamente será maior que o de referência (1.250 Wh/ dia), pois como a energia considerada é no lado c.c., este valor é obtido integralizando a potência de entrada do inversor (P_{cc}). Esta potência é obtida pela divisão da potência de saída do inversor (P_{ca}) pelo valor de eficiência do equipamento no instante “n” ($\eta_{Inversor,n}$) (Equação 4.1). Ressalta-se que o valor de eficiência do inversor é variável e depende do nível de carregamento do equipamento, onde a curva de eficiência em função do carregamento pode ser obtida na folha de dados fornecida pelo fabricante ou por meio de ensaio em bancada, como o realizado em Bulhosa (2019).

$$P_{cc} = \frac{P_{ca}}{\eta_{Inversor,n}} \quad (4.1)$$

A metodologia usada para demandar a potência necessária nas simulações foi atribuir um valor de resistência (R_n) no lado c.c. que demandasse o mesmo valor de potência que a carga, quando medida no lado c.c., logo, para calcular a resistência a ser considerada para uma demanda no instante “n”, têm-se a Equação 4.2.

$$Rn = \frac{V_{cc}^2}{P_{cc}} \quad (4.2)$$

Sendo V_{cc} o valor de tensão, e P_{cc} a potência instantânea.

Vale ressaltar que, como já se conhecia os valores de V_{cc} e P_{cc} com base nos dados de monitoração, Rn foi obtido diretamente por meio da Equação 4.2.

O acionamento das cargas durante a simulação foi feito por temporizadores. Os gráficos das curvas de carga reais e das simulações são apresentados juntos aos resultados obtidos. Nota-se que eventualmente ocorrem algumas variações no valor de resistência da carga real, isso se deve às momentâneas alterações de potência durante o funcionamento de algumas cargas. No entanto, para facilitar a modelagem, adotou-se valores constantes de resistência em cada intervalo de acionamento das cargas.

Como parâmetro para verificação da exatidão dos modelos foram calculados valores de erro relativo em percentual (Equação 4.3 e 4.4), média do erro, variância e desvio padrão para os resultados.

$$erro\ relativo\ \% = \frac{Valor_{Real} - Valor_{Simulação}}{Valor_{Real}} \quad (4.3)$$

$$erro\ médio\ \% = \frac{\sum erro\ reltivo\ \%}{n^\circ\ de\ amostras} \quad (4.4)$$

4.5. Validação dos modelos

Após a modelagem de cada componente dos sistemas, realizou-se a conexão dos equipamentos para representar as 4 configurações propostas em Bulhosa (2019) e descritas na Tabela 3.5. A primeira com controlador sem MPPT e Gerador 1; a segunda no modo autorregulado com Gerador 2 e módulos em paralelo; a terceira e a quarta com o controlador com MPPT e Gerador 2 com módulos em série e Gerador 1, respectivamente.

A estratégia de validação consistiu em comparar os resultados de simulação com os valores reais obtidos com a aquisição de dados, a partir da modelagem do sistema com as 4 configurações propostas. Sendo fornecidos dados de irradiância global incidente e temperatura

na parte posterior dos módulos similares aos quais o gerador fotovoltaico estava submetido nos ensaios experimentais e com o sistema fotovoltaico demandando uma curva de carga similar à parte experimental. Analisa-se por fim, os valores e perfis de curva da tensão e corrente do gerador fotovoltaico, banco de baterias e carga (do lado c.c.).

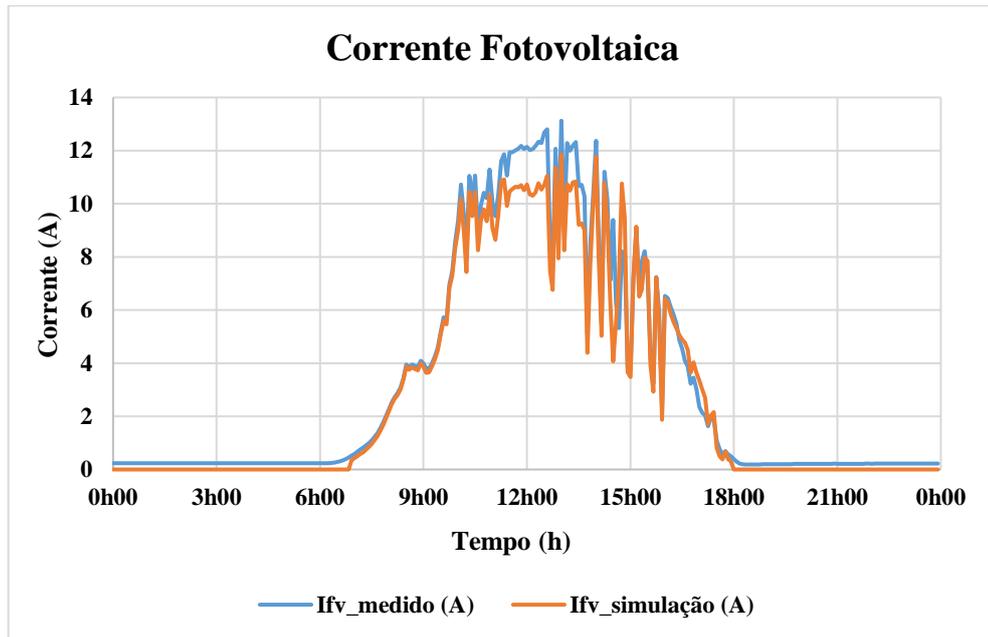
4.5.1. Configuração 1: Gerador 1 e controlador somente com PWM

Como forma de validação para esta configuração foram usados os blocos modelados do gerador Atersa na configuração de 3 *strings* em paralelo, com 2 módulos por *string*, junto ao controlador do tipo PWM e a curva de carga similar à usada no experimento, sendo posteriormente comparados os resultados com os dados de medição.

Durante a simulação foi necessário alterar o limite superior do ciclo de trabalho do controlador, para que o resultado se aproximasse mais dos dados reais, pois com o valor menor o gerador não entregava a potência esperada, pois a corrente era limitada e a tensão ficava em um valor muito superior ao monitorado.

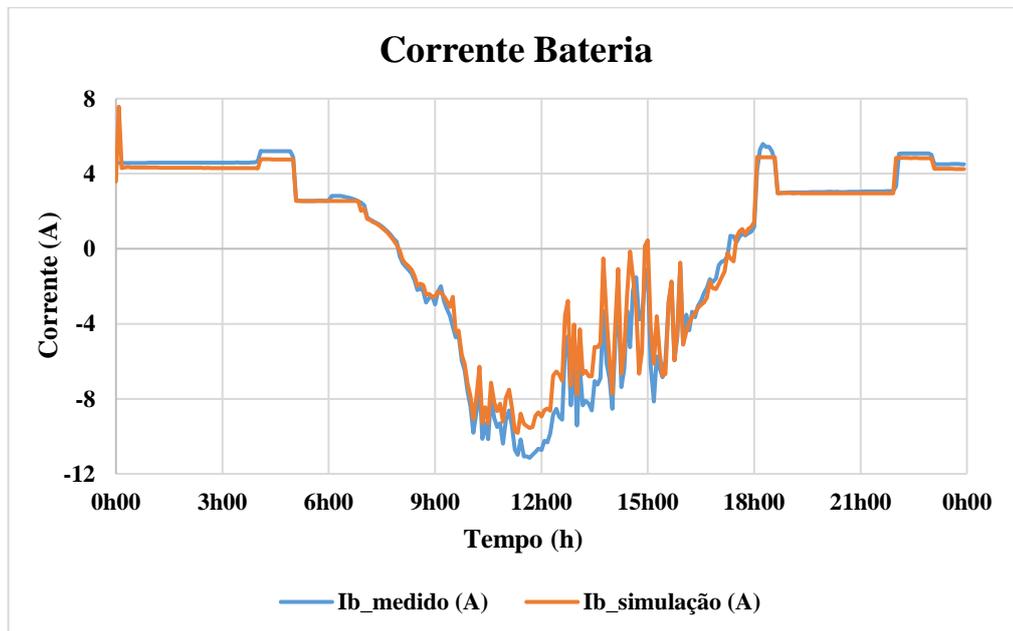
Nas Figuras 4.11 a 4.16 são apresentados os valores medidos durante os ensaios em campo e os resultados obtidos na simulação. De modo geral, as correntes de simulação reproduziram os valores reais com boa aproximação, principalmente para a carga. Para as correntes do gerador e das baterias, os valores também foram bem próximos, seguindo o perfil de forma aproximada nos períodos de início e fim da simulação, com uma maior diferença na região que se aproxima do meio-dia, período de maior irradiância. O erro médio percentual da corrente da carga ficou menor que 1%, e do gerador fotovoltaico e bateria menor que 6%, como observado na Tabela 4.7.

Figura 4.11 - Corrente do gerador fotovoltaico para a configuração 1.



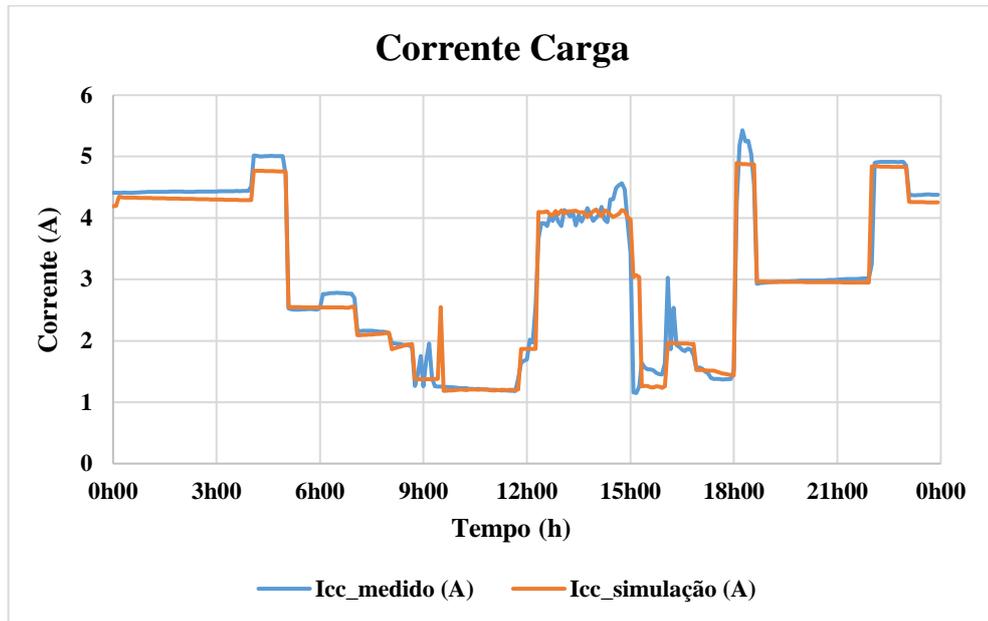
Fonte: Autor.

Figura 4.12 - Corrente do banco de baterias para a configuração 1.



Fonte: Autor.

Figura 4.13 - Corrente da carga para a configuração 1.



Fonte: Autor.

Tabela 4.7 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 1.

	Ifv	Ib	Icc
Erro médio %	5,82 %	5,56 %	-0,17 %
Média (erro)	0,330 A	0,390 A	0,036 A
Variância	0,331 A ²	0,577 A ²	0,081 A ²
Desvio padrão	0,575 A	0,759 A	0,284 A

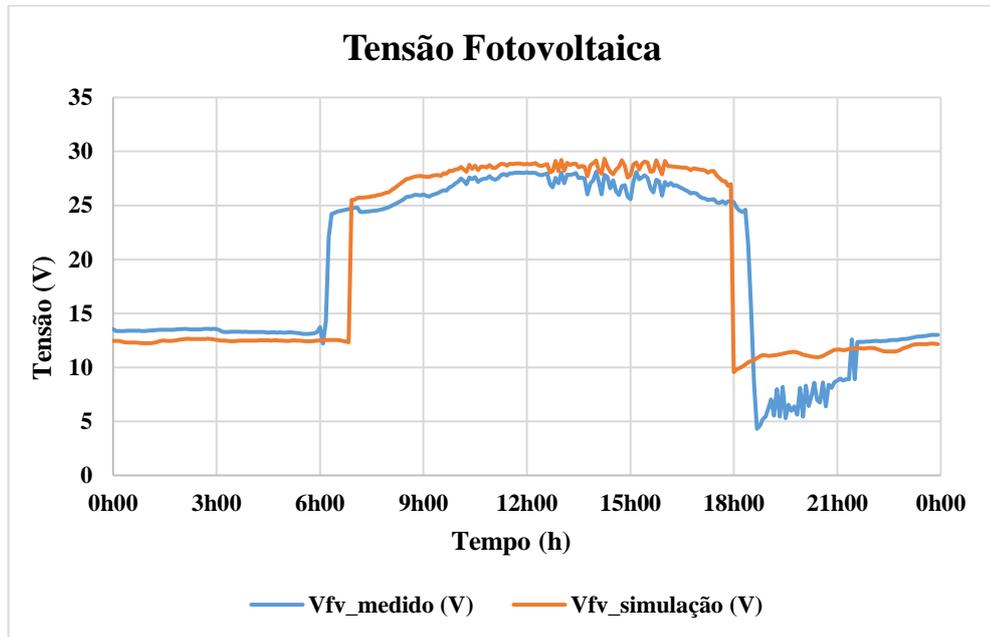
Fonte: Autor.

Quando são observados os valores de tensão (Figura 4.14 a 4.16) há uma maior diferença entre os valores simulados e reais. Apesar dos valores de máximos e mínimos estarem bem próximos, nota-se que houve diferenças consideráveis no nível de tensão nos horários sem geração fotovoltaica, especialmente entre 18h e 22h, porém as variações de tensão existentes (aumento e diminuição de tensão ao longo do dia) foram representadas na simulação. Tal diferença pode ser associada à modelagem do banco de baterias, que usou dados de referência do manual e não do estado real, podendo gerar essa diferença expressiva nos níveis de tensão.

Notou-se ainda que ocorreu a elevação e diminuição dos valores na curva do gerador em momentos diferentes do caso real, podendo essa situação estar associada ao algoritmo do controlador.

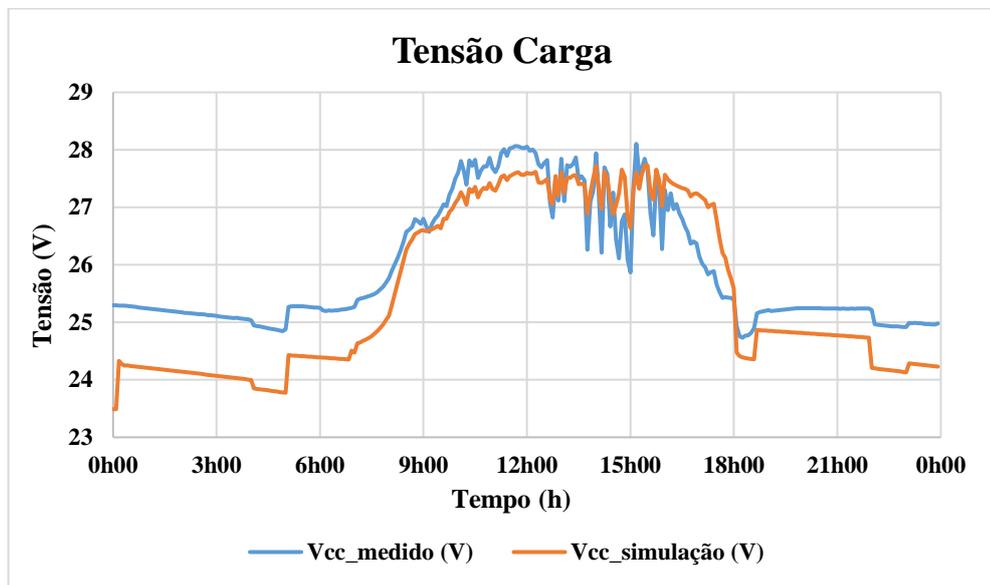
Apesar das diferenças, os perfis de tensão obtidos também possuem aproximação do caso real, quando observados os valores de erro médio (Tabela 4.8), ficando menores que 6%, com a maior diferença para a representação da tensão do gerador.

Figura 4.14 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 1.



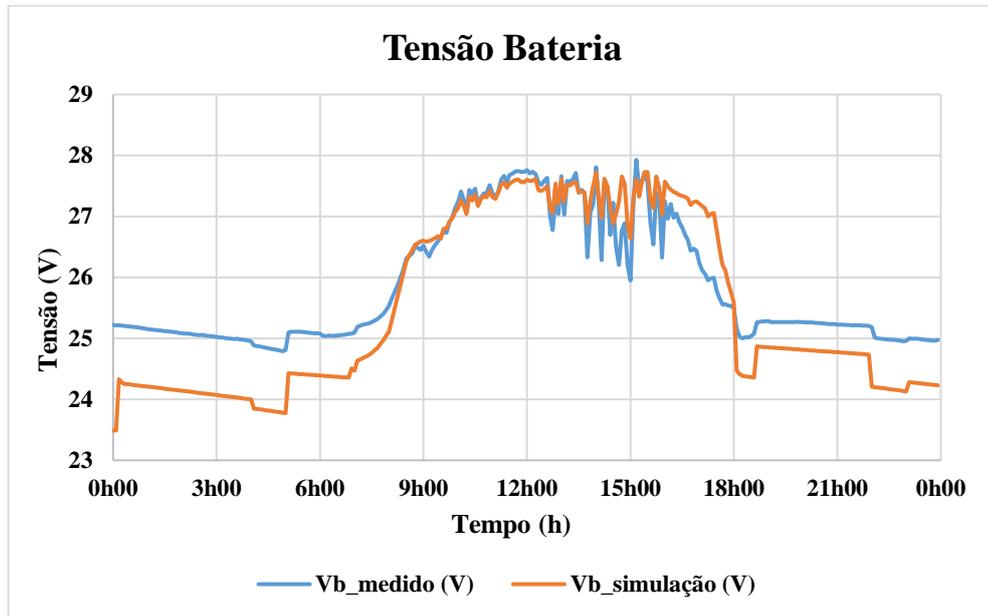
Fonte: Autor.

Figura 4.15 - Tensão do lado c.c. da carga para a configuração 1.



Fonte: Autor.

Figura 4.16 - Tensão do banco de baterias para a configuração 1.



Fonte: Autor.

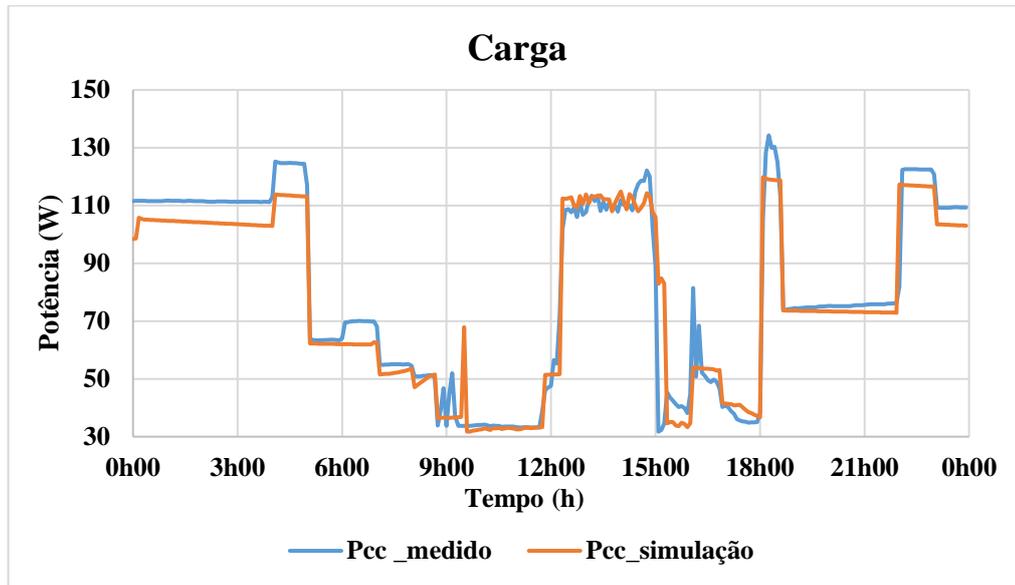
Tabela 4.8 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 1.

	Vfv	Vb	Vcc
Erro médio %	-5,38%	1,40%	1,72%
Média (erro)	-0,224 V	0,348 V	0,436 V
Variância	11,714 V ²	0,293 V ²	0,317 V ²
Desvio padrão	3,422 V	0,542 V	0,563 V

Fonte: Autor.

Por fim, apresenta-se a curva de carga ou demanda simulada e real (Figura 4.17), podendo-se perceber como as curvas são próximas, demonstrando a boa representação das cargas empregadas no modelo em comparação ao perfil das cargas reais.

Figura 4.17 - Curva de carga utilizada configuração 1.



Fonte: Autor.

Como forma de validação, o modelo mostrou-se adequado, apesar de não apresentar alta exatidão, principalmente quando considerados valores de tensão.

O balanço energético da parte prática experimental e da simulação do sistema é apresentado na Tabela 4.9, podendo-se identificar a aproximação dos valores reais e simulados, com a média de erros menores que 5 %. A exceção está na energia armazenada que teve um erro relativo muito alto, porém se verificam valores de menor magnitude de energia armazenada comparada com as energias produzidas e consumida, e em termos gerais, a diferença entre o caso real e a simulação não foi superior a 100 Wh em nenhum dos casos.

Os valores de carga alimentada diretamente pelo gerador e a produtividade do arranjo fotovoltaico (Y_a), calculada por (4.5), também são próximos, mostrando que a simulação teve um comportamento aproximado ao real. Por fim, verifica-se que a curva de produção fotovoltaica do sistema modelado e a curva real estão próximas, embora ambas diferem da potência teórica estimada, podendo isto estar associado ao arranjo dos módulos que compõem o gerador fotovoltaico, como ocorreu também em Bulhosa (2019).

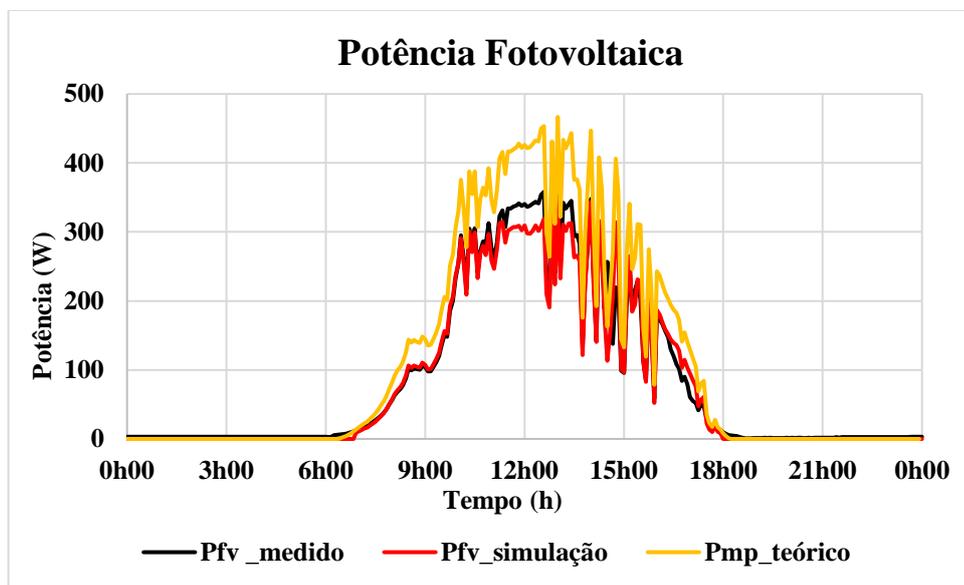
$$Y_a = \frac{\text{Energia fotovoltaica produzida}}{\text{Potência nominal do gerador}} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kWp.dia}} \right) \quad (4.5)$$

Tabela 4.9 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 1.

	Real	Simulação	Diferença	Erro relativo
Energia produzida (W.h)	2.038,7	1.950,2	88,5	4,34%
Energia armazenada (baterias) (W.h)	118,1	32,55	85,55	72,43%
Energia consumida (carga) (W.h)	1.920,6	1.858,7	61,9	3,22%
Carga alimentada diretamente pela geração	29,99%	30,89%	-	-
Produtividade do arranjo fotovoltaico (Ya) (kWh/kWp.dia)	3,99	3,82	-	-

Fonte: Autor.

Figura 4.18 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica para a configuração 1.



Fonte: Autor.

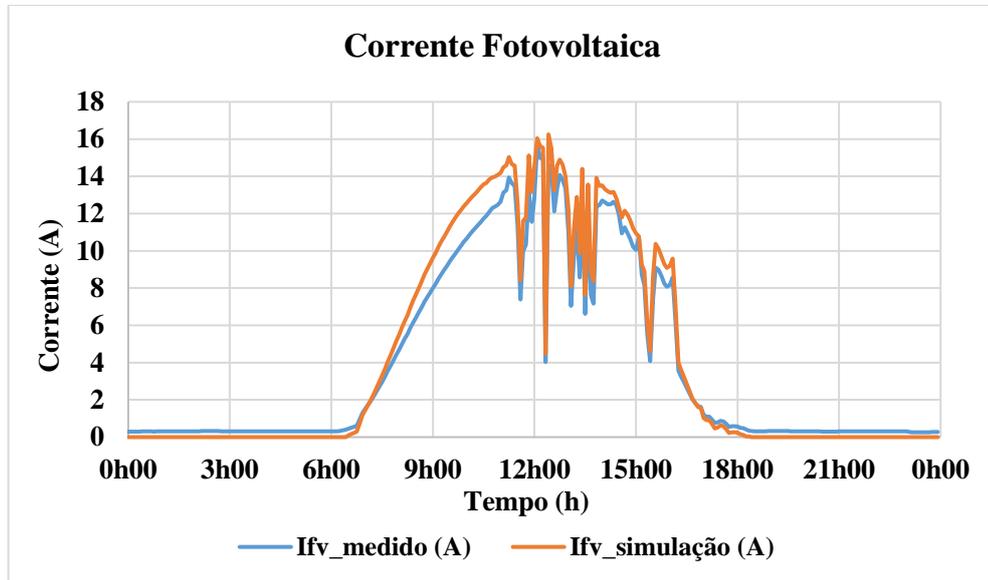
4.5.2. Configuração 2: Modo autorregulado: Gerador 2 com módulos em paralelo

Para esta configuração o sistema teve como arranjo o uso de dois módulos fotovoltaicos de 60 células, com a associação em paralelo dos módulos e conectados diretamente ao banco de baterias, sem o uso de controlador de carga. Essa configuração foi replicada para simulação usando os blocos de modelagem e os dados de entrada de irradiância e temperatura na parte posterior do módulo, referentes ao dia ensaiado. Os resultados para validação do modelo são apresentados a seguir, comparando-se os dados obtidos em campo e os gerados pela simulação nas Figuras 4.19 a 4.25.

Para esta simulação, percebe-se que os perfis de corrente ficaram próximos aos reais, principalmente a corrente do banco de baterias e da carga. A corrente do gerador foi a que se diferenciou mais, principalmente em momentos de pico, podendo ser atribuído ao fato do

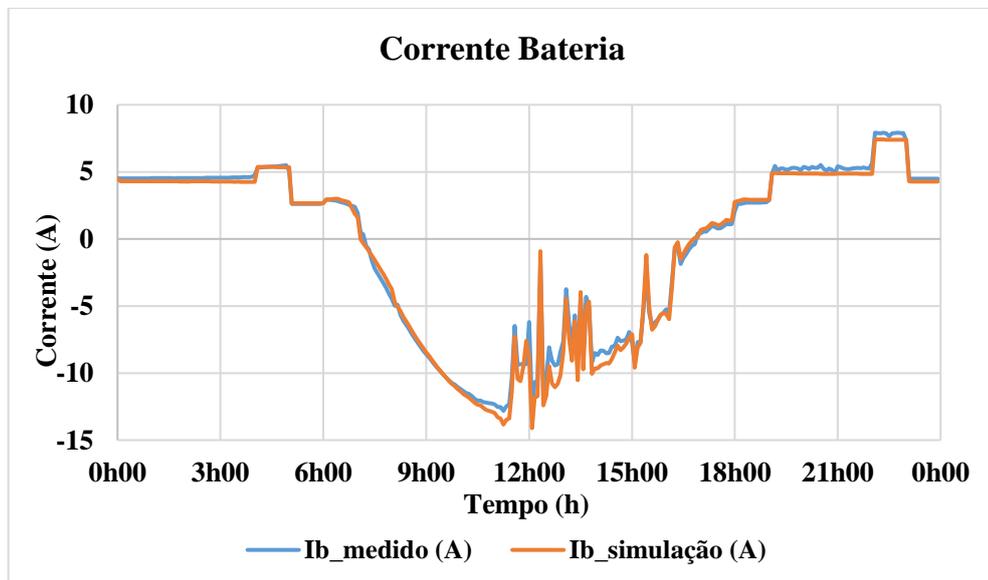
modelo usar dois módulos iguais, o que difere da realidade. De forma geral, o modelo representou bem a configuração tendo a média dos desvios menor que 2,5% (Tabela 4.10).

Figura 4.19 - Corrente do gerador fotovoltaico para a configuração 2.



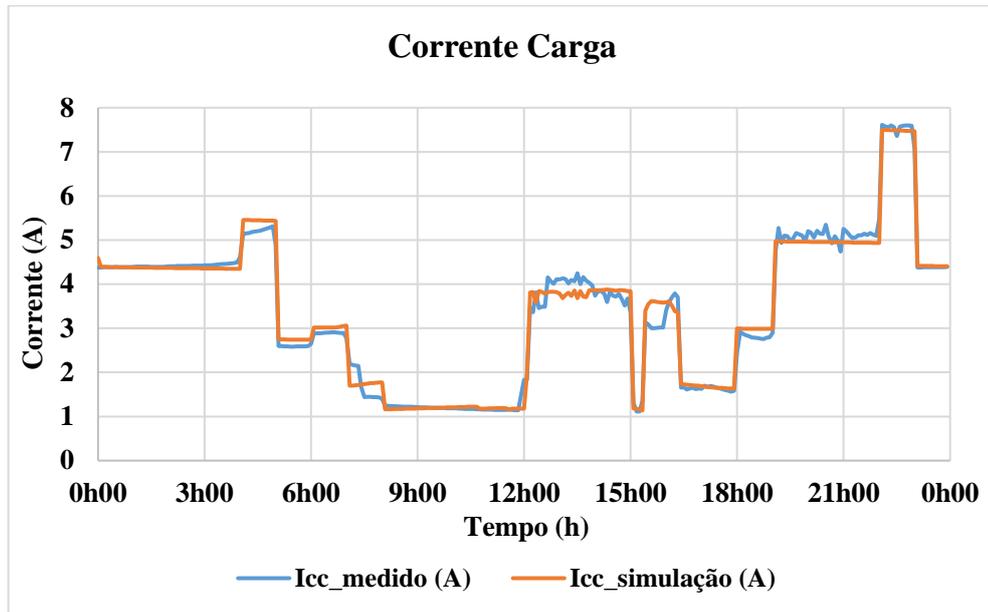
Fonte: Autor.

Figura 4.20 - Corrente do banco de baterias para a configuração 2.



Fonte: Autor.

Figura 4.21 - Corrente da carga para configuração 2.



Fonte: Autor.

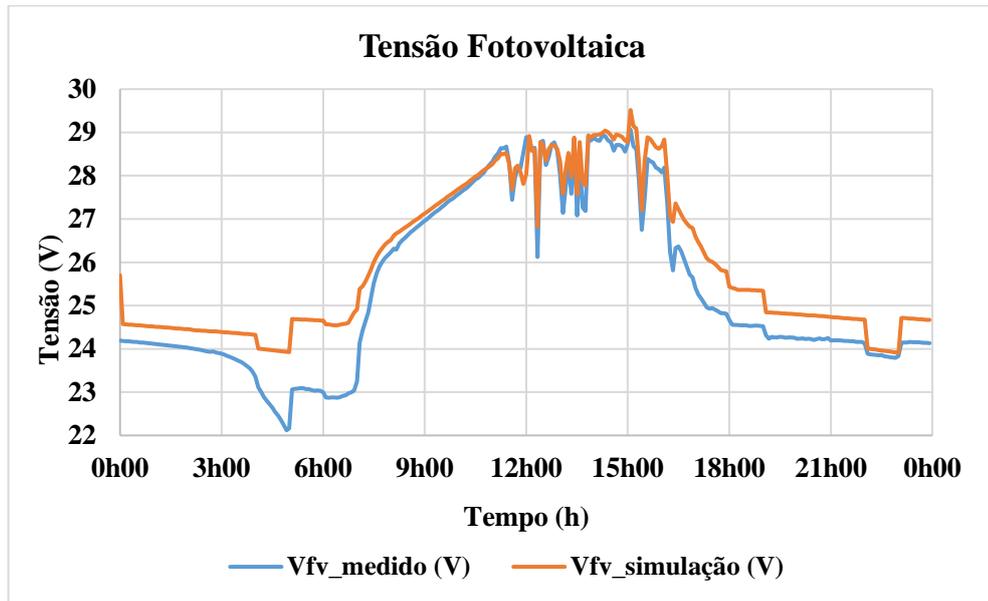
Tabela 4.10 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 2.

	Ifv	Ib	Icc
Erro médio %	-2,49%	1,29%	-1,026%
Média (erro)	-0,264 A	-0,023 A	-0,012 A
Variância	0,590 A ²	0,282 A ²	0,040 A ²
Desvio padrão	0,768 A	0,531 A	0,202 A

Fonte: Autor.

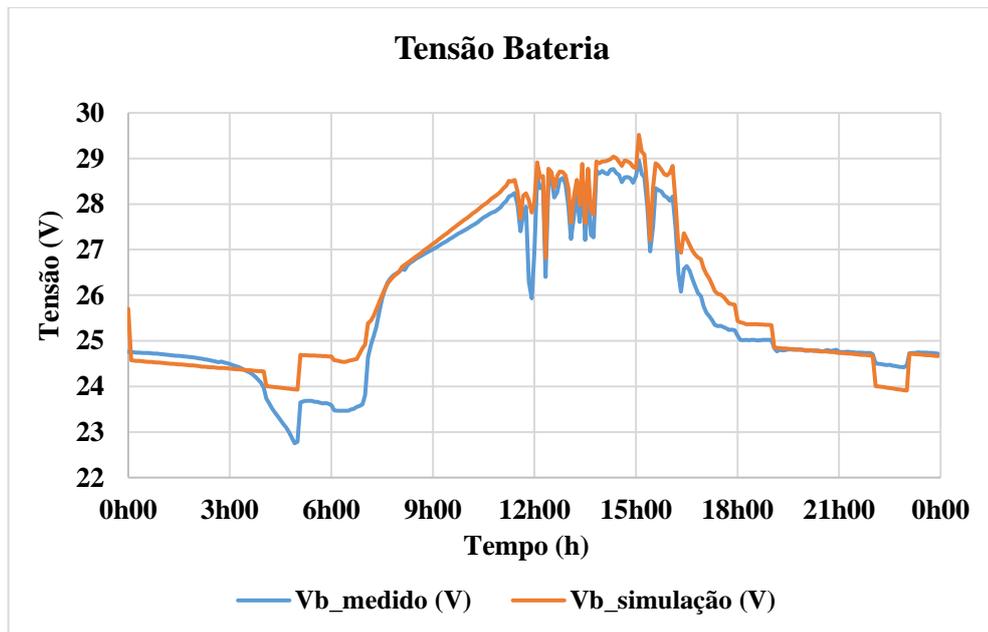
Quando observados os valores de tensão, nota-se que o modelo teve uma boa representação quando se verifica os perfis das curvas, seguindo as variações (aumento e diminuição de tensão) que ocorrem ao longo do dia. Contudo, percebe-se que, como no caso anterior, há uma diferença nos níveis de tensão, nesse caso para mais no modelo. Tal fato pode estar atribuído à modelagem da bateria, que no modelo está com parâmetros similares a de catálogo do fabricante. Os resultados médios de erro de tensão tiveram valores percentuais máximos de 2,37%.

Figura 4.22 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 2.



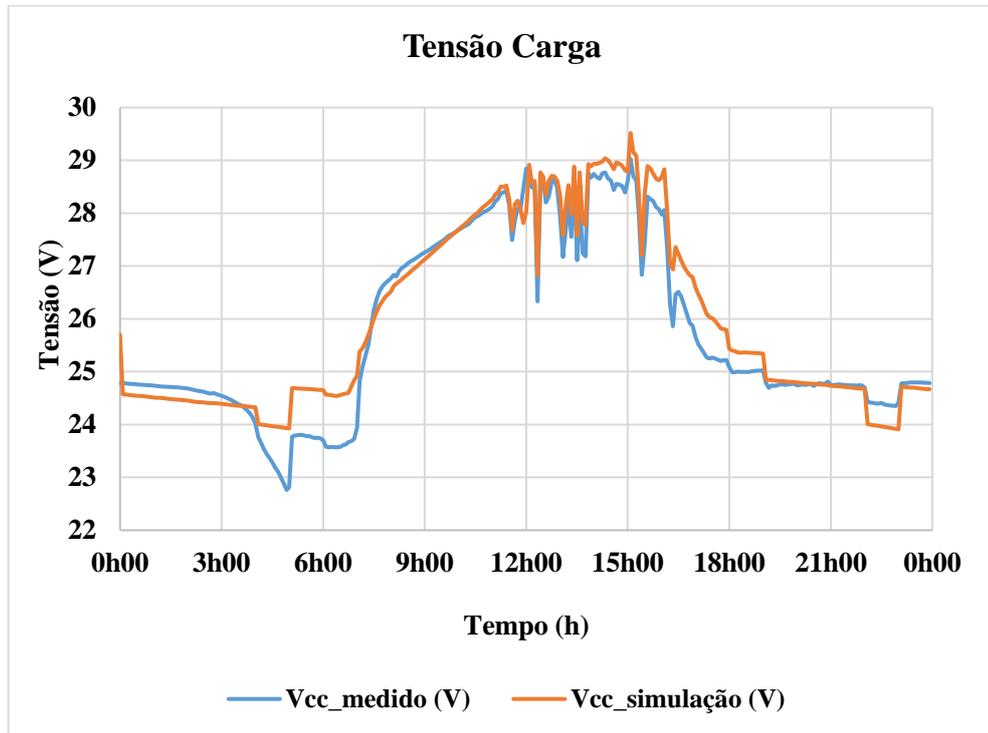
Fonte: Autor.

Figura 4.23 - Tensão do banco de baterias para a configuração 2.



Fonte: Autor.

Figura 4.24 - Tensão da carga para a configuração 2.



Fonte: Autor.

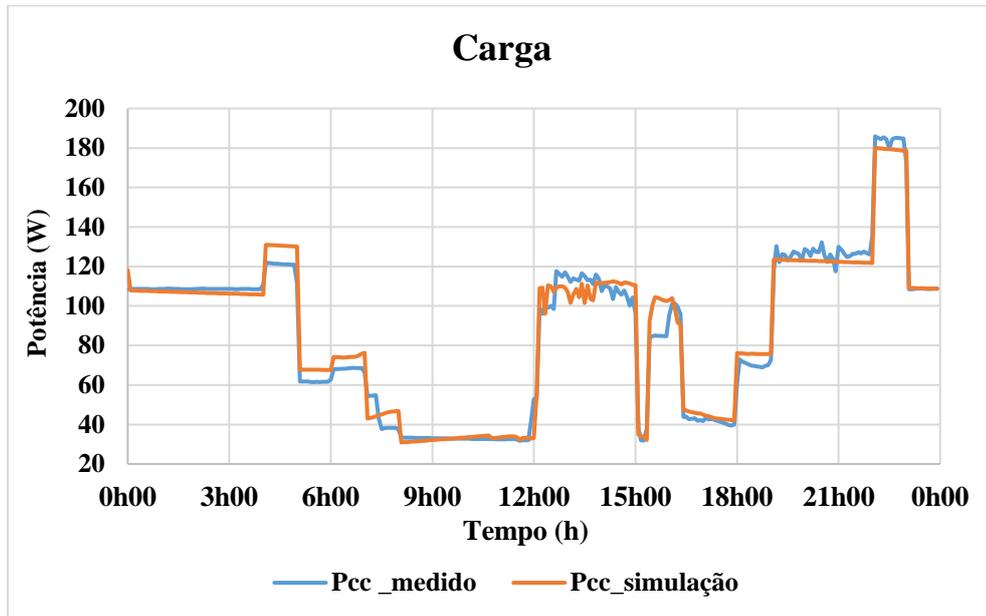
Tabela 4.11 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 2.

	Vfv	Vb	Vcc
Erro médio %	-2,37%	1,049%	-0,78%
Média (erro)	-0,571 V	-0,266 V	-0,196 V
Variância	0,241 V ²	0,177 V ²	0,173 V ²
Desvio padrão	0,491 V	0,421 V	0,416 V

Fonte: Autor.

A representação de cargas feita na simulação também teve um bom resultado, conforme se observa na Figura 4.25 uma curva similar à real.

Figura 4.25 - Curva de carga utilizada configuração 2.



Fonte: Autor.

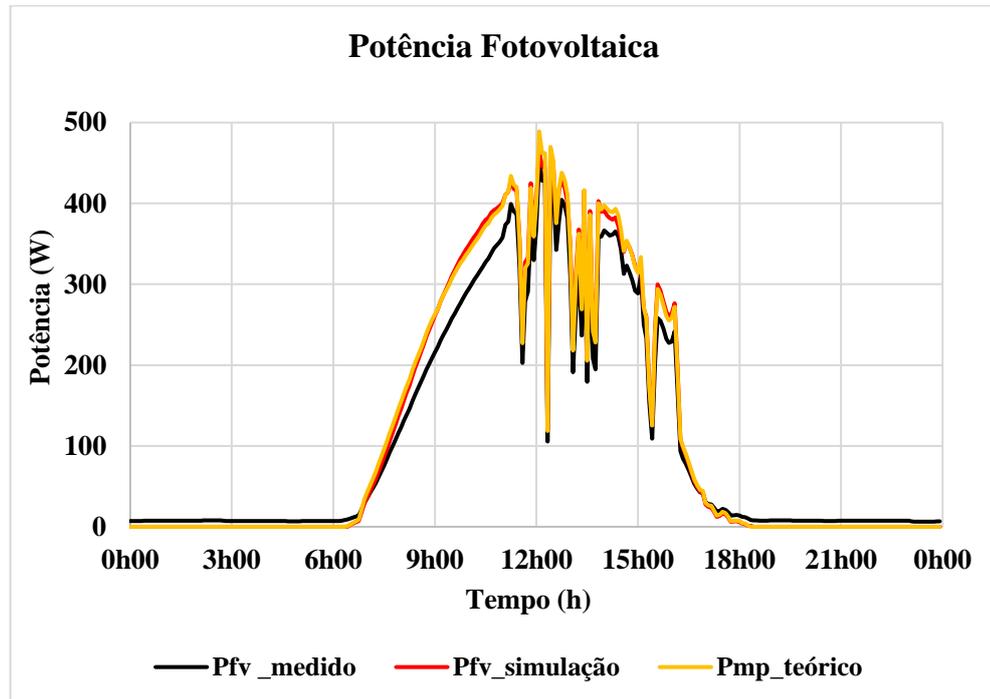
O balanço energético (Tabela 4.12) desta configuração mostra que esse resultado se diferiu um pouco mais da configuração 1, quando observados os valores de diferença em termos de energia e os valores em porcentagem. Apesar disto, o modelo pode realizar uma boa representação do sistema, pois seguiu bem os perfis das curvas e teve valores de energia aproximados aos reais. O sistema modelado também teve uma maior aproximação do valor de potência fotovoltaica teórica, conforme Figura 4.26, podendo-se atribuir as idealidades que o modelo apresenta, o que também resultou uma melhor produtividade do arranjo em relação ao caso real.

Tabela 4.12 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 2.

	Real	Simulação	Diferença	Erro relativo
Energia produzida (W.h)	2.605,7	2.818,3	212,6	-8,16%
Energia armazenada (baterias) (W.h)	513,9	693,8	179,9	35%
Energia consumida (carga) (W.h)	2.091,8	2.119,2	27,4	-1,30%
Carga alimentada diretamente pela geração	28,23%	29,70%	-	-
Produtividade do arranjo fotovoltaico (Ya) (kWh/kWp.dia)	5,01	5,42	-	-

Fonte: Autor.

Figura 4.26 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica para a configuração 2.



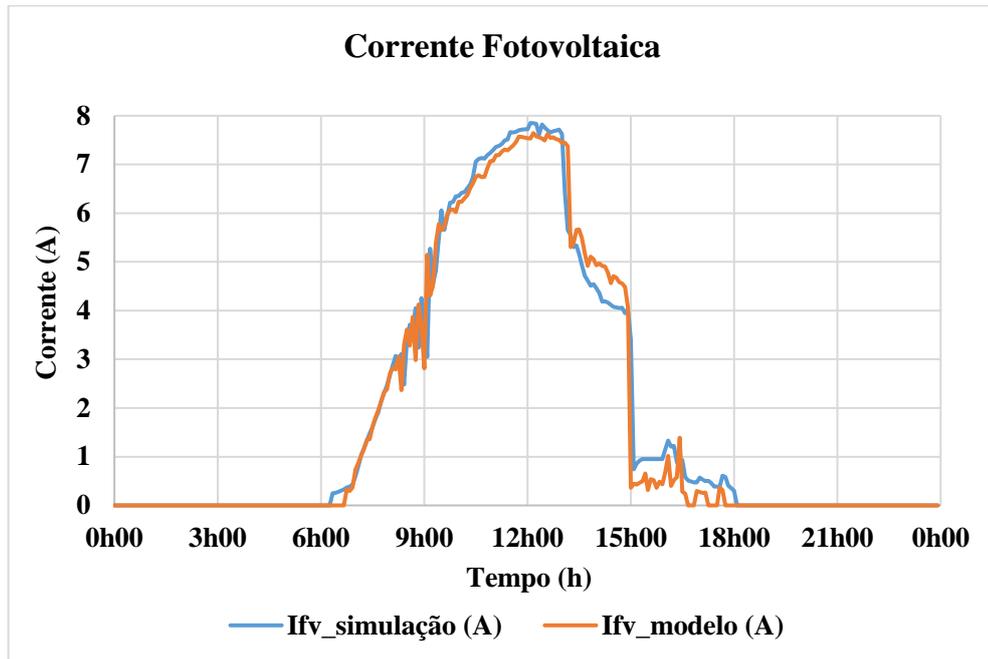
Fonte: Autor.

4.5.3. Configuração 3: Gerador 2 com módulos em série e controlador com MPPT

Nesta configuração foi utilizado o controlador com MPPT e o Gerador 2 com módulos conectados em série. Baseado no arranjo de equipamentos para esta configuração, a simulação buscou replicar a operação do sistema usando o modelo de controlador de carga apresentado por Tan, Er e Solanki (2020), com as especificações do controlador *Outback*.

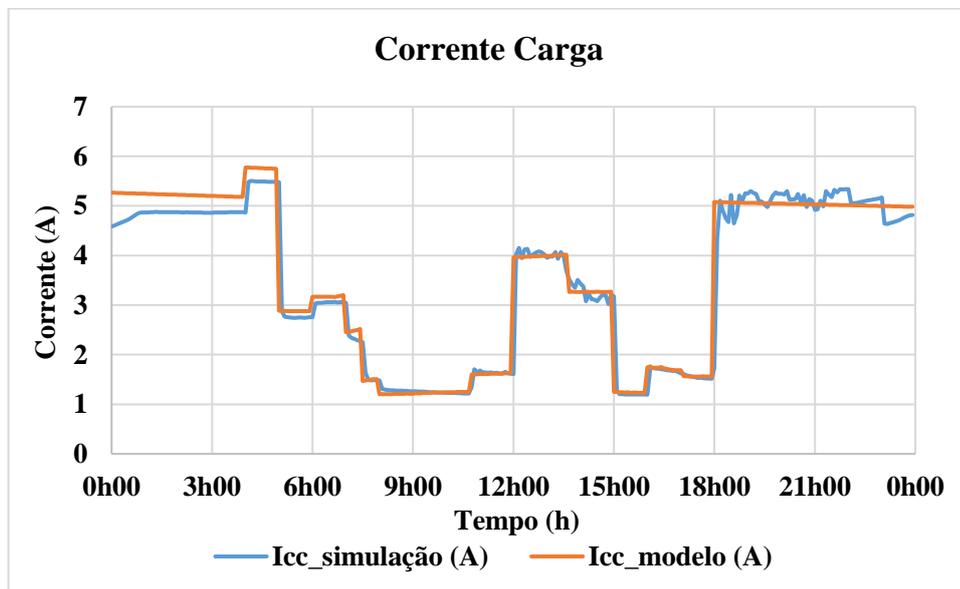
Os resultados obtidos para as correntes da simulação foram satisfatórios, visto que durante as medições o sistema chegou a entrar em estado de flutuação, obtendo quedas na corrente do banco e gerador consideráveis, fato esse que foi replicado nas simulações. O perfil das curvas também ficou bem aproximado, mas apresentou erros médios superiores a 7% na representação da corrente do gerador fotovoltaico, fato esse que pode ser atribuído ao decaimento da corrente não ter ficado tão similar no estágio de flutuação. Os dados de ensaio e simulação são apresentados nas Figuras 4.27 a 4.33.

Figura 4.27 - Corrente do gerador fotovoltaico para configuração 3.



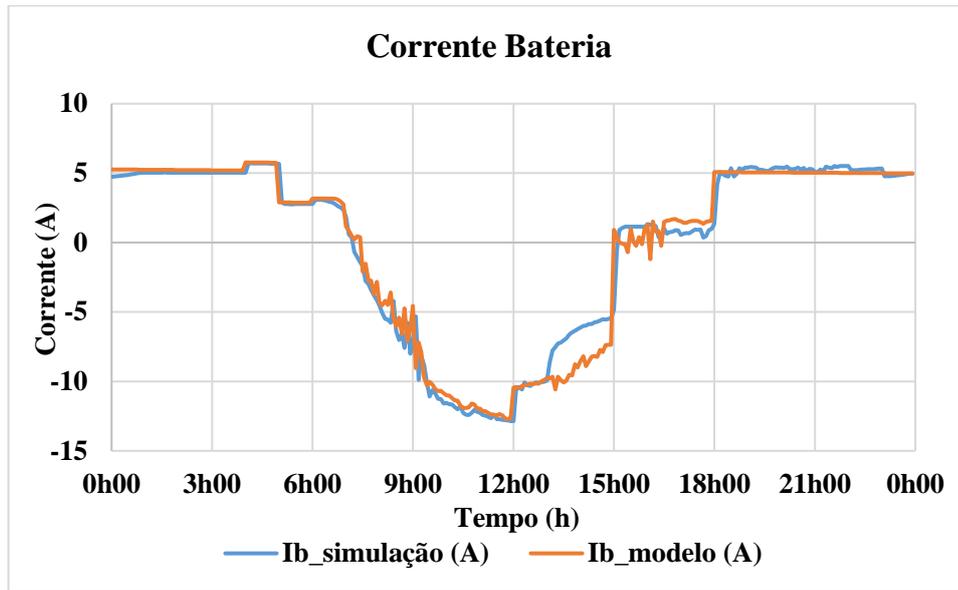
Fonte: Autor.

Figura 4.28 - Corrente da carga para configuração 3.



Fonte: Autor.

Figura 4.29 - Corrente do banco de baterias para configuração 3.



Fonte: Autor.

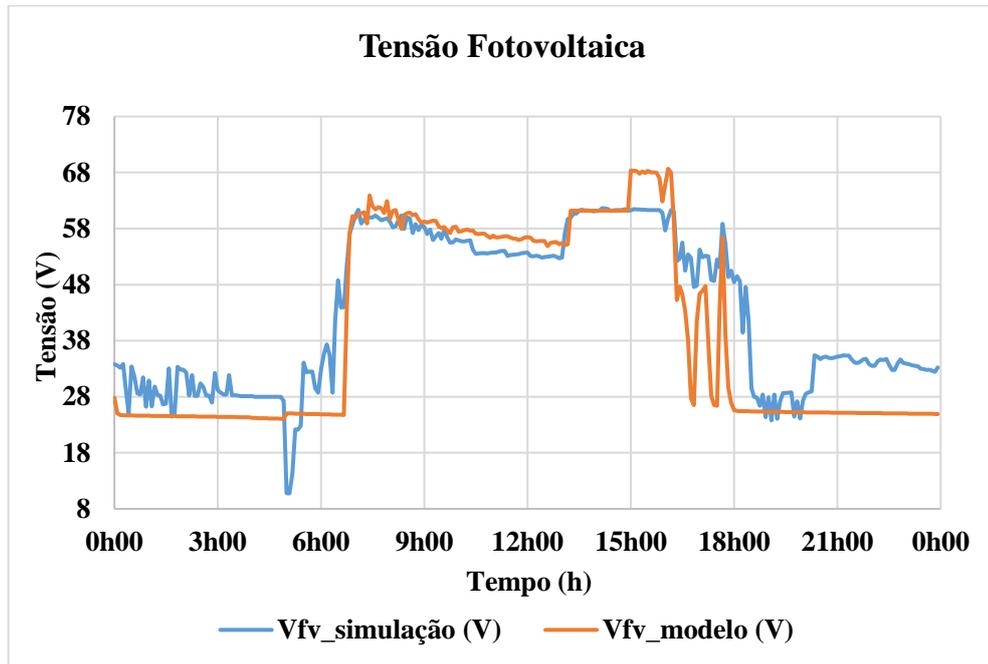
Tabela 4.13 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 3.

	Ifv	Ib	Icc
Erro médio %	7,90%	-4,30%	-2,69%
Média (erro)	0,169 A	-0,117 A	-0,084 A
Variância	0,134 A ²	0,959 A ²	0,141 A ²
Desvio padrão	0,366 A	0,979 A	0,376 A

Fonte: Autor.

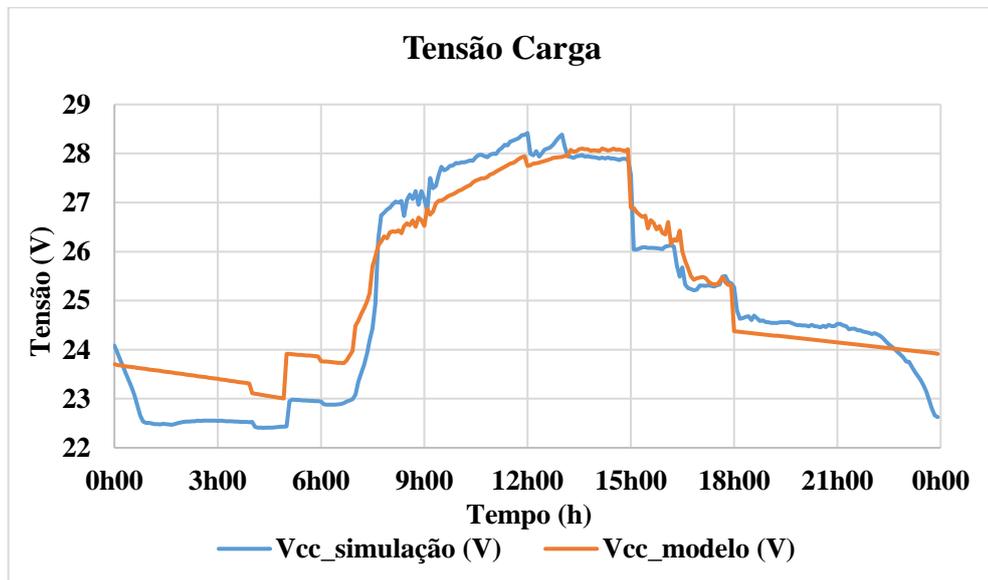
Quanto aos valores de tensão, o modelo teve um resultado satisfatório para as tensões da carga e banco de bateria, e uma variação maior para tensões do gerador fotovoltaico, apesar de apresentar uma certa distorção no perfil de tensão, principalmente na do gerador fotovoltaico. Em termos de desvio de tensão, obteve-se valores médio dos erros não superiores a 3% e outras métricas (média, variância e desvio padrão) com valores médios não superiores a 1, vide Tabela 4.14. Os resultados são apresentados nas Figuras 4.30 a 4.32.

Figura 4.30 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 3.



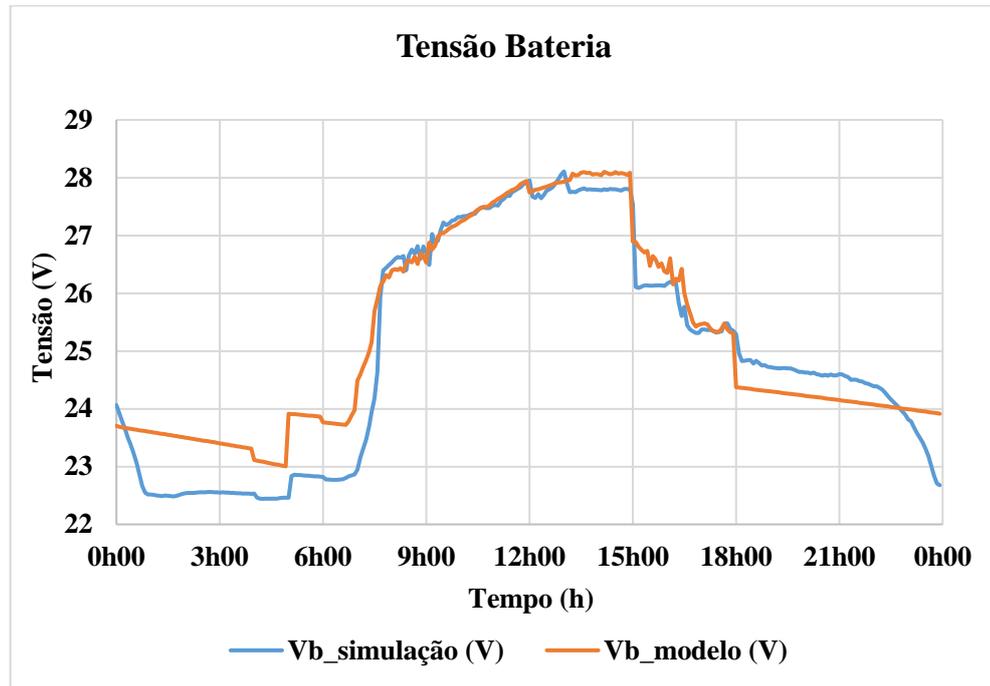
Fonte: Autor.

Figura 4.31 - Tensão da carga para a configuração 3.



Fonte: Autor.

Figura 4.32 - Tensão do banco de baterias para a configuração 3.



Fonte: Autor.

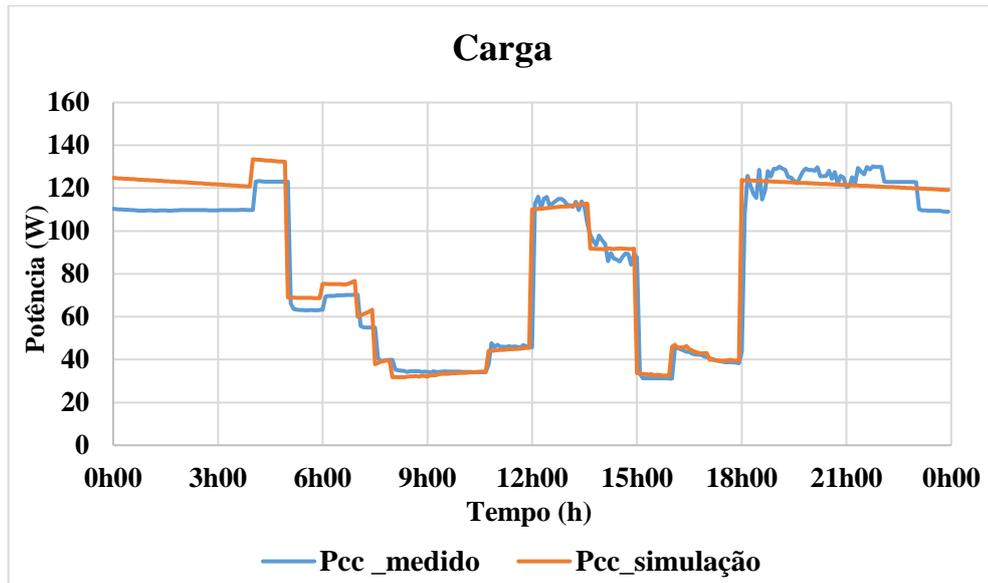
Tabela 4.14 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 3.

	Vfv	Vb	Vcc
Erro médio %	9,28%	-1,19%	-0,88%
Média (erro)	3,41 V	-0,288 V	-0,182 V
Variância	0,241 V ²	0,177 V ²	0,173 V ²
Desvio padrão	6,82 V	0,537 V	0,576 V

Fonte: Autor.

Como esperado, a curva de carga também apresentou resultados aproximados do real (Figura 4.33), mostrando novamente a boa aproximação obtida.

Figura 4.33 - Curva de carga utilizada configuração 3.



Fonte: Autor.

No balanço (Tabela 4.15), nota-se que a simulação apresentou um valor de energia inferior na geração, e levemente maior no consumo e armazenamento da bateria. Todas as diferenças foram menores que 80 Wh, mostrando que o modelo, em termos energéticos, se aproximou do caso real. Tanto a produtividade do arranjo, quanto a simultaneidade da carga suprida diretamente pelo gerador também tiveram valores aproximados entre o caso real e o modelo.

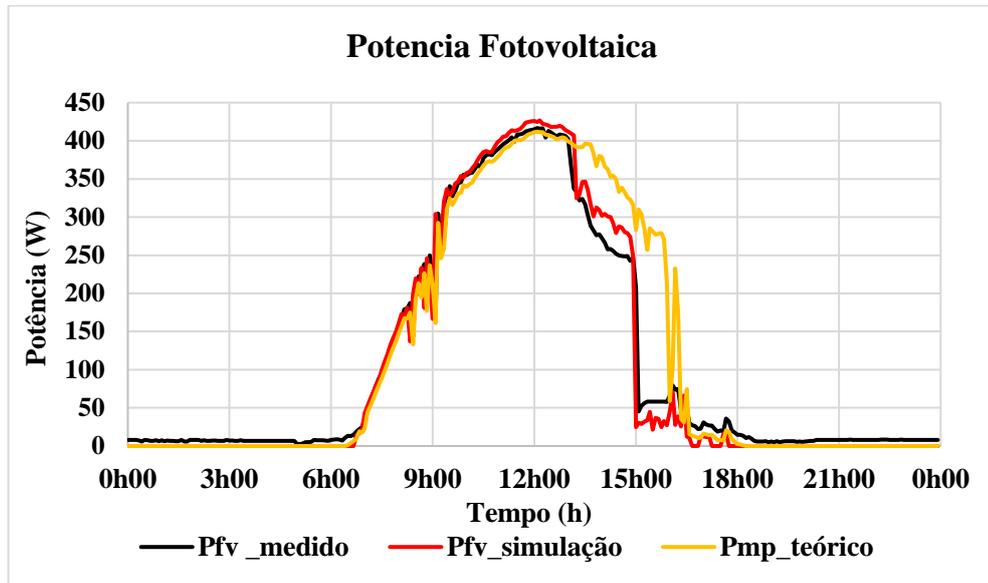
Por fim, apresenta-se a curva de potência fotovoltaica teórica (Figura 4.34), identificando-se a aproximação das curvas de potência fotovoltaica real e do modelo, mas estas diferem do caso teórico, principalmente pela limitação causada pelo banco de baterias que apontava um carregamento próximo ao meio-dia, não permitindo o sistema aproveitar mais da disponibilidade do recurso solar e, conseqüentemente, limitando a geração fotovoltaica.

Tabela 4.15 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 3.

	Real	Simulação	Diferença	Erro relativo
Energia produzida (W.h)	2.587,3	2.510,6	76,7	2,96%
Energia armazenada (baterias) (W.h)	236,8	304,2	67,4	-28,46%
Energia consumida (carga) (W.h)	2.050,5	2.119,9	69,4	-3,38%
Carga alimentada diretamente pela geração	26,91%	24,22%	-	-
Produtividade do arranjo fotovoltaico (Ya) (kWh/kWp.dia)	4,97	4,82	-	-

Fonte: Autor.

Figura 4.34 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica configuração 3.

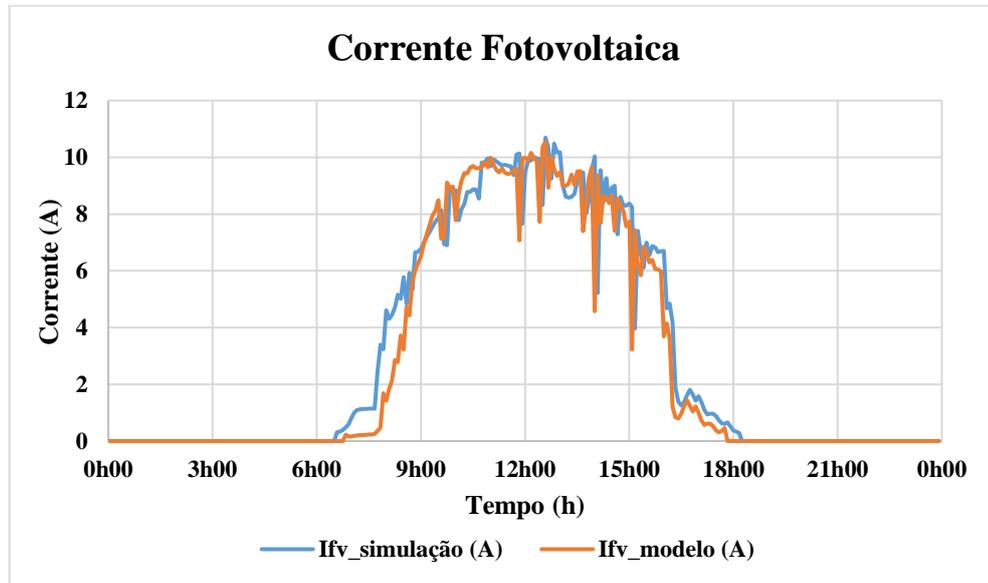


Fonte: Autor.

4.5.4. Configuração 4: Gerador 1 e Controlador com MPPT

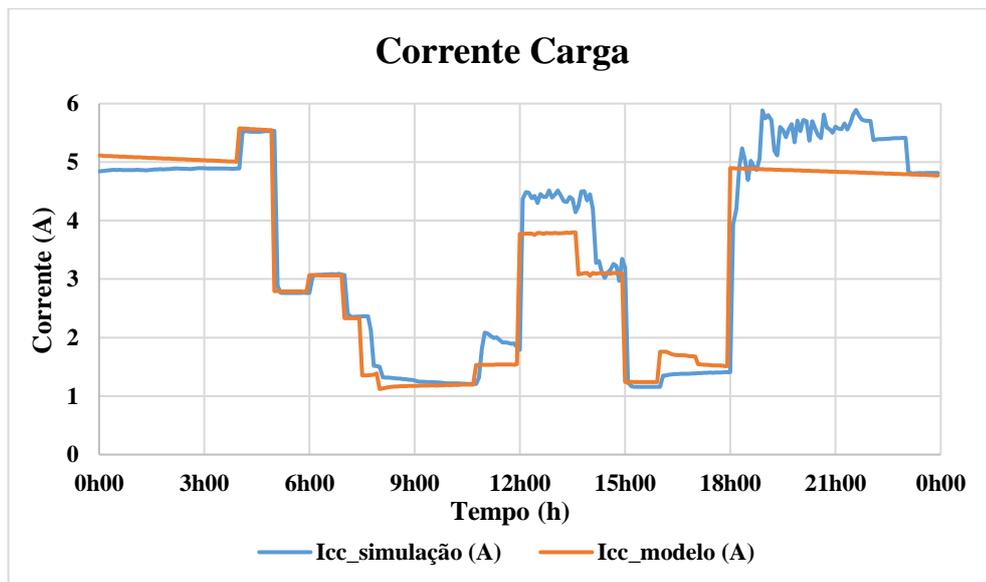
Nesta configuração, o sistema foi modelado com o Gerador 1 e o controlador com MPPT. As correntes da simulação ficaram bem próximas as do sistema real. Para que a simulação representasse o caso ensaiado, também foi necessário mudar o ciclo de trabalho do controlador, aumentando o limite superior, pois a corrente do gerador fotovoltaico para valores iguais a 0,6 não era replicada, ficando com valores muito abaixo do esperado. Mesmo com estas adaptações esse foi o pior desempenho em termos do valor de erro médio para as 4 configurações das correntes de gerador. Apesar das distorções presentes, as correntes tiveram uma boa representação dos valores reais, a corrente da bateria e do gerador fotovoltaico seguiram bem o perfil apresentado no ensaio, com uma maior diferença para a corrente da carga, que variou mais (Figuras 4.35 a 4.37).

Figura 4.35 - Corrente do gerador fotovoltaico para configuração 4.



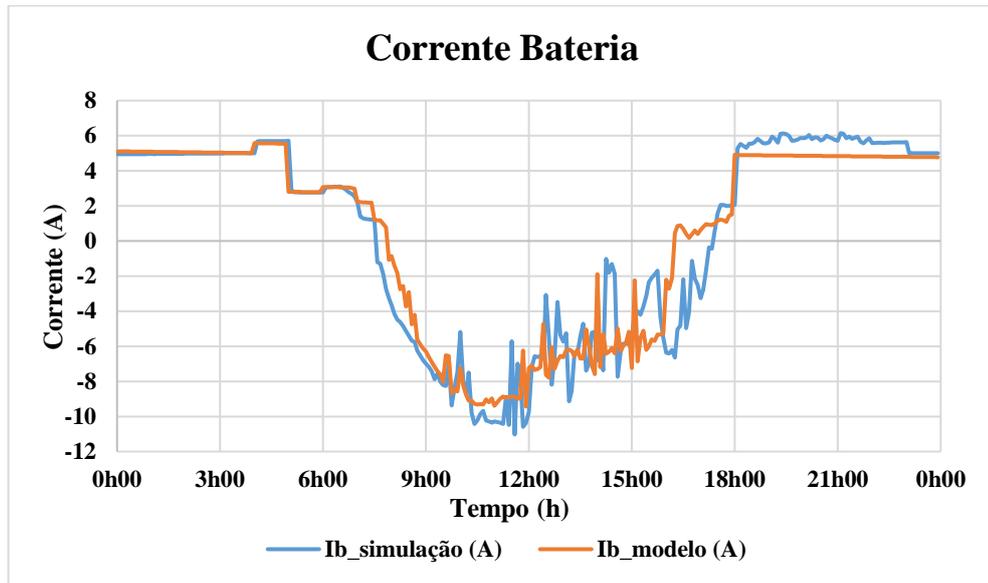
Fonte: Autor.

Figura 4.36 - Corrente da carga para configuração 4.



Fonte: Autor.

Figura 4.37 - Corrente do banco de baterias para configuração 4.



Fonte: Autor.

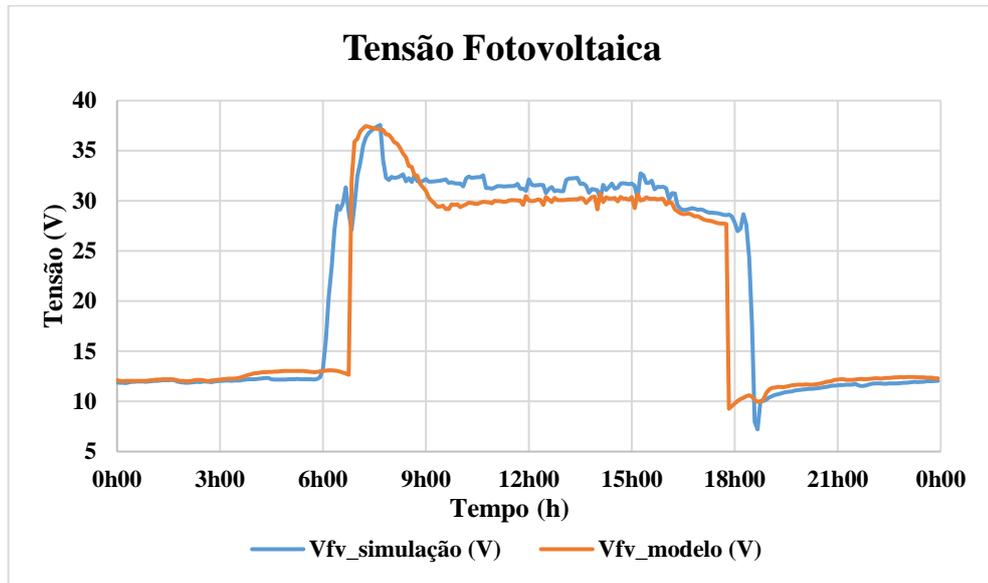
Tabela 4.16 - Erro, variância e desvio padrão correntes configuração 4.

	Ifv	Ib	Icc
Erro médio %	9,45%	-1,53%	-2,68%
Média (erro)	0,205 A	0,329 A	0,174 A
Variância	0,783 A ²	2,262 A ²	0,266 A ²
Desvio padrão	0,885 A	1,504 A	0,515 A

Fonte: Autor.

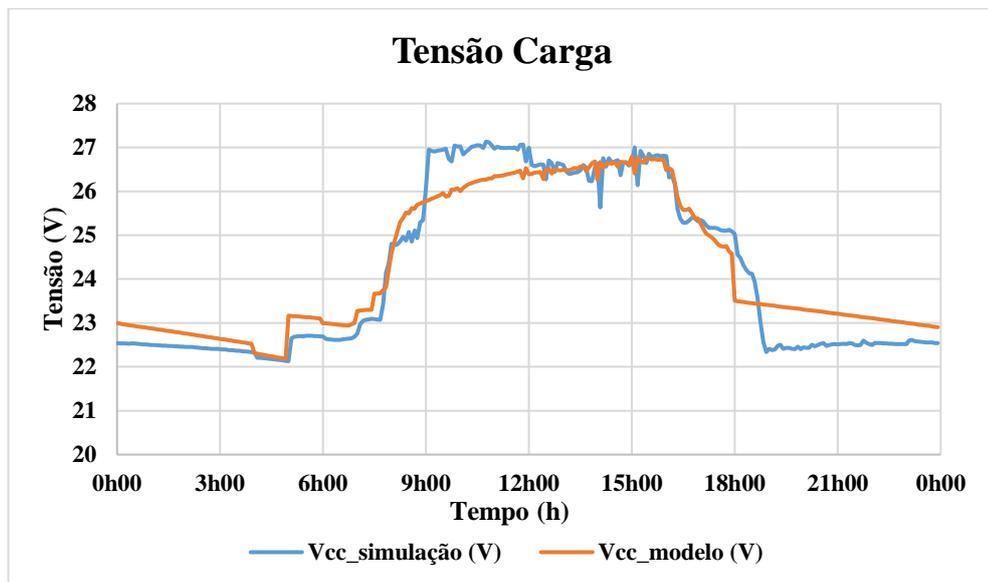
Quanto aos valores de tensão simulados, pode-se verificar que a tensão do gerador se aproximou do valor real (medido), mas a tensão da carga e banco de baterias tiveram uma diferença notória com relação aos perfis das curvas, principalmente na parte de início de carregamento, tendo mais aproximação na parte final da geração (Figuras 4.38 a 4.40).

Figura 4.38 - Tensão do gerador fotovoltaico para a configuração 4.



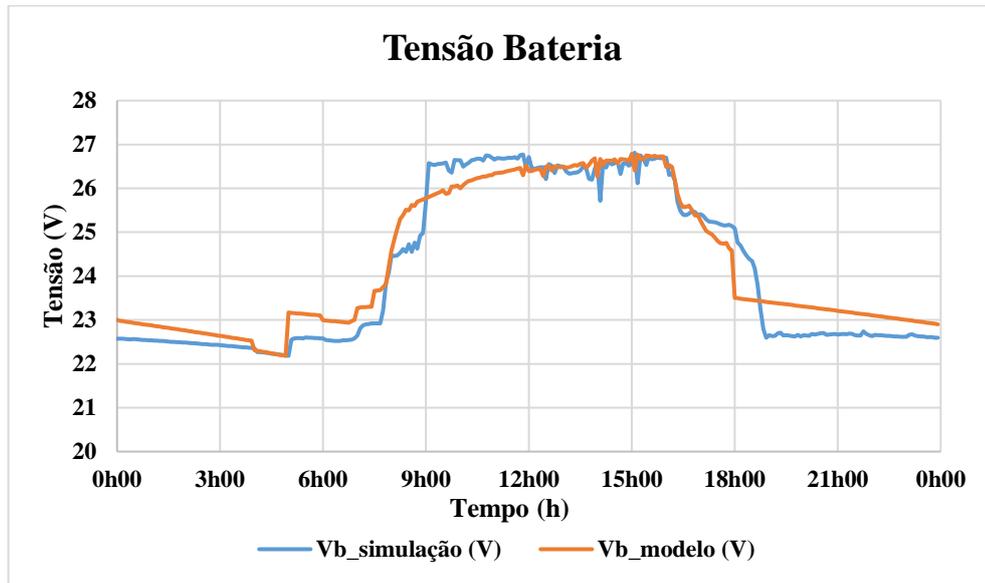
Fonte: Autor.

Figura 4.39 - Tensão da carga para a configuração 4.



Fonte: Autor.

Figura 4.40 - Tensão do banco de baterias para a configuração 4.



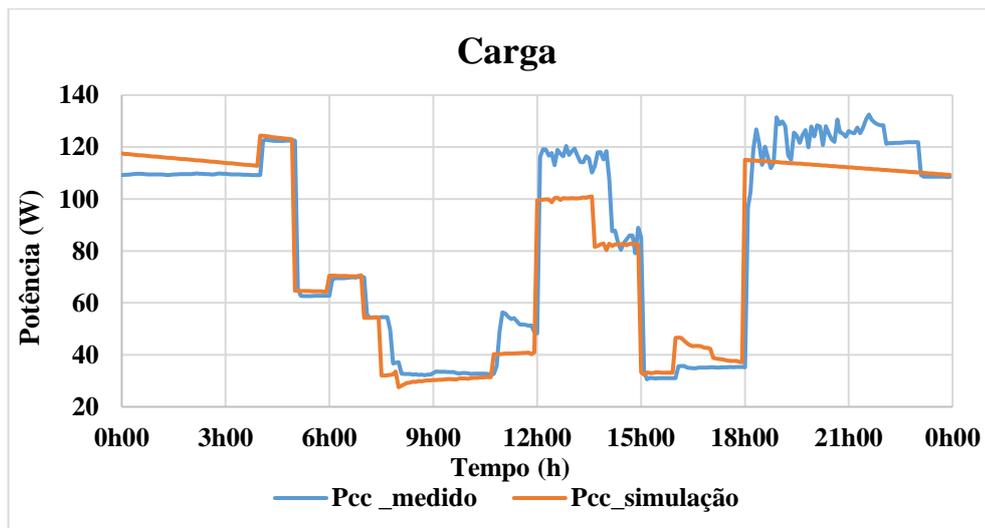
Fonte: Autor.

Tabela 4.17 - Erro, variância e desvio padrão tensões configuração 4.

	Vfv	Vb	Vcc
Erro médio %	-2,59%	0,77%	-0,65%
Média (erro)	1,051 V	-0,166 V	-0,127 V
Variância	15,59 V ²	0,1185 V ²	0,259 V ²
Desvio padrão	3,949 V	0,430 V	0,509 V

Fonte: Autor.

Figura 4.41 - Curva de carga utilizada configuração 4.



Fonte: Autor.

Em termos do balanço energético, a simulação apresentou valores menores na produção de energia e consumo, mas teve um armazenamento de energia (valor positivo), diferentemente

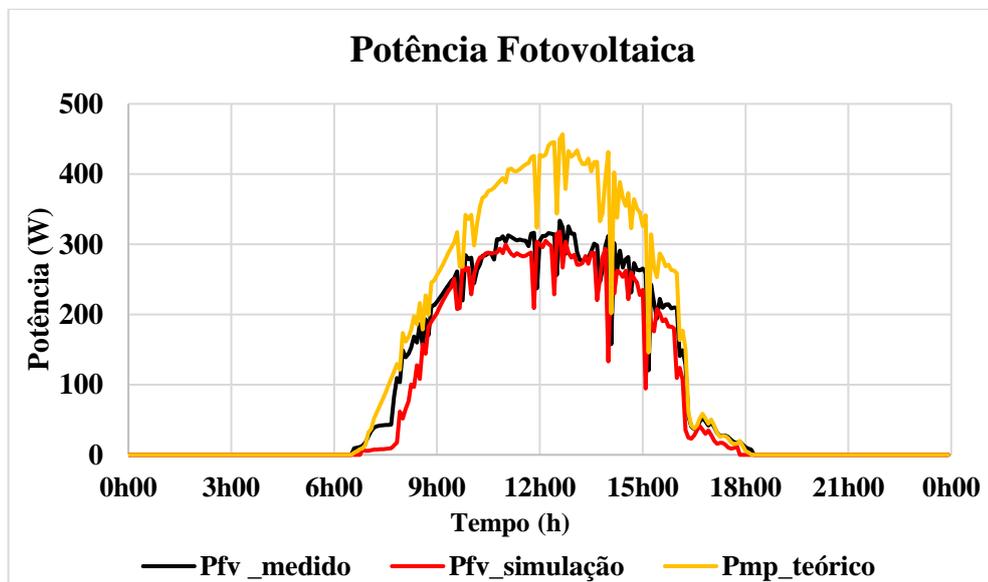
do caso real. Há um pequeno valor de energia extraído do banco no caso real, assim também, o valor armazenado no caso simulado não é tão grande, mas se obteve um erro relativo maior que 100%, devido à essa situação. Apesar disso, os valores de diferença não foram expressivamente distantes, a exceção do valor da energia produzida. Portanto, mostra-se uma representação válida, com maior diferença para os valores de energia fotovoltaica produzida quando analisadas as energias diárias (Tabela 4.17). Novamente o seguimento do ponto de máxima potência para este gerador teve diferenças significativas, assim como a configuração 1, podendo-se atribuir ao arranjo fotovoltaico empregado nos ensaios.

Tabela 4.18 - Balanço energético entre sistema real e simulação para a configuração 4.

	Real	Simulação	Diferença	Erro relativo
Energia produzida (W.h)	2.280	1.992,4	287,6	12,61%
Energia armazenada (baterias) (W.h)	-24,6	47,53	72,13	191,66%
Energia consumida (carga) (W.h)	2.043,3	1.962,4	80,9	3,95%
Carga alimentada diretamente pela geração	27,25%	23,35%	-	-
Produtividade do arranjo fotovoltaico (Ȳa) (kWh/kWp.dia)	4,39	3,90	-	-

Fonte: Autor.

Figura 4.42 - Potência fotovoltaica real, simulada e máxima potência teórica configuração 4.



Fonte: Autor.

4.6. Conclusões sobre a validação dos modelos

Após verificar os valores produzidos pela simulação empregando os blocos modelados e os conjuntos de configurações, verificou-se que, em geral, foi obtido um resultado satisfatório, visto o esforço computacional demandado e as representações obtidas.

Vale ressaltar que, não ter informações do estado real das baterias, além das fornecidas pelo manual, influenciou os resultados para as quatro configurações tomadas como estudo de caso. Caso os testes de carga e descarga fossem feitos seria possível empregar um modelo para o banco mais próximo ao real, o que melhoraria os resultados. Destaca-se ainda que não foi possível realizar os testes práticos devido ao desgaste das baterias, pois não foram capazes de receber carga. Tais modificações ou procedimentos poderiam ser feitas para aprimorar mais o modelo.

De posse do modelo de simulação validado, com o objetivo de estudar casos possíveis para as configurações apresentadas, no capítulo seguinte são apresentadas outras simulações para situações distintas das obtidas em ensaio, verificando-se o comportamento do sistema com a alteração da curva de carga, perfil de irradiância global e o estado inicial de carga do banco de baterias.

5. SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO COM DIFERENTES CURVAS DE CARGA, ESTADOS DE CARGA E PERFIS DE IRRADIÂNCIA

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações do sistema SIGFI modelado anteriormente, podendo empregar diferentes geradores fotovoltaicos e controladores de carga, considerando-se o suprimento de diferentes curvas de carga e condições ambientais.

A implementação de diferentes curvas de cargas nas simulações tem como objetivo verificar o desempenho do sistema para situações em que a maior demanda esteja concentrada em determinados períodos do dia (manhã, próximo ao meio-dia ou à noite), adotando-se estados iniciais de carga do banco de baterias diferentes, para assim aferir o desempenho do sistema nessas situações.

5.1. Caracterização das cargas

Para realizar os testes com carga nos modelos para o sistema, adotou-se a estratégia de simular o uso de cargas tipicamente usadas em regiões ou comunidades remotas, mais especificamente em regiões ribeirinhas, respeitando a disponibilidade diária comportada pelo sistema de 1.500 Wh/dia (ANEEL, 2021). Foram propostas curvas de carga que pudessem representar o consumo típico considerando cargas de iluminação, refrigeração, tomadas de uso geral para equipamentos de uso residencial ou específico, dada a categoria do sistema SIGFI 45.

A fim de avaliar o desempenho para diferentes situações do uso da carga, propôs-se inicialmente três situações de uso, com picos ou parcelas diferentes de consumo, sendo uma maior parcela de consumo de energia pela manhã, outra situação com maior parcela de consumo próximo ao meio-dia, e outra durante a noite. Tendo-se, assim, uma concentração próxima a 70% durante o dia ou noite, conforme o caso, com os picos nos horários citados.

Para compor as curvas de carga, baseado em trabalhos anteriores desenvolvidos no GEDAE/UFPA (MAIA, 2015; TORRES, 2019), usando como base o consumo diário de referência previsto na Resolução Normativa 1.000/2021 da ANEEL para categoria do sistema e manuais de recomendação para atendimento de sistemas isolados, previu-se que as cargas comumente utilizadas em consumidores remotos seriam do tipo cargas de iluminação, aparelhos eletrodomésticos básicos, como TV e/ou ventilador, e uma carga de refrigeração (Tabela 5.1).

Como parâmetro para a carga de refrigeração foram usados os resultados de Daffallah (2018), o qual demonstra que o consumo médio de um refrigerador de capacidade de 158 L em corrente contínua, caso que representaria o consumo sem o inversor, pode variar de 721 Wh/dia (sem carga) até 1233 Wh/dia (com carga de 10 L de água) para resfriar seu compartimento interno a $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$, em uma temperatura ambiente de $35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Tendo como referências esses dados, estima-se que a potência ativa de um refrigerador com características similares seria de aproximadamente 80 W com carga térmica, utilizado por aproximadamente 12 horas, distribuídas ao longo do dia.

Para a iluminação, eventualmente são previstos no mínimo dois pontos, porém, para se aproximar mais de um consumo realista, e dada a experiência com casos reais, foram considerados quatro pontos de iluminação que seriam instalados em cômodos como quarto, cozinha, banheiro, sala/área externa. A potência considerada das lâmpadas foi de 8 W, lâmpadas do tipo LED, com um tempo de uso médio de 06 (seis) horas diárias cada, distribuídas ao longo do dia.

Em geral, essas cargas são usadas ao longo do dia de forma distribuída e não tão concentrada. Sendo assim, seguiu-se a estratégia do uso de cargas específicas no período proposto para variar o pico de consumo.

Como carga de uso específico para o período da manhã e próximo ao meio-dia foi considerado que durante 02 (duas) horas por dia o sistema teria uma carga de 200 W, que pode ser representada por um maquinário para produção de manufatura, haja vista o exemplo do beneficiamento do açaí para consumo ou comercialização, situação típica na região amazônica, ressaltada por Vieira (2020). Esse valor de potência é próximo ao encontrado na pesquisa de Vieira (2020), a qual apresenta uma bateadeira de açaí em corrente contínua alimentada por geradores fotovoltaicos.

Para o período da noite, a carga pode ser caracterizada pelo uso majoritário de eletrodomésticos como a televisão, rádio e para realizar o carregamento de celulares, esses equipamentos em geral são usados por um período maior e possuem uma potência relativamente menor, o que sugere um perfil com valores de pico menores e com uma duração (uso destes equipamentos) um pouco maior em relação às outras curvas. Visto isso, sugeriu-se um pico de consumo prevendo uma carga de 100 W por 4 (quatro) horas (Tabela 5.1).

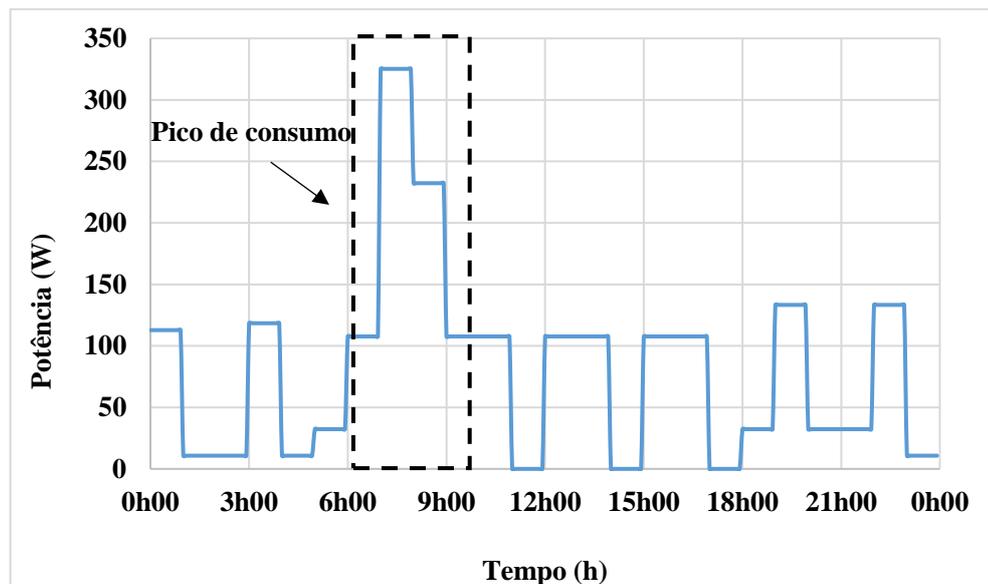
Tabela 5.1 - Consumo das cargas por categoria.

Carga	Potência (W)	Tempo (h)	Consumo (Wh)
Iluminação	8 x 4 unid.	6	192
Carga específica manhã e tarde	200	2	400
Carga específica noite	100	4	400
Refrigerador	80	12	960

Fonte: Autor.

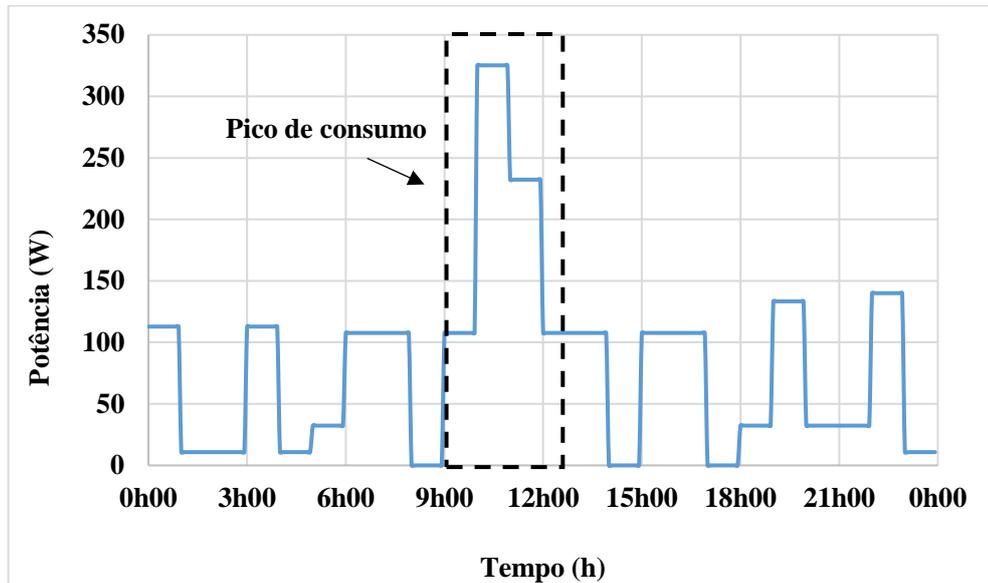
As curvas de cargas propostas, com diferentes picos ou parcelas de consumo, são apresentadas nas Figuras 5.1 a 5.3. O consumo em c.a. para todas as situações ficou estimado em 1.552 Wh/dia, apenas com a variação no período do pico de consumo da carga. As curvas apresentam a potência ativa no lado c.c. do inversor, já corrigidas com o fator de eficiência que depende do carregamento do equipamento. Logo, o consumo estimado no lado c.c. é maior, aproximadamente 1.981 Wh/dia.

Figura 5.1 - Curva de carga 1, com pico no período da manhã.



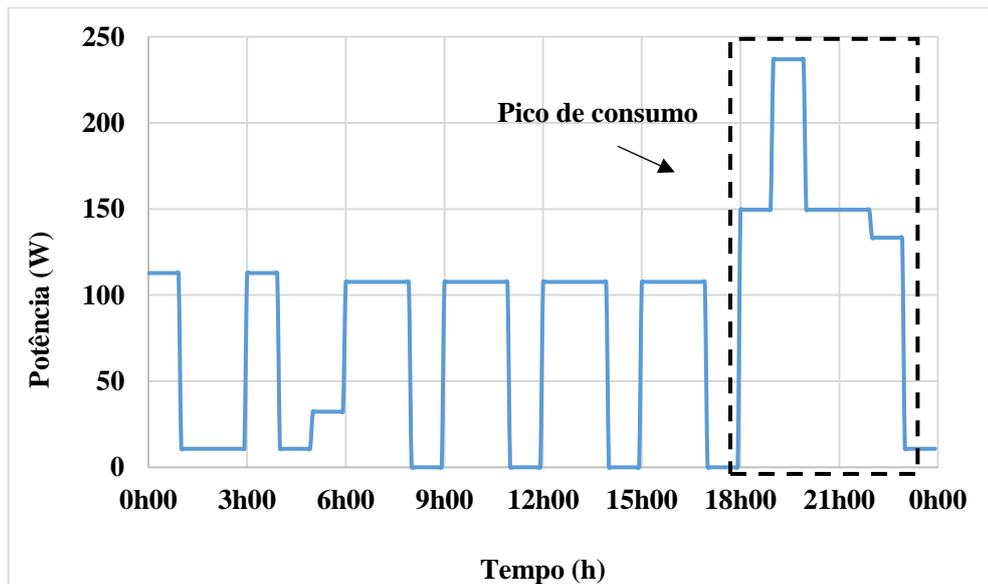
Fonte: Autor.

Figura 5.2 - Curva de carga 2, com pico no período do meio-dia.



Fonte: Autor.

Figura 5.3 - Curva de carga 3, com pico no período da noite.



Fonte: Autor.

Na plataforma Matlab/Simulink foram usados blocos de cargas resistivas com valores que correspondem à demanda no referido período refletida para o lado c.c., juntamente com blocos de chaveamento para ativar e desativar a carga nos períodos específicos, de forma similar à usada na validação dos modelos. Todavia, nos casos para as curvas de carga do presente capítulo, para se definir o valor de resistência equivalente, obtida pela divisão da tensão ao quadrado pela potência ativa, atribuiu-se como valor de tensão o valor nominal do sistema de

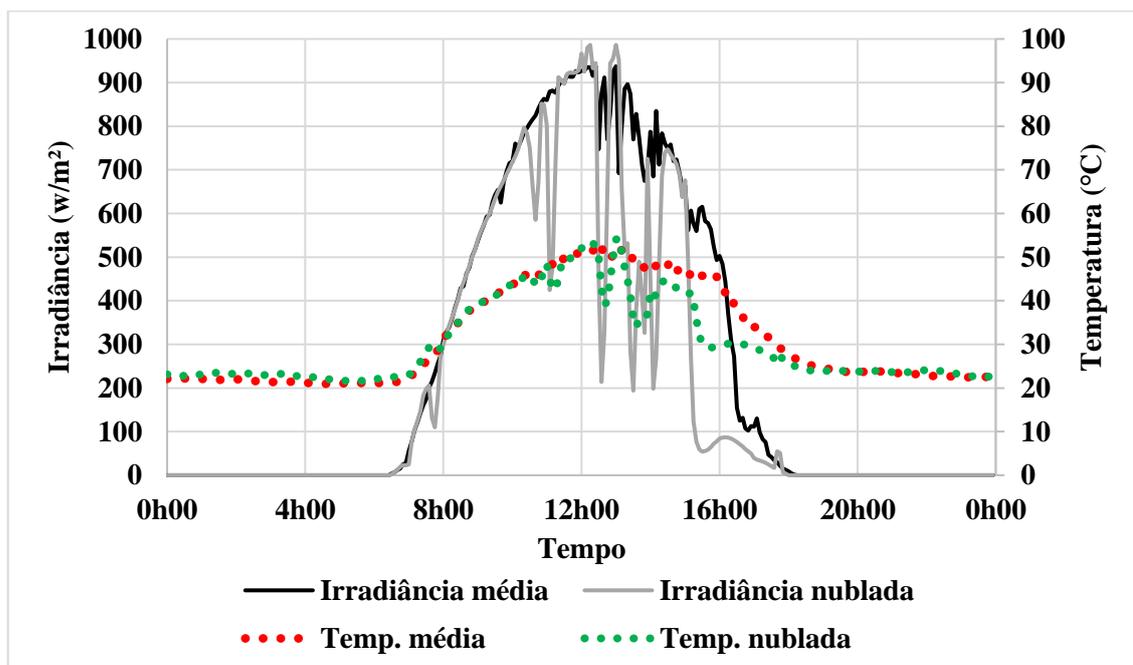
24 V, para que houvesse um valor de referência, pois a tensão de entrada do inversor varia conforme o carregamento do banco de baterias. Assim, devido à esta estratégia para definir a carga, espera-se que o consumo do sistema varie conforme o carregamento do banco, pois o uso de cargas adotado foi o de resistência fixa.

5.2. Dados utilizados de irradiância, irradiação e temperatura

Para realizar as simulações foram utilizados dados baseados nos dias de monitoração real do sistema apresentado em Bulhosa (2019), selecionando-se duas condições de irradiação: a primeira foi resultado da média dos dias monitorados no período entre julho e agosto de 2019, de um total de 12 dias, obtendo-se um valor de 6,1 kWh/m² ao dia, sendo esta considerada uma condição de dia ensolarado com boa irradiação. A segunda foi uma condição com grande variação do recurso solar, obtendo-se 4,7 kWh/m² ao dia de irradiação, caracterizando um dia mais nublado.

Na Figura 5.4 são apresentados os dados desses respectivos dias citados e utilizados como valores de entrada na simulação. Os valores de temperatura referem-se aos valores monitorados na parte posterior do módulo fotovoltaico.

Figura 5.4 - Perfis de irradiância e temperatura usados.

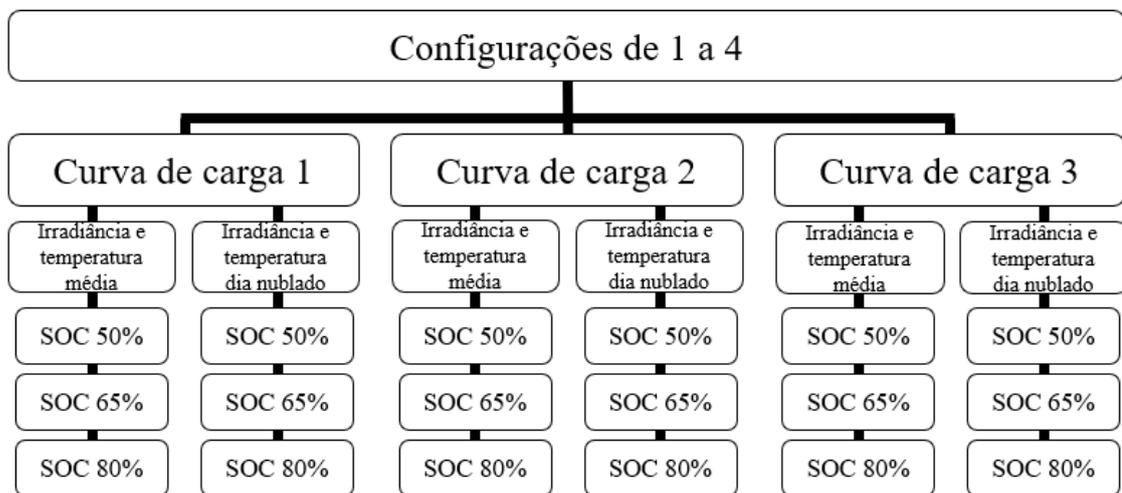


Fonte: Autor.

5.3. Simulações realizadas

Os ensaios consistiram em avaliar cada configuração em dois perfis diários de irradiância. Cada condição de irradiância foi experimentada com três curvas de carga diferentes em três estados de carregamento do banco de baterias diferentes. Os três estados de SOC inicial foram: 50%, 65% e 80% (Figura 5.5). Resultando em 72 (setenta e duas) simulações, sendo 18 (dezoito) para cada configuração, nas condições citadas anteriormente.

Figura 5.5 - Diagrama de Simulações das configurações de 1 a 4.



Fonte: Autor.

Desta forma, a presente metodologia para simulação da operação do sistema visa verificar como o estado de carregamento e curva de carga podem influenciar na produção fotovoltaica e armazenamento para as condições ambientais referidas.

5.4. Resultados das simulações

A seguir são apresentados os resultados obtidos por configuração, por intermédio de um balanço energético demonstrando a produção fotovoltaica, a energia armazenada no banco de baterias e a energia consumida. Os gráficos de todas as simulações estão apresentados no Apêndice A.

Durante a exposição dos resultados no presente capítulo são apresentados somente alguns casos, reiterando-se que a totalidade deles está apresentada no Apêndice A.

5.4.1. Resultados para a configuração 1 (PWM e Gerador 1)

Na Tabela 5.2 constam os resultados sintetizados de energia produzida, armazenada e consumida das simulações para a configuração 1. Uma constatação é que na maioria dos casos, independente do SOC inicial, a produção fotovoltaica foi próxima para as 3 situações de SOC e condição de irradiância incidente. Para as curvas de carga propostas, o armazenamento no banco teve maior valor nas que aproveitavam mais o recurso pela manhã (curva de carga 1).

Nos casos em que o SOC inicial era 50%, o sistema teve um consumo da carga menor inicialmente por causa do controle de tensão que desconectava as baterias por subtensão, tensão menor que 19 V, e as reconectava após a tensão atingir 25,3V durante o carregamento, de modo que no instante de maior consumo na curva de carga 1, as baterias não eram capazes de suprir o sistema, podendo ser observado nas Figura 5.6 e 5.7. Essa situação ocorre tanto no caso ensolarado quanto no nublado da curva de carga 1. Esse fato ajuda a confirmar a implementação dos cortes e reconexões na modelagem do controlador de carga do sistema, visto que ao atingir valores de tensão menores que 19 V, o banco de baterias teve uma descarga próxima a 57%, valor esse que é estimado como descarga máxima em Pontes (2013).

Outra consideração quanto à carga é que, conforme o valor do SOC inicial é mais elevado, maior é o valor do consumo, o que se relaciona diretamente ao nível de tensão do banco de baterias. Como os bancos têm como indicativo de que, quanto maior o SOC maior o nível de tensão, o consumo se mostra maior por isso, não havendo variação da carga no sentido de aumento de potência nominal, mas devido às características da bateria e por estar usando cargas de resistência fixa. Este fato também se repetiu para as outras simulações.

Os melhores resultados para esta configuração podem estar atribuídos à segunda curva de carga, onde a geração foi capaz de suprir diretamente 39% do consumo da carga pelo menos, para o caso de dia ensolarado e mais de 27% nas situações de dia nublado. Os dias com maior produção fotovoltaica foram um pouco maiores para os casos da curva de carga 3, mas em compensação são os casos em que a carga menos aproveita o recurso solar simultaneamente.

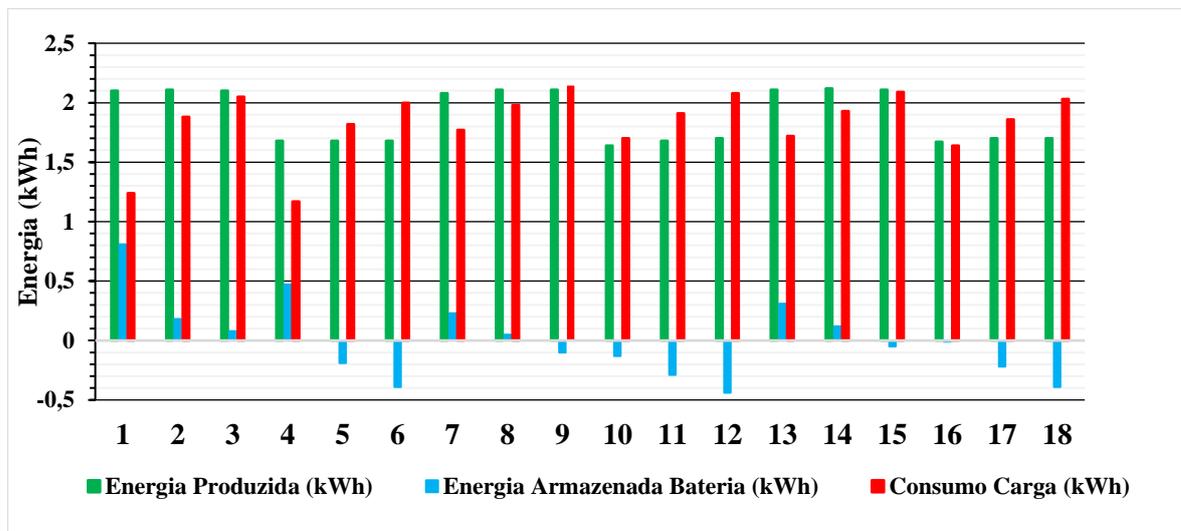
Tabela 5.2 - Balanço energético para a configuração 1.

(continua)							
	Irradiância	ID	SOC %	Energia Produzida (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	Carga alimentada diretamente pela geração
Curva de Carga 1	Ensolarada	1	50	2,10	0,81	1,24	42 %
		2	65	2,11	0,18	1,88	35 %
		3	80	2,10	0,08	2,05	33,9 %
	Nublada	4	50	1,68	0,47	1,17	27,3 %

	Irradiância	ID	SOC %	Energia Produzida (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	(conclusão) Carga alimentada diretamente pela geração
Curva de Carga 2	Ensolarada	5	65	1,68	-0,19	1,82	24,9 %
		6	80	1,68	-0,39	2,00	24,5 %
		7	50	2,08	0,23	1,77	40,7 %
		8	65	2,11	0,05	1,98	39,7 %
	Nublada	9	80	2,11	-0,10	2,14	39,3 %
		10	50	1,64	-0,13	1,70	30,1 %
		11	65	1,68	-0,29	1,91	27,6 %
		12	80	1,70	-0,44	2,08	27,3 %
Curva de Carga 3	Ensolarada	13	50	2,11	0,31	1,72	35,7 %
		14	65	2,12	0,12	1,93	34,4 %
		15	80	2,11	-0,05	2,09	34 %
	Nublada	16	50	1,67	-0,01	1,64	25,7 %
		17	65	1,70	-0,22	1,86	25,1 %
		18	80	1,70	-0,39	2,03	24,7 %

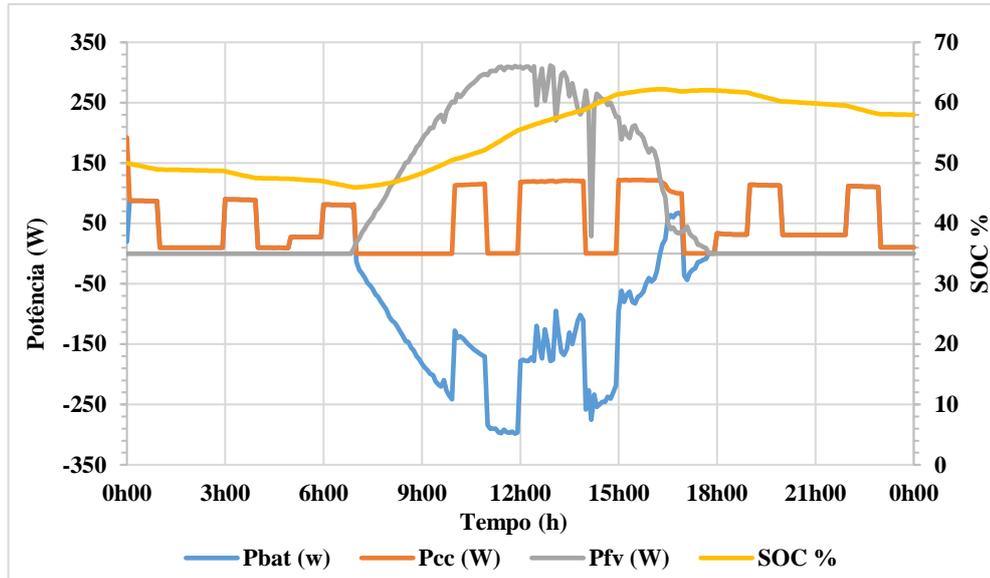
Fonte: Autor.

Figura 5.6 - Balanço energético obtido nas simulações para a configuração 1.



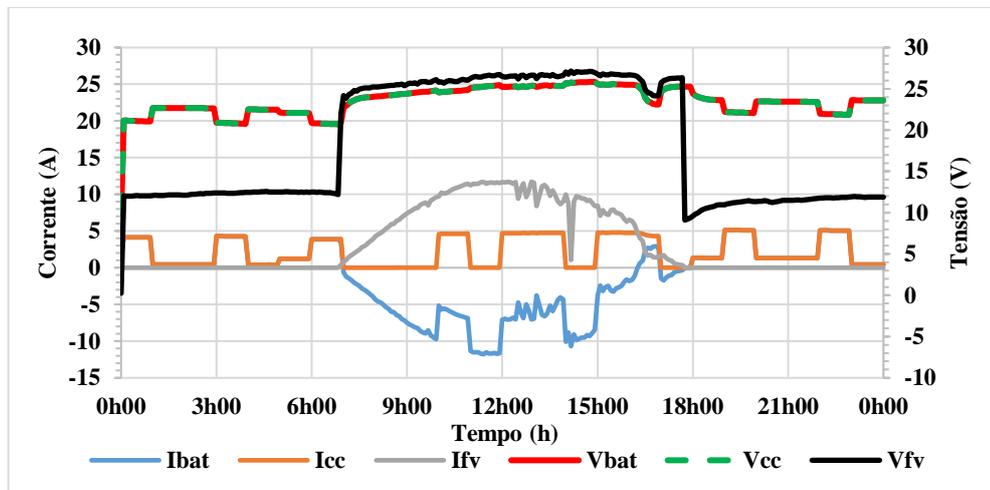
Fonte: Autor.

Figura 5.7 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura 5.8 - Resultados de tensão e corrente para a configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



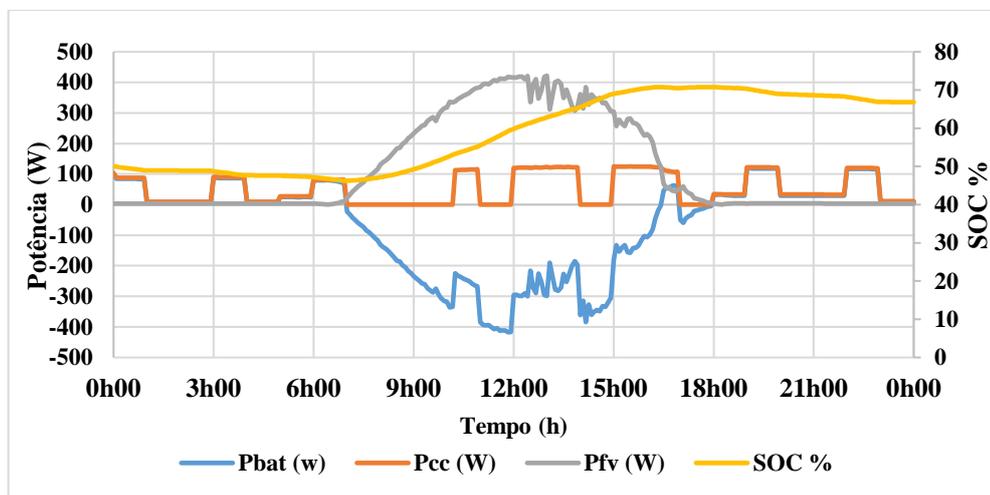
Fonte: Autor.

5.4.2. Resultados para a configuração 2 (Autorregulado, Gerador 2 com módulos em paralelo)

Os resultados obtidos para esta configuração são apresentados na Tabela 5.3. Para os casos de SOC inicial igual a 80%, o sistema teve suas maiores produções fotovoltaicas, tanto para as condições ensolarada como nublada.

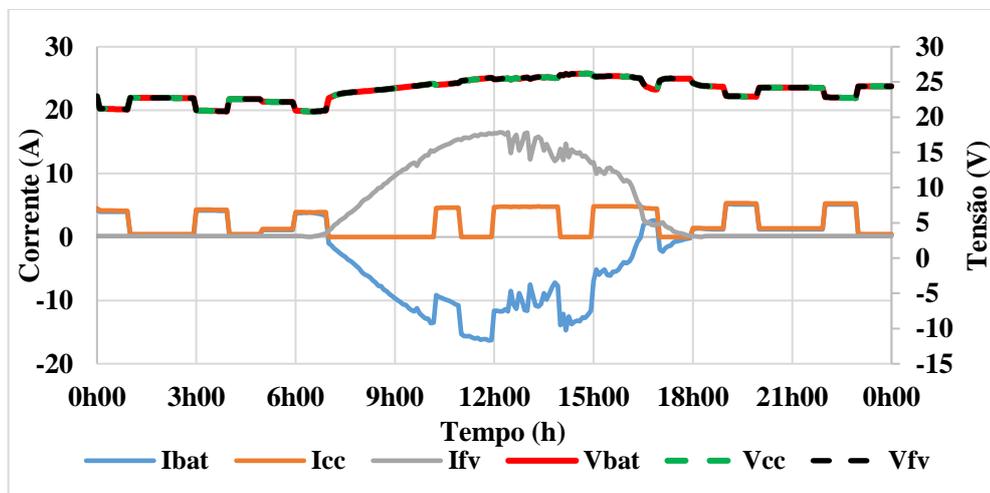
Vale citar, que para esta configuração, o sistema não possuiria mecanismos de proteção como nos controladores de carga convencionais, mas os valores de tensão podem ser limitados tanto para o processo de carga, pelo valor de tensão dos módulos próximo ao circuito aberto; tanto para o processo de descarga, pelo valor mínimo de tensão de operação na entrada do inversor, ao qual o banco de baterias está conectado. Sendo assim, as Figuras 5.9 e 5.10 mostram como o inversor pode limitar a disponibilidade de energia do sistema, sendo desativado por um período até que as baterias retornem ao valor de tensão mínimo de operação de entrada que o equipamento aceita.

Figura 5.9 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor

Figura 5.10 - Tensões e correntes para a configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

Diferentemente do caso anterior, nesta simulação em todos os casos o sistema teve um saldo positivo na carga das baterias, tendo uma maior produção fotovoltaica conforme o SOC inicial aumenta, para todas as curvas de carga. Similar ao ocorrido no caso anterior, conforme o SOC aumentou a energia consumida pela carga também teve um aumento.

Comparando os resultados com a configuração anterior, houve um melhor desempenho, pois foi produzida mais energia em condições iguais e mais energia foi armazenada, o que evidencia que a presente configuração pode ser interessante de uso, dependendo da situação prática. Em contrapartida, esta configuração tem a falta de itens de proteção no controle de carga e descarga, o que pode fazer o sistema entrar em situações críticas e falhas com mais frequência, mesmo com as limitações na elevação de tensão do banco realizada pelo próprio gerador fotovoltaico, onde há a operação próximo ao circuito aberto e redução da corrente de carga quando a bateria está carregada; ou na situação de diminuição da tensão do banco, com a atuação de desconexão ou interrupção no fornecimento do inversor, pela proteção por baixa tensão de entrada do equipamento. Logo, a configuração pode ser desinteressante para aplicação em sistemas isolados sem uma supervisão frequente, a fim de evitar eventuais falhas ou que necessitam de um maior controle visando à longevidade dos componentes.

Durante os ensaios esperava-se que os níveis de tensão eventualmente chegassem próximo, ou ultrapassassem os valores de gaseificação (entre 28,8 V e 29,4 V), devido à falta de mecanismos de proteção, mas se pode verificar nos resultados obtidos (gráficos no apêndice A, Figura A.37 a A.72) que os valores ficaram abaixo desse valor, em todas as situações. Vale ressaltar mais uma vez que o consumo é maior que o de referência (1.552Wh/dia) pois a análise é feita para o lado c.c. do inversor.

Notou-se também que esta configuração teve bom aproveitamento do recurso solar, chegando alimentar diretamente 56,8% do consumo da carga no melhor caso, sendo capaz ainda de armazenar energia nesta situação. Sendo assim, a melhor situação nesta configuração se mostrou ser quando a maior demanda da carga coincide com o maior momento de geração quando levando em conta a simultaneidade do suprimento a carga.

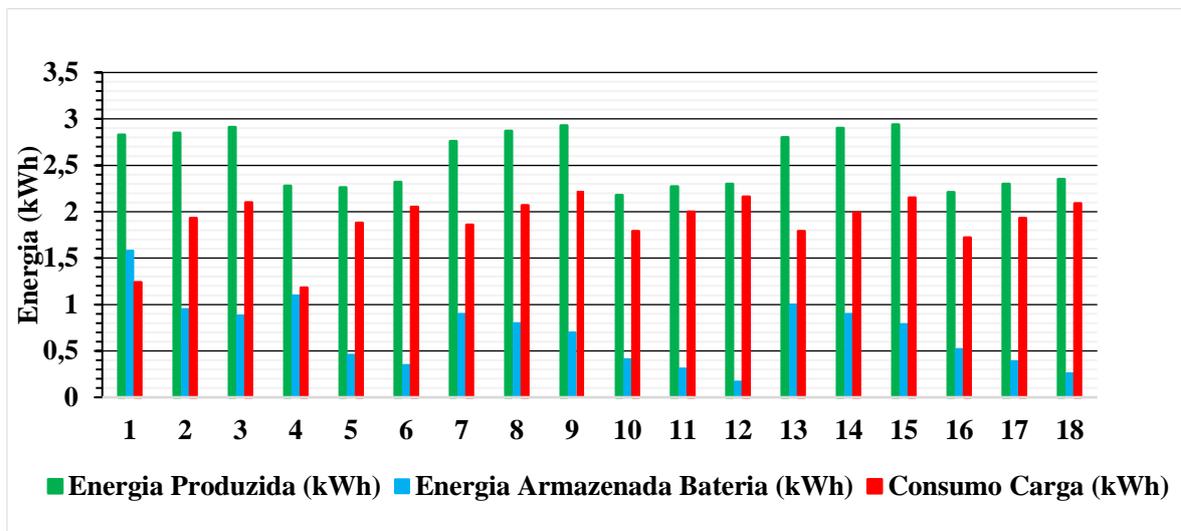
Tabela 5.3 - Balanço energético para a configuração 2.

		(continua)					
	Irradiância	ID	SOC %	Energia Fotovoltaica (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	Carga alimentada diretamente pela geração
Curva de Carga 1	Ensolarada	1	50	2,83	1,58	1,24	41,6 %
		2	65	2,85	0,95	1,93	35,4 %
		3	80	2,91	0,88	2,10	34,6 %
	Nublada	4	50	2,28	1,10	1,18	28,1 %

	Irradiância	ID	SOC %	Energia Fotovoltaica (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	(conclusão)	
							Carga alimentada diretamente pela geração	
Curva de Carga 2		5	65	2,26	0,46	1,88	26,4 %	
		6	80	2,32	0,35	2,05	25,7 %	
	Ensolarada		7	50	2,76	0,90	1,86	56,8 %
			8	65	2,87	0,80	2,07	52,1 %
			9	80	2,93	0,70	2,22	48,3 %
	Nublada		10	50	2,18	0,41	1,79	40,6 %
		11	65	2,27	0,31	2,00	35,9 %	
		12	80	2,30	0,17	2,16	32,5 %	
Curva de Carga 3		13	50	2,80	1,00	1,79	36,6 %	
	Ensolarada		14	65	2,90	0,90	1,99	35,6 %
			15	80	2,94	0,79	2,15	35,1 %
			16	50	2,21	0,52	1,72	27,3 %
	Nublada		17	65	2,30	0,39	1,93	26,4 %
			18	80	2,35	0,26	2,09	26,3 %

Fonte: Autor

Figura 5.11 - Balanço energético obtido nas simulações para a configuração 2.



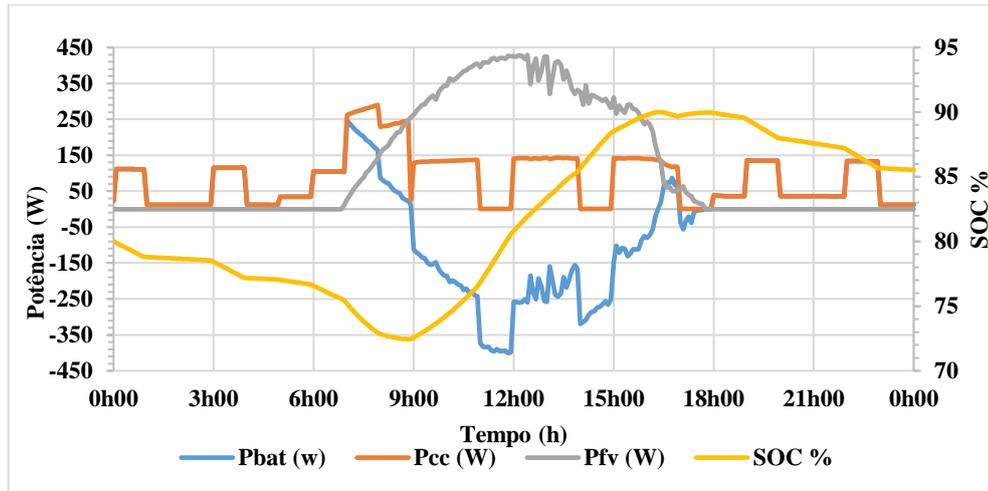
Fonte: Autor.

5.4.3. Resultados para a configuração 3 (MPPT e Gerador 2 em paralelo)

Como resultados das simulações para o presente estudo de caso foram obtidos os valores apresentados na Tabela 5.4. A produção fotovoltaica foi maior para as situações de menor carregamento inicial do banco, mas não houve diferença expressiva entre cada situação de estado inicial de carga. Assim como na configuração anterior, o sistema teve uma geração capaz de fornecer energia para as cargas e ao banco (Figura 5.12), deixando o armazenamento de energia positivo ou muito próximo a zero, o que se traduz na capacidade do sistema alimentar

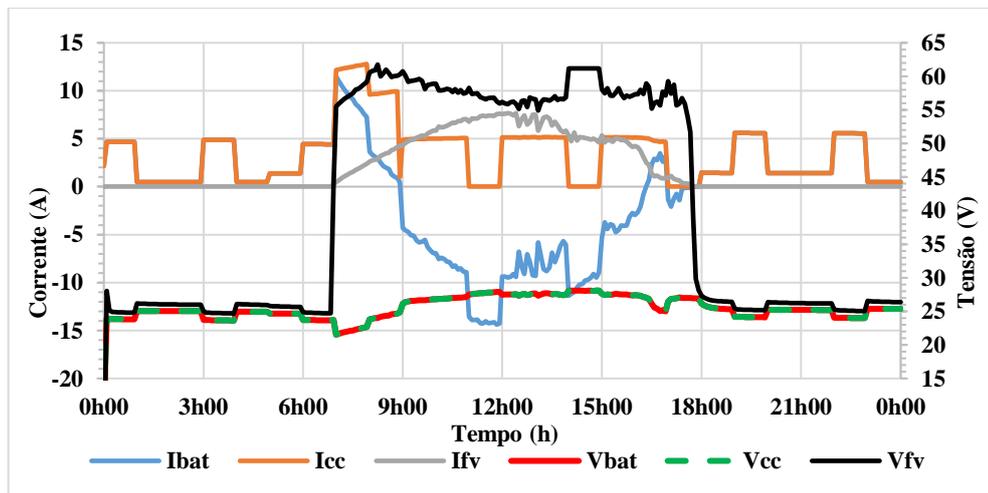
as cargas e ainda assim carregar o banco para seu estado inicial ou maior. Para as simulações com o SOC inicial de 80% a bateria atingiu o estado de flutuação durante o carregamento, a exemplo da Figura 5.6, período em que a tensão do gerador fica constante, pouco antes das 15 horas.

Figura 5.12 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarado).



Fonte: Autor.

Figura 5.13 - Tensões e correntes configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

Outro ponto que pode se observar ao comparar o resultado para as condições nubladas é que o sistema na presente configuração teve resultados superiores às configurações 1 e 2, ocorrendo a otimização da produção de energia ao longo do dia nesta situação de baixa irradiação diária, como era esperado com o uso do controlador de carga com MPPT. Para o dia

com maior irradiação, o sistema teve resultado melhores que a maioria dos casos do autorregulado, tendo desempenho menor somente nos casos de SOC inicial de 80%, sendo ainda superior a configuração 1 em todos os casos. Este melhor desempenho na produção fotovoltaica é atribuído à atuação do rastreamento do ponto de máxima potência.

Ressalta se que, assim como na configuração 1, o sistema teve o desligamento em casos de subtensão, nos ensaios da curva de carga 1, para SOC inicial de 50%, isto é, a proteção atuou desativando a carga para tensões menores que 19 V, reconectando-a em 24,6 V, vide Figura 5.15 e 5.16, que apresentam diferença da curva de carga proposta para a obtida.

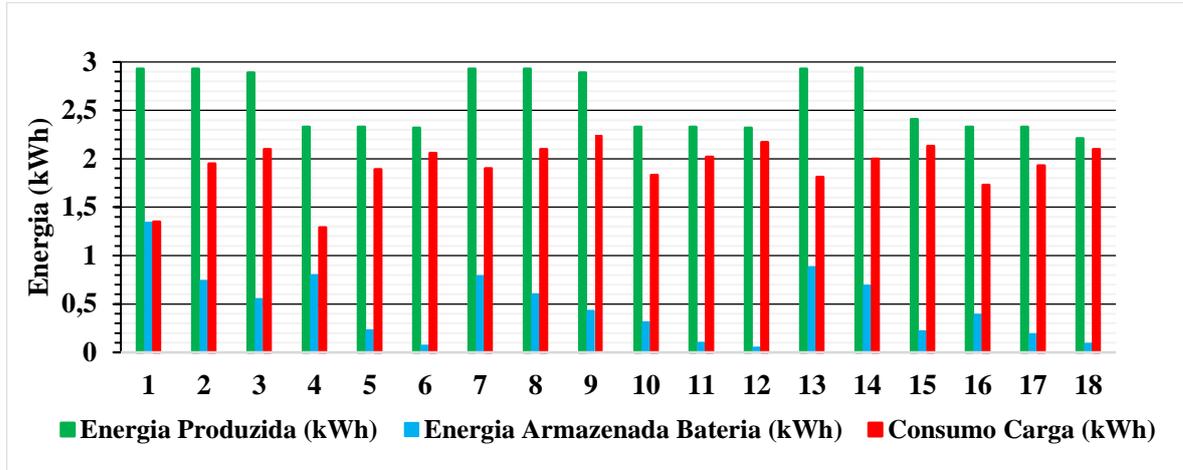
Como no caso anterior, o sistema também teve bom aproveitamento do recurso solar para o caso da curva de carga 2, tendo um atendimento direto do consumo da carga de até 58% na condição de dia ensolarado, suprimindo a carga e armazenando ainda energia no banco.

Tabela 5.4 - Balanço energético para a configuração 3.

	Irradiância	ID	SOC %	Energia Fotovoltaica (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	Carga alimentada diretamente pela geração
Curva de Carga 1	Ensolarada	1	50	2,93	1,34	1,35	47,6 %
		2	65	2,93	0,74	1,95	35,7 %
		3	80	2,89	0,55	2,10	35,2 %
	Nublada	4	50	2,33	0,80	1,29	34,6 %
		5	65	2,33	0,23	1,89	26,1 %
		6	80	2,32	0,07	2,06	25,3 %
Curva de Carga 2	Ensolarada	7	50	2,93	0,79	1,90	58 %
		8	65	2,93	0,60	2,10	47,9 %
		9	80	2,89	0,43	2,24	40,3 %
	Nublada	10	50	2,33	0,31	1,83	38,1 %
		11	65	2,33	0,10	2,02	32,8 %
		12	80	2,32	0,05	2,17	32,7 %
Curva de Carga 3	Ensolarada	13	50	2,93	0,88	1,81	37,6 %
		14	65	2,94	0,69	2,00	36,1 %
		15	80	2,41	0,22	2,13	31,8 %
	Nublada	16	50	2,33	0,39	1,73	27,2 %
		17	65	2,33	0,19	1,93	26,7 %
		18	80	2,21	0,09	2,10	27,8 %

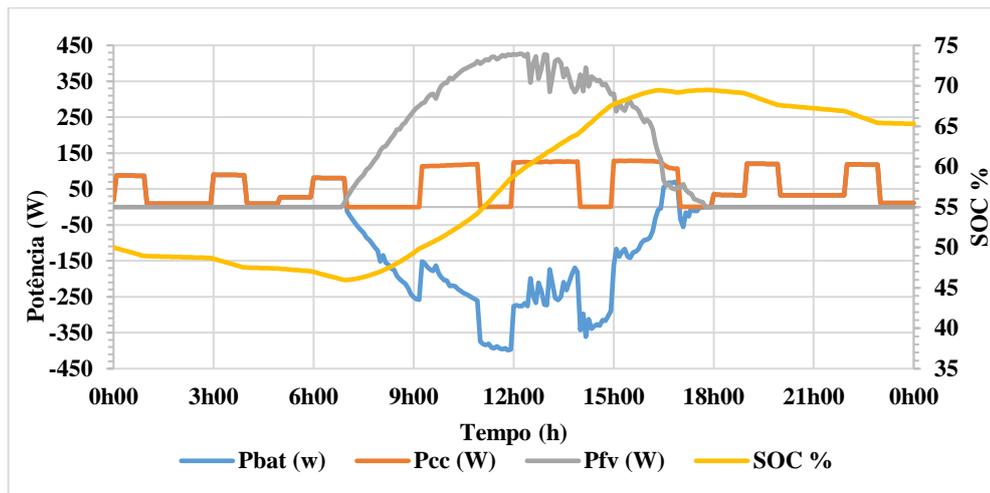
Fonte: Autor.

Figura 5.14 - Balanço energético obtido nas simulações para a configuração 3.



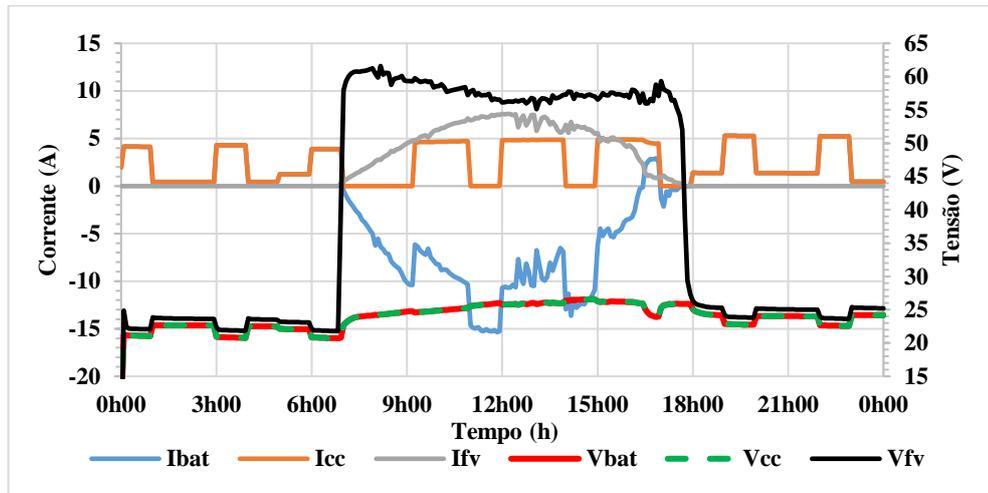
Fonte: Autor.

Figura 5.15 - Resultados de potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarado).



Fonte: Autor.

Figura 5.16 - Tensões e correntes para a configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

5.4.4. Resultados para a configuração 4 (MPPT e Gerador 1)

Os resultados obtidos para as simulações desta configuração são apresentados na Tabela 5.5. Seguindo as outras configurações, o sistema foi capaz de suprir a carga de forma satisfatória, ocorrendo também as proteções esperadas, quando o nível de tensão era menor que 19 V. A estratégia de concentrar a carga no período próximo ao meio-dia possibilitou o sistema alimentar diretamente cerca de 39% do consumo da carga para a condição de dia ensolarado, e mais de 27% para condição de dia nublado, podendo se considerar a situação de suprimento da curva de carga 2 o melhor cenário para essa configuração. Os resultados obtidos ficaram próximos aos da primeira configuração, com destaque nas condições de baixa irradiância, esta configuração teve melhor produção fotovoltaica e armazenamento de energia.

Tabela 5.5 - Balanço energético para a configuração 4.

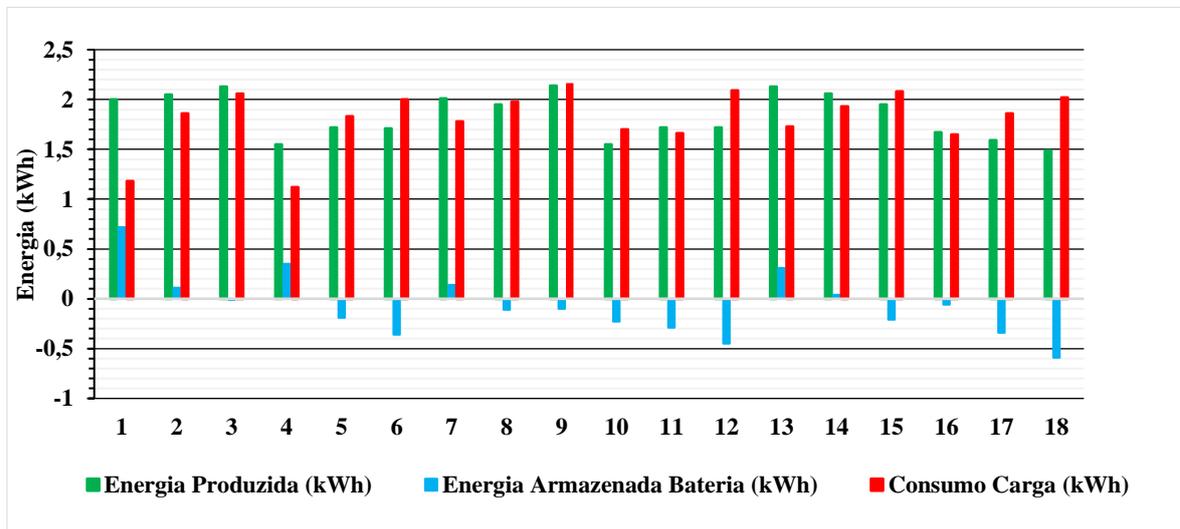
		ID	SOC %	Energia Fotovoltaica (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	Carga alimentada diretamente pela geração
Curva de Carga 1	Ensolarada	1	50	2,00	0,72	1,18	40,2%
		2	65	2,05	0,11	1,86	34,9%
		3	80	2,13	-0,01	2,06	34,0%
	Nublada	4	50	1,55	0,35	1,12	24,3%
		5	65	1,72	-0,19	1,83	25,0%
		6	80	1,71	-0,36	2,00	24,6%
Curva de Carga 2	Ensolarada	7	50	2,01	0,14	1,78	40,5%
		8	65	1,95	-0,11	1,98	39,5%
	Nublada	9	80	2,14	-0,10	2,16	39,1%
		10	50	1,55	-0,23	1,70	29,9%

(continua)

Irradiância	ID	SOC %	Energia Fotovoltaica (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	(conclusão)	
						Carga alimentada diretamente pela geração	
Curva de Carga 3	Ensolarada	11	65	1,72	-0,29	1,66	33,2%
		12	80	1,72	-0,45	2,09	27,1%
		13	50	2,13	0,31	1,73	35,7%
		14	65	2,06	0,04	1,93	34,5%
	Nublada	15	80	1,95	-0,21	2,08	34,0%
		16	50	1,67	-0,06	1,65	26,3%
		17	65	1,59	-0,34	1,86	25,1%
		18	80	1,49	-0,59	2,02	24,1%

Fonte: Autor.

Figura 5.17 - Balanço energético nas simulações para a configuração 4.



Fonte: Autor.

5.5. Resultados gerais

Avaliando as quatro configurações para as diversas situações simuladas, verifica-se que os melhores desempenhos ocorreram com a maioria estando concentrada na curva de carga 2 e SOC inicial de 50% (Tabela 5.6), considerando que os melhores resultados foram os que tiveram maior aproveitamento simultâneo da geração no suprimento da carga; maior produção fotovoltaica; maior saldo no armazenamento nas baterias; e fornecimento de energia para a carga sem interrupções. Para as situações de condição nublada, o resultado foi bem similar, com todas concentradas na curva de carga 2 e a maioria delas com SOC inicial 50%, com os resultados apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.6 - Melhores desempenhos de aproveitamento da produção fotovoltaica.

Configuração	Irradiância	SOC %	Curva de Carga	Energia Fotovoltaica (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	Consumido Diretamente Geração
1	Ensolarada	50	2	2,08	0,22	1,77	40,7 %
2	Ensolarada	50	2	2,76	0,90	1,86	56,8 %
3	Ensolarada	50	2	2,93	0,79	1,90	58 %
4	Ensolarada	50	2	2,01	0,13	1,77	40,5 %

Fonte: Autor.

Tabela 5.7 - Melhores desempenhos de aproveitamento da produção fotovoltaica em condição nublada.

Configuração	Irradiância	SOC %	Curva de carga	Energia Fotovoltaica (kWh)	Energia Armazenada Baterias (kWh)	Consumo Carga (kWh)	Consumido Diretamente Geração
1	Nublada	50	2	1,64	-0,13	1,69	30,1%
2	Nublada	50	2	2,18	0,41	1,79	40,6%
3	Nublada	50	2	2,33	0,31	1,83	38,1%
4	Nublada	65	2	1,72	-0,29	1,65	33,2%

Fonte: Autor.

Após as simulações, identificou-se que as situações com SOC inicial de 50% e com a curva de carga concentrada próximo ao maior período de geração tiveram melhor desempenho no quesito aproveitamento simultâneo da produção fotovoltaica. Notou-se que além do sistema fornecer a disponibilidade mínima diária no lado c.a. (1.500 Wh/dia), pode-se ainda ter um armazenamento de energia no banco, mesmo que mínimo.

Como esperado, uma das configurações com MPPT (configuração 3) teve melhor desempenho, em termos de energia produzida, armazenada e atendimento direto da carga pela geração. Os ensaios também confirmam que o uso do controlador de carga com MPPT torna o sistema mais produtivo, principalmente nas situações de baixa quantidade de irradiação solar incidente, sendo necessária a otimização do aproveitamento do recurso com o emprego do equipamento. Quando comparadas com as configurações similares utilizando o controlador mais simples, o resultado foi que o MPPT otimizou a produção para baixas irradiâncias e teve um resultado bem próximo em condições ensolaradas.

No entanto, outro fato associado ao SOC e modelagem do controlador de carga, é que para a configuração 3 (curva de carga 1) e empregando o controlador com MPPT, houve uma limitação para nos casos de SOC inicial de 80%, diferentemente do que era esperado para os casos de SOC inicial de 80% com o MPPT, o sistema não chegou aos 100% de SOC durante o dia, tal dificuldade provavelmente está associada à modelagem do banco de baterias e do

controlador, que precisaria ser aprimorada para ter um melhor desempenho e com o seguimento do ponto de máxima potência nesses casos.

Diante das simulações realizadas, pode-se avaliar que a configuração autorregulada é uma opção com boa produção do gerador fotovoltaico, mesmo com o acoplamento direto ao banco de baterias. A estratégia de posicionar a maior concentração de carga no período de maior produção, surtiu um bom efeito para as diferentes situações de SOC iniciais simuladas, mesmo para o SOC inicial de 80%, os níveis de tensão não ultrapassaram 29 V. Logo, esta configuração pode ser interessante em casos em que haja maior demanda da carga junto ao período de maior geração durante o dia e que o banco de baterias não esteja com níveis altos de carregamento no início do dia. Mas, seria importante a realização de experimentos práticos para verificar se os níveis de tensão se replicariam.

Portanto, a simulação do caso autorregulado teve como resultado a indicação de que este sistema tem uma boa produção energética, quando comparado aos casos com controladores simples, mas que os valores de sobretensão e subtensão do banco podem reduzir a vida dele, caso não seja adotado algum mecanismo nestas situações para que o uso da carga possa fazer esse controle, isto é, não possibilitando que os valores ultrapassem certos limites danosos ao banco.

Para os resultados das simulações, o maior problema verificado foi em relação às subtensões onde o sistema não teria um bom funcionamento sendo desligado quando os valores fossem menores que 19 V, pois a proteção do inversor atuaria por baixa tensão de entrada. Ressalta-se que não houve a ocorrência de valores de sobretensão que pudessem ser prejudiciais ao banco de baterias, registrando-se valores inferiores a 29,4 V para os testes, o que torna a configuração interessante para ser avaliada em casos práticos.

Por fim, os resultados das simulações com todas as configurações consideradas, em geral, foram satisfatórios, pois nas condições propostas o sistema é capaz de suprir sem interrupções a maior parte das situações. Propõe-se ainda que o modelo desenvolvido para o sistema possa ser empregado em outras simulações, a fim de que a análise possa ser estendida a outros casos e condições para avaliação de desempenho operacional.

CONCLUSÃO

No presente trabalho realizou-se a modelagem de componentes e simulações de um sistema do tipo SIGFI com fonte solar fotovoltaica, para o qual o modelo empregado pode ser usado ou adaptado em simulações voltadas para análises do comportamento de grandezas elétricas em diferentes partes do sistema.

Inicialmente, apresentou-se o conceito de sistemas fotovoltaicos e a aplicação de SIGFI com fonte solar fotovoltaica, que já é realizada amplamente por diversas concessionárias no país, como alternativa para suprimento de eletricidade para consumidores em localidades remotas.

O sistema fotovoltaico real de estudo foi descrito, bem como sua configuração e proposta inicial de utilização, caracterizando os equipamentos utilizados para adequá-lo à possibilidade de ensaiá-lo com múltiplas configurações, como também o sistema de aquisição de dados desenvolvido para fins de acompanhamento de desempenho operacional.

O processo de modelagem do sistema por meio da ferramenta Matlab/Simulink se deu devido à facilidade que a plataforma oferece, com a possibilidade de facilmente realizar customizações, além da ampla biblioteca fornecida que facilita o processo de modelagem dos equipamentos. Primeiramente, iniciou-se a modelagem, simulação e validação de cada componente do sistema individualmente (geradores fotovoltaicos, banco de baterias e controladores de cargas).

A análise dos resultados da simulação considerando a modelagem dos componentes no presente estudo indicou bons resultados para as representações do comportamento da operação dos equipamentos. Por exemplo, quando considerados os módulos fotovoltaicos de ambos os fabricantes, os resultados ficaram muito próximos aos testes feitos no simulador solar. Mesmo para o módulo com problemas no vidro foi possível reproduzir suas características sem distorções tão significativas.

Para o banco de baterias, em função da falta de informações mais exatas do real estado de cada uma das baterias, devido à sua degradação o que não permitiu ensaios para a obtenção de parâmetros mais atualizados, foi necessário implementar o modelo baseado nos dados do manual do fabricante, o que de certa forma o distanciou da realidade, mas com alguns ajustes visando implementar a degradação ocorrida e aproximar aos resultados monitorados, foi possível utilizar o modelo do banco de baterias nas simulações, sendo que os resultados nas validações foram aceitáveis.

Ressalta-se que não foi possível realizar ensaios de carga e descarga com o banco de baterias, ou realizar mais ensaios que pudessem ser usados como comparação, pois duas unidades do banco de baterias entraram em curto, e assim ele não mais atingiu a tensão nominal de 24 V, e não havia baterias para reposição.

Logo, como forma de aprimorar o modelo, seria relevante obter e comparar as curvas de carga e descarga de um banco que estivesse disponível, com os resultados da simulação para o modelo do banco.

Para os controladores de carga foi possível replicar os *setpoints*, o tempo de carregamento e estágios de carga. Como esperado, o sistema com controlador com MPPT teve o melhor desempenho em termos gerais, realizando a proteção do sistema em casos de subtensão e produzindo mais energia em condições ambientais similares as que outras configurações foram submetidas.

Em relação à curva de carga, os valores de demanda utilizados foram referentes à entrada c.c. do inversor, pois, por ser um processo que precisaria de mais ensaios e por não mais dispor de parte das cargas utilizadas nos ensaios reais, a fim obter os fatores de potência das combinações de equipamentos, optou-se por realizar a modelagem das cargas refletidas para o lado c.c. e puramente resistivas.

Ressalta-se ainda que alguns equipamentos de condicionamento de potência como inversor e controlador de carga com MPPT foram relocados para outros projetos, o que ocasionou dificuldades em realizar a modelagem de parte deles e mais testes para eventuais validações e aprimoração dos resultados com as configurações propostas.

Contudo, para o processo de validação das diferentes configurações, os blocos modelados foram usados e tiveram resultados, em sua maioria, bem próximos aos dos valores reais de medições, em situações similares, o que levou à conclusão de que o modelo poderia replicar as configurações do sistema de forma aceitável.

Destaca-se mais uma vez que a maior dificuldade na modelagem foi relativa aos valores de tensão no banco de baterias, sendo esses os valores que mais diferiram na comparação com valores reais, podendo ser atribuído às dificuldades na obtenção de parâmetros mais próximos aos reais.

Apesar disso, a simulação do sistema modelado (com todos os componentes conectados) mostrou-se adequada, trabalhando com dados medidos inseridos como parâmetros de entrada e apresentando os resultados das situações propostas próximos aos ensaios realizados. Após a apresentação dos resultados obtidos verifica-se que o processo de modelagem do sistema utilizando a plataforma Matlab/Simulink teve êxito para representar um sistema fotovoltaico

isolado com disponibilidade mensal de energia de 45 kWh, mostrando-se valores de erro que estiveram em uma margem aceitável para a aplicação desejada.

Assim, com a validação do modelo, deu-se sequência para novas simulações das quatro configurações para o sistema, a fim de verificar o comportamento do sistema com a mudança no perfil de carga, estado inicial do banco de baterias e perfil de irradiância incidente. Dentre os resultados obtidos com estas simulações, em geral, houve bom desempenho do sistema no caso da operação com um estado inicial de carga de 50% e com a maior demanda diária da carga próximo ao período de maior produção fotovoltaica, sendo uma parcela significativa da geração (entre 40% a 58%, dependendo da configuração simulada) capaz de suprir a carga diretamente, aproveitando melhor o recurso solar disponível, na maioria dos casos não havendo interrupções no uso da carga e ao final do dia havendo saldo positivo no armazenamento da energia no banco de baterias.

Logo, a variação do momento (ou deslocamento) de maior pico de demanda se mostrou relevante para as simulações.

A configuração sem controlador de carga se mostrou de possível utilização, contudo, espera-se que apresente limitações relacionadas ao tempo de vida útil da bateria que pode ser encurtado devido a não proteção por uma faixa de tensão apropriada de uso do sistema de armazenamento de energia. Nos 3 casos de SOC inicial o valor de tensão nas simulações não excedeu ao recomendado, 28,8 V, mas ocorreram situações em que o banco atingiu a tensão de 19 V, onde houve a atuação da proteção do inversor desconectado a carga, logo, chegar a esse nível de tensão pode levar à situação frequente de descarga profunda do banco e prejudicar o tempo de vida útil.

Sendo assim, o uso de um controlador ou mecanismo de proteção de sub e sobretensão é indispensável para atingir o objetivo de manter o sistema dentro de uma faixa de tensão que otimize a vida do banco de baterias.

Ademais, com a modelagem do sistema fotovoltaico isolado considerado no presente trabalho, pode-se empregar a ferramenta de simulação para a análise do sistema em situações de diferentes condições ambientais e com diferentes arranjos de equipamentos que podem ser alterados para a escolha de uma melhor configuração. Permite-se ainda antever o desempenho do sistema em condições de baixo carregamento do banco de baterias ou em condições de baixa disponibilidade de recurso solar e adotar estratégias para melhorar seu desempenho.

Como sugestões para trabalhos futuros destacam-se:

- Refinamento do modelo do controlador MPPT, sendo necessário mais ensaios experimentais comparando aos resultados de simulação.

- A inclusão da modelagem do inversor, para que os resultados possam estar mais próximos do caso real.
- Modelagem de bancos de baterias de outras tecnologias, como de Lítio, para verificar como estes bancos podem afetar o armazenamento e desempenho de sistemas isolados do tipo SIGFI.
- Simulações com controle ativo para a configuração autorregulada.

REFERÊNCIAS

- ALMESHQAB, F., USTUN, T. S. **Lessons learned from rural electrification initiatives in developing countries: Insights for technical, social, financial and public policy aspects.** 2019. 35–53 p. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 102, March 2019.
- ARCANJO, A., COSTA, T., VASCONCELOS, A. CAVALCANTI, M. CARRERA, G. TEIXEIRA, W. MENDONÇA, A. NETO, A. **Construção de Norma Técnica SIGFI para Expansão do Acesso à Energia Elétrica no Âmbito do MLpA.** 2022. XV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão. Foz do Iguaçu -PR – Brasil.2022.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 493, de 05 de junho de 2012.** 2012. 9 p. Brasília - DF, 2012, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>>. Acesso em: jul. 2023.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1000, de 07 de dezembro de 2021.** 2021. 306 p. Brasília - DF. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em: jul. 2023.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RELATÓRIOS E INDICADORES > DISTRIBUIÇÃO > UNIDADES CONSUMIDORAS EM SISTEMAS ISOLADOS E COM FONTES INTERMITENTES.** Disponível em <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao/relatorios-distribuicao>>. Acesso em jul. de 2023.
- ATERSA. **USER’S MANUAL A-85M.** Version 12/09/2007.
- BRADA, Mateus. **Moradora do Pantanal ganha sistema fotovoltaico com baterias.** Canal Solar, Brasil,30, julho,2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/moradora-do-pantanal-ganha-sistema-fotovoltaico-com-baterias/>>. Acesso em jul. de 2023.
- BULHOSA, L. S. **Adaptação de Sistema de Geração do Tipo SIGFI 45 Para Testes e Monitoração de Diferentes Configurações.** 2019. 106 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.
- CASA CIVIL – Ministério da casa civil. **Programa Ilumina Pantanal leva energia a ribeirinhos e produtores rurais.** Casa civil. 2022. < <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2022/marco/programa-ilumina-pantanal-leva-energia-a-ribeirinhos-e-produtores-rurais-do-pantanal> > Acesso em jul. de 2023.
- CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014. **Relatório Técnico 3117/2014, Ensaio com sistemas SIGFI 20 e 30.**
- DAFFALLAH, K. O. **Experimental study of 12V and 24V photovoltaic DC refrigerator at different operating conditions.** Physica B: Condensed Matter, v. 545, p. 237-244, sep. 2018. DOI 10.1016/j.physb.2018.06.027.

EFFICIENTIA. **Legislação e requisitos técnicos para conexão de GD nas redes de BT e MT. Montes Claros – 15/09/2017.** Disponível em < <http://www.adenormg.com.br/k/linksdwn/1413432.pdf>>. Acesso em jul. de 2023.

ELETROBRAS. **Guia técnico para atendimento com sistemas de geração fotovoltaica no âmbito dos programas luz para todos e mais luz para a Amazônia.** 2021.70p.

ELETROBRAS. **Especificações técnicas dos programas para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados no âmbito do programa luz para todos.** 2017.75p.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023-2017 Ciclo 2022.** 2022. Rio de Janeiro. 91p.

EPSOLAR. **ViewStar series - Solar Charge Controller. OPERATION MANUAL.** Disponível em < <https://www.epever.com/wp-content/uploads/2021/05/VS-BN-SMS-EL-V2.0.pdf> >. Acesso em Junho de 2023.

FREITAS, K. P. M. SANTANA, G. P. SOUZA, P. S. A. **Geração de Energia Elétrica a Partir de Resíduos Sólidos Urbanos nos Sistemas Isolados Amazonenses.** 2023. Revista Valore. Volta Redonda. Rio de Janeiro. Versão 8. 36 p.

FURTADO, J. M. **Pré-eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos em atendimento à legislação da aneel.** 2011. 102 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialista em Formas Alternativas de Energia) - Universidade Federal de Lavras. Lavras, 2011.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2022.** November 2022.524 p.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. Portaria nº 140, de 21 de março de 2022. 2022. Brasil. 94p.

MACHADO, J. P. A, GALHARDO, M. A. B. **Simulação e Avaliação Operacional de Sistemas de Armazenamento Distribuídos Conectados a uma Nanorede em Corrente Contínua.** 2022. Relatório Técnico-Científico Final do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC). Universidade Federal do Pará, Belém, Pará.

MAIA, K. C. S. **Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Domiciliar de Pequeno Porte Operando com Diferentes Equipamentos.** 2015. 118 p. Dissertação para a obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Pará, Belém, 2015.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Manual para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados, 2017.** Brasil.13p

MME - Ministério de Minas e Energia. **Manual de operacionalização do programa mais luz para a amazônia,2020.** Brasil. 21p.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Resolução normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021,2021.** Brasil.

NEWPOWER. **FULGURIS TUBULAR, Manual Técnico de Baterias Estacionárias Ventiladas TIPO OPzS.** Disponível em < docplayer.com.br/128703956-Fulguris-tubular-manual-tecnico.html> Acesso jul. de 2023.

OMAR, N., MA MONEM, Y. FIROUZ, J. SALMINEN, J. SMEKENS, O. HEGAZY, H. GAULOUS, G. MULDER, P. VAN DEN BOSSCHE, T. COOSEMANS e J. VAN MIERLO., 2014. **Lithium iron phosphate based battery — Assessment of the aging parameters and development of cycle life model.** *Applied Energy*, Vol. 113, January 2014, pp. 1575–1585.

OUTBACK, 2017. **SCCM20-100 20A/100V MPPT CHARGE CONTROLLER.** 03/2017.
PEREIRA, A. T. C., CARVALHO, J. J. **Análise de viabilidade econômica na geração distribuída fotovoltaica pós mudanças propostas na resolução normativa 482/2012 e sistema com inversor híbrido – estudo de caso.** Trabalho de conclusão de curso. Pontifícia Universidade Católica de Goiás. Goiás. 2021. 21p.

PEREIRA E.B., MARTINS F. R., GONÇALVES A. R., COSTA R. S., LIMA F. J. L., RÜTHER R., ABREU S. L., TIEPOLO G. M., PEREIRA S. V., SOUZA J. G. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2.ed. São José dos Campos. INPE, 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089.80p>.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Orgs), 2014. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de janeiro: CRESEB,2014. Disponível em: <creseb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf> Acesso jul. de 2023.

PINHEIRO, G. F. **Projeto de eletrificação resex verde para sempre com sistemas fotovoltaicos - Centrais Elétricas do Pará. Setembro 2019.** Palestra apresentada no Fórum GD região norte. Belém, Pará 18 e 19 de setembro de 2019.

PINHEIRO, G. F. **ATENDIMENTO REGIÕES REMOTAS DO SI Centrais Elétricas do Pará.** Palestra apresentada no Encontro de Energia Solar Fotovoltaica -Eletronorte 2019.

PONTES, S. N. **Concepção e Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo do Tipo SIGFI45.** 2013. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Faculdade de Engenharia Elétrica- Universidade Federal do Pará, Belém, 2013.

REIS, F. C., GALHARDO, M. A. B. **Simulação e Avaliação Operacional de Sistemas Fotovoltaicos Dispersos e Conectados a uma Nanorede de Distribuição em Corrente Contínua.** 2022. Relatório Técnico-Científico Final do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC). Universidade Federal do Pará, Belém, Pará.

RIBEIRO L.A.S., SAAVEDRA O.R., MATOS J.G., LIMA S.L., BONAN G., MARTINS A.S. **Isolated micro-grid with renewable hybrid generation: the case of Lençóis island.** 2010. IEEE Transactions on Sustainable Energy January.

RIBEIRO, L. A. D. S. et al. **Making isolated renewable energy systems more reliable.** 2012. *Renewable Energy*, v. 45, p. 221 - 231, 2012.

SIGA. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**, 2023. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em ago. de 2023.

SILVA FILHO, H. M. **Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos na Universalização do Serviço de Energia Elétrica na Bahia: Um Mudança de Paradigma no Setor Elétrico Brasileiro**. 2007. 162 p. Dissertação de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia - Departamento de Engenharia e Arquitetura Universidade Salvador – UNIFACS, Salvador, 2007.

SUNRISE. **Especification SR MODULE – SR-M660260-B-Black**. 2 p. Disponível em: < <https://cdn.enfsolar.com/Product/pdf/Crystalline/57844e9062347.pdf> >. Acesso em jul. de 2023.

TAN, R. H. G.; ER, C. K.; SOLANKI, S. G.,2020. **Modeling of Photovoltaic MPPT Lead Acid Battery Charge Controller for Standalone System Applications**. E3S Web of Conferences 182, 03005. CPEEE 2020.

TEBIBEL, H. LABED, S.,2013. **Performance results and analysis of self-regulated PV system in Algerian Sahara**. Renewable Energy. Vol. 60, December 2013. PAg 691-700.

TORRES, P. F. **Desenvolvimento e modelagem de uma nanorrede de distribuição em corrente contínua em baixa tensão com sistemas de geração distribuída**. 2019. 140 p. Dissertação para a obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica, - Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.

TREMBLAY, O., DESSAINT, L.A. 2009. **Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications**. World Electric Vehicle Journal. Vol. 3, May 13–16.

VALER, L.R.; RIBEIRO, T.B.S.; MOCELIN, A.; ZILLES, R. **Lições aprendidas no processo de implantação de sistemas fotovoltaicos domiciliares em duas comunidades rurais**. Revista Brasileira de Energia Solar v.1, p.18-26, 2014.

VIERA FILHO, J.A.A., TORRES, P. F., MACÊDO, W. N. **Batedeira de açaí solar em corrente contínua**. 2020. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza. 10 p.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. 2009. **Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 24, n. 5, p. 1198–1208.

XANTREX. **Owner’s manual – Xantrex Prosine sine Wave Inverter 1000/1800**. 2005. Disponível em: < https://xantrex.com/wp-content/uploads/2021/12/445-0049-01-01_Rev-AArtwork.pdf>. Acesso em jul. de 2023.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, São Paulo, 2012, 246 p.

APÊNDICE A

Neste apêndice são apresentados os gráficos e tabelas dos resultados das simulações das configurações nas diferentes situações propostas.

Configuração 1

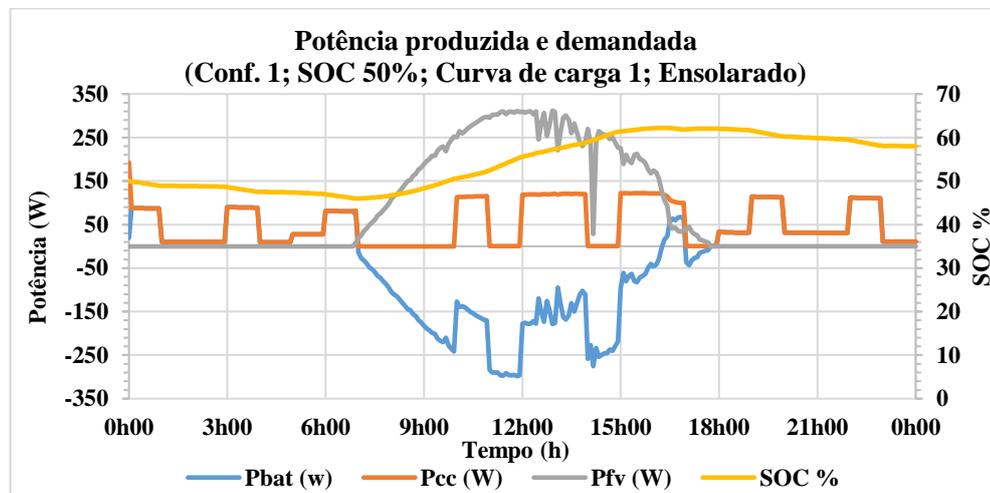
Resultado das simulações para a configuração 1.

Tabela A.1 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 1, curva de carga 1, ensolarado (refere-se as tabelas A.1 a A.6).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,81	0,17	0,07
Energia consumida carga (kWh)	1,23	1,88	2,05
Energia fotovoltaica (kWh)	2,10	2,11	2,10
Alimentado diretamente pela geração (%)	42%	35%	33,90%

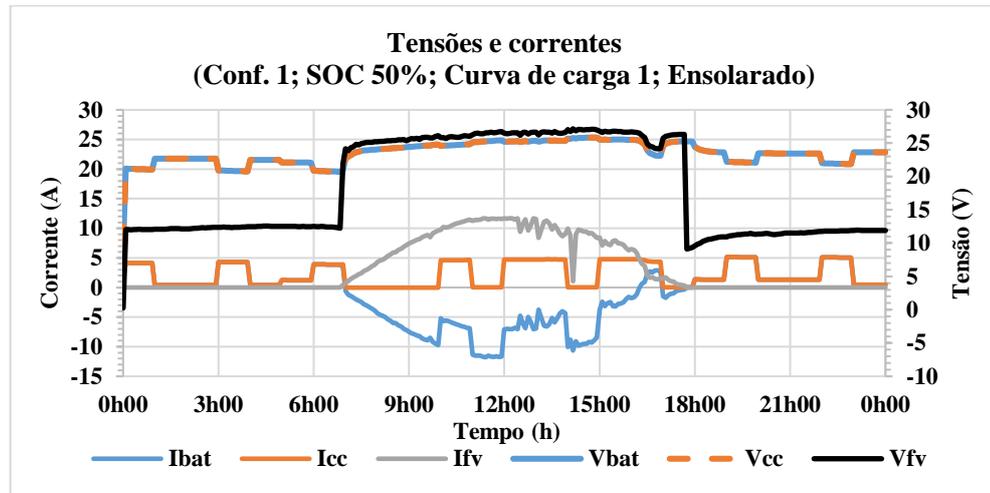
Fonte: Autor.

Figura A.1 – Potência produzida e demandada para a configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



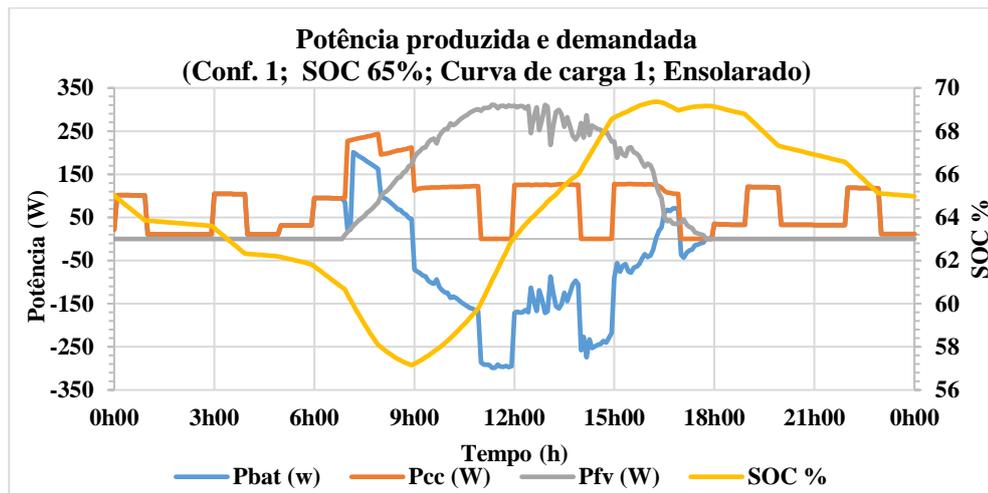
Fonte: Autor.

Figura A.2 – Tensão e corrente para a configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



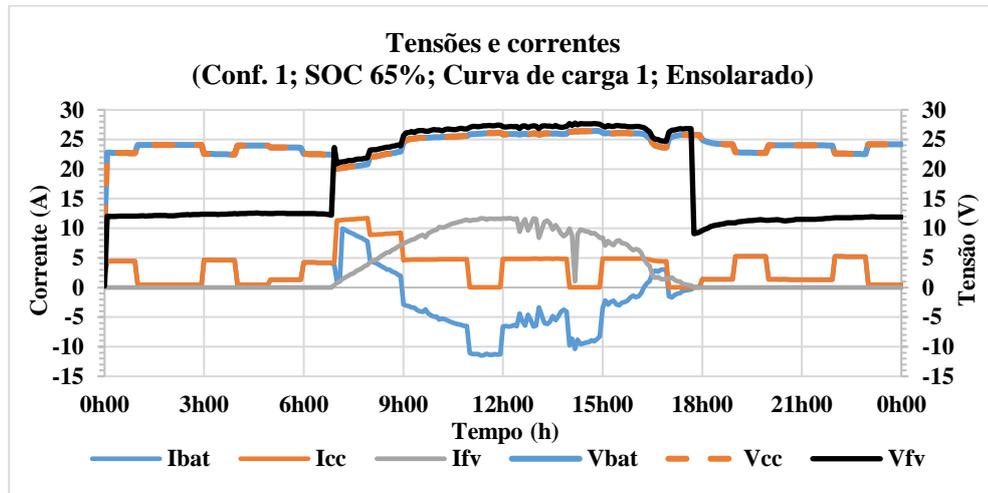
Fonte: Autor.

Figura A.3 – Potência produzida e demandada para a configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



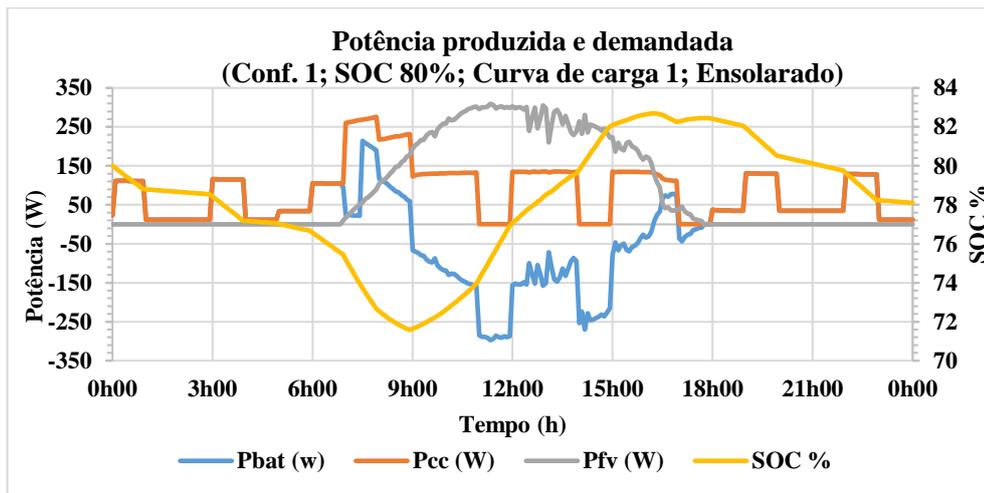
Fonte: Autor

Figura A.4 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



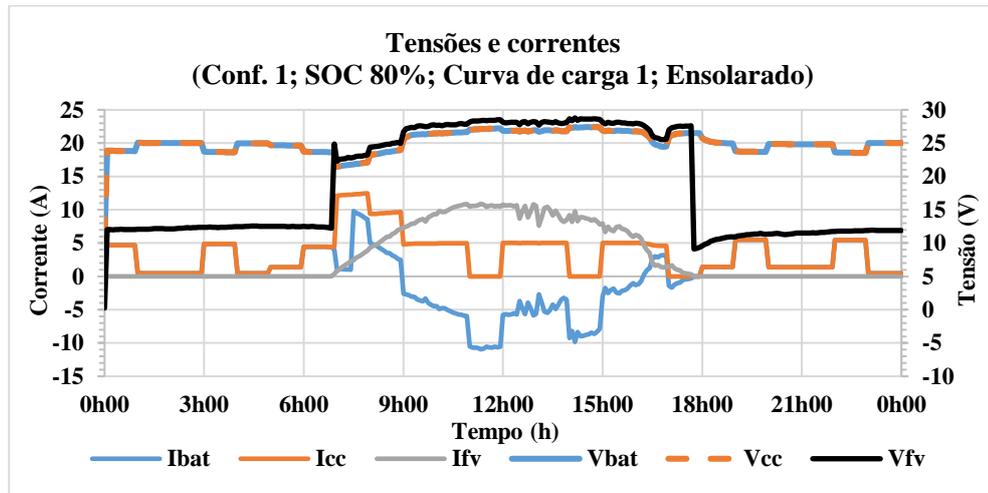
Fonte: Autor

Figura A.5 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.6 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



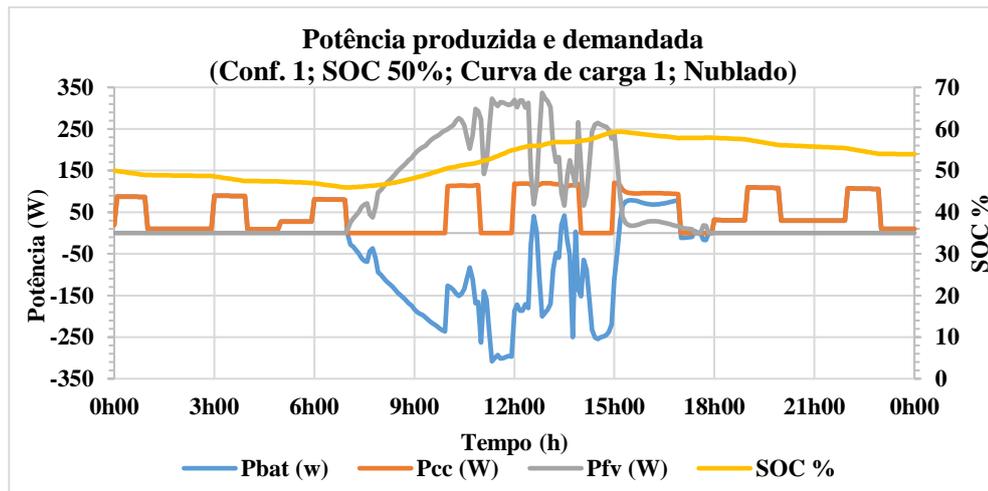
Fonte: Autor.

Tabela A.2 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 1, curva de carga 1, nublado (refere-se as tabelas A.7 a A.12).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,46	-0,20	-0,37
Energia consumida carga (kWh)	1,17	1,83	2,00
Energia fotovoltaica (kWh)	1,68	1,68	1,68
Alimentado diretamente pela geração (%)	27,3%	24,9%	24,5%

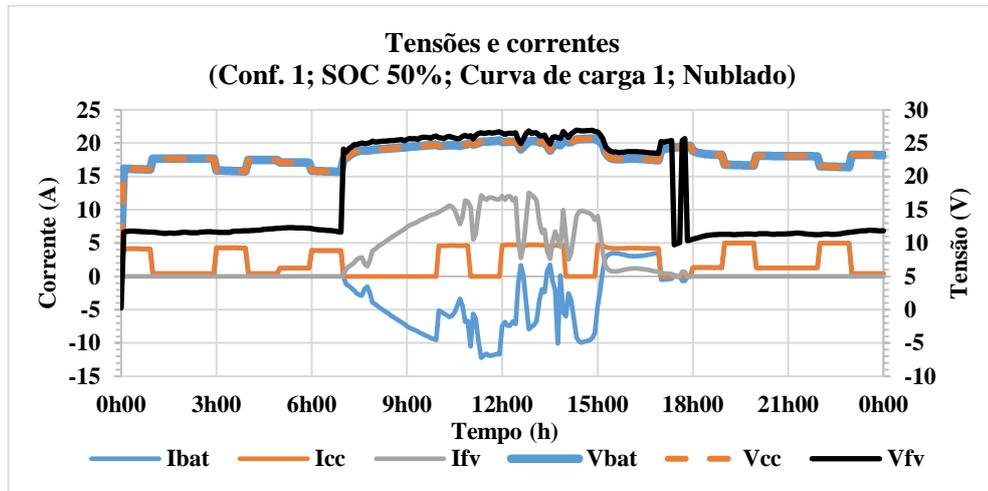
Fonte: Autor

Figura A.7 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, nublada).



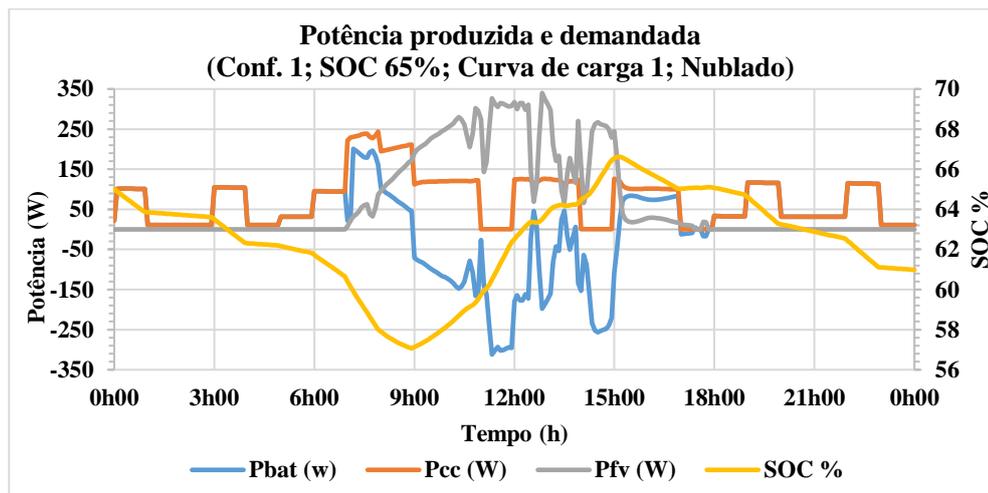
Fonte: Autor

Figura A.8 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 1, nublado).



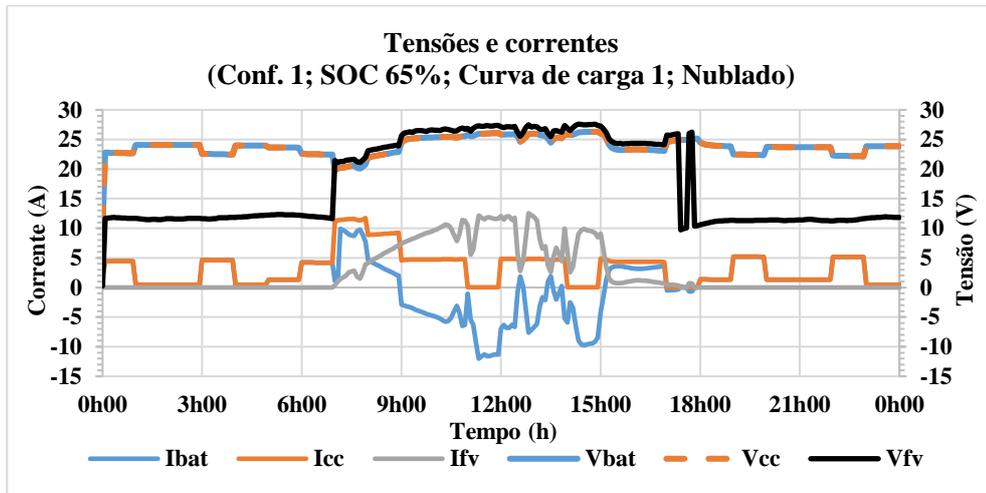
Fonte: Autor

Figura A.9 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 1, nublado).



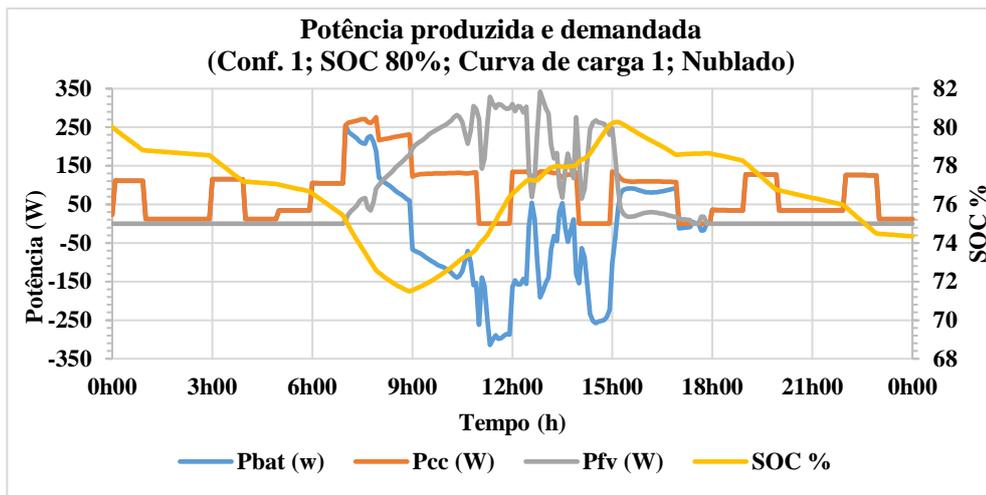
Fonte: Autor

Figura A.10 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 1, nublado).



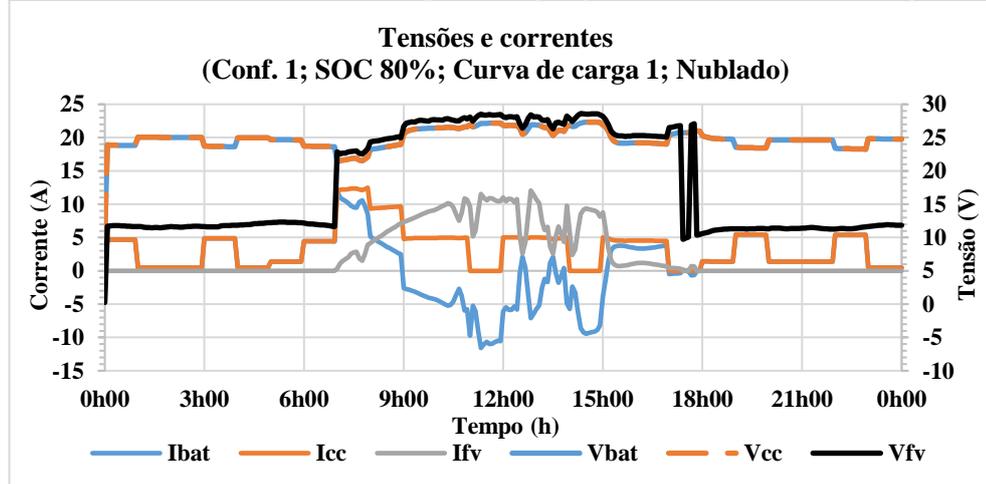
Fonte: Autor

Figura A.11 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



Fonte: Autor

Figura A.12 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



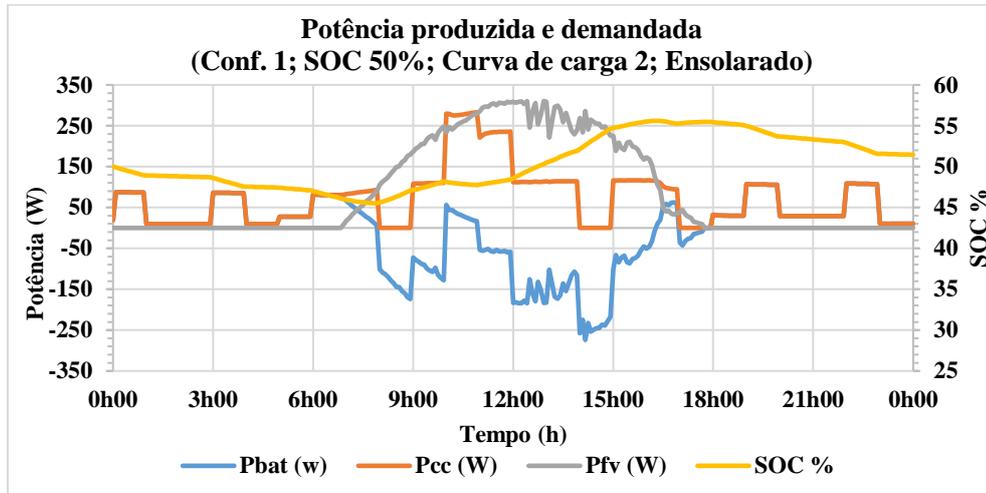
Fonte: Autor

Tabela A.3 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 1, curva de carga 2, ensolarado (refere-se as tabelas A.13 a A.18).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,22	0,05	-0,10
Energia consumida carga (kWh)	1,77	1,98	2,14
Energia fotovoltaica (kWh)	2,08	2,11	2,11
Alimentado diretamente pela geração (%)	40,7%	39,7%	39,3%

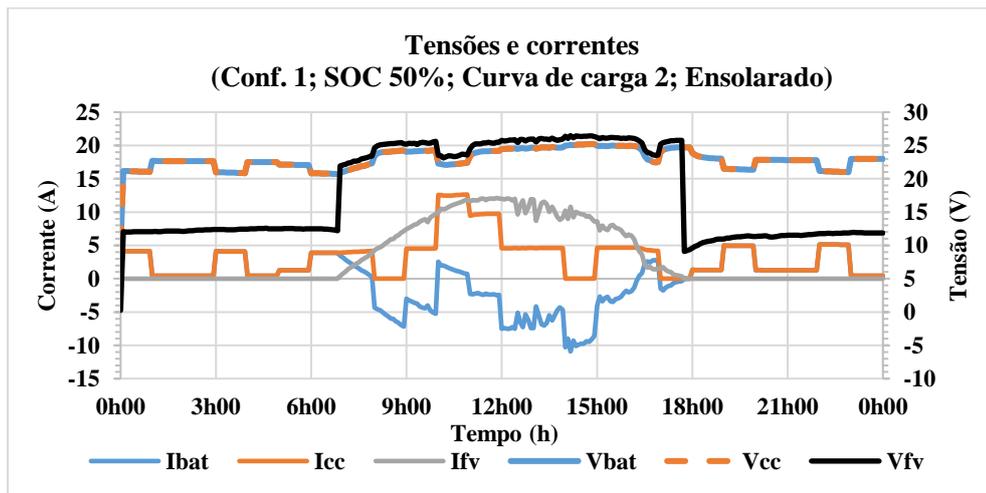
Fonte: Autor

Figura A.13 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



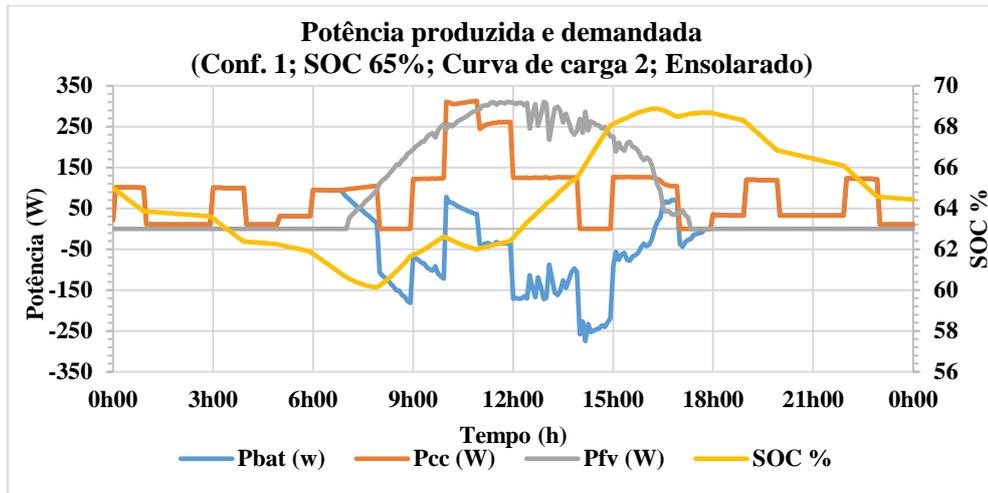
Fonte: Autor

Figura A.14 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



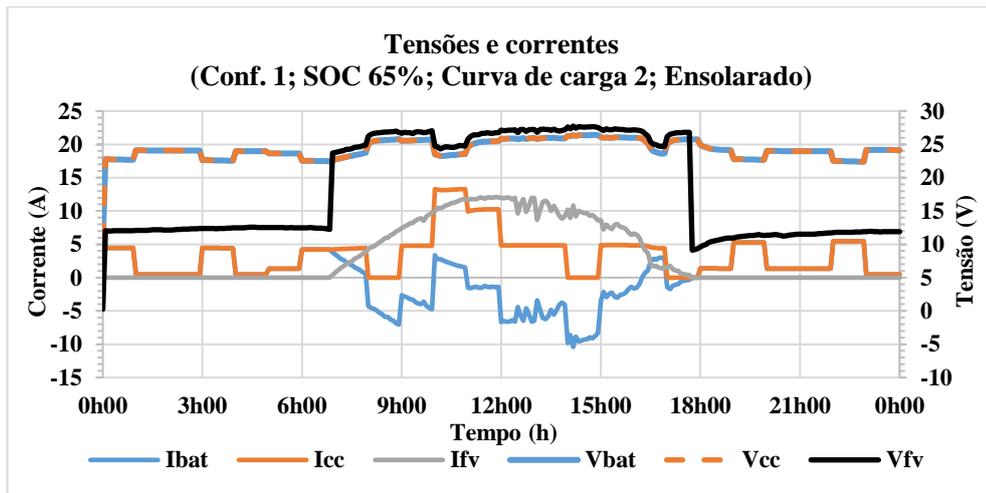
Fonte: Autor

Figura A.15 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 2, ensolarada).



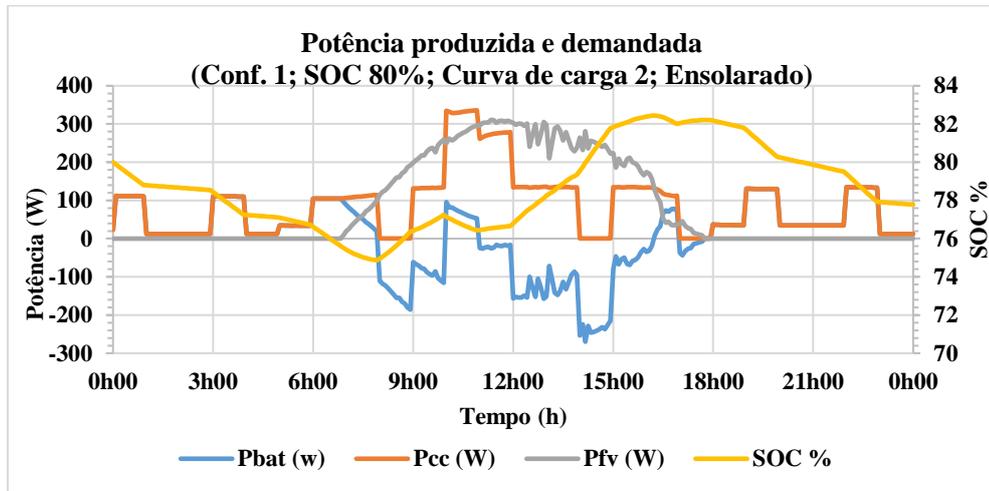
Fonte: Autor

Figura A.16 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 2, ensolarada).



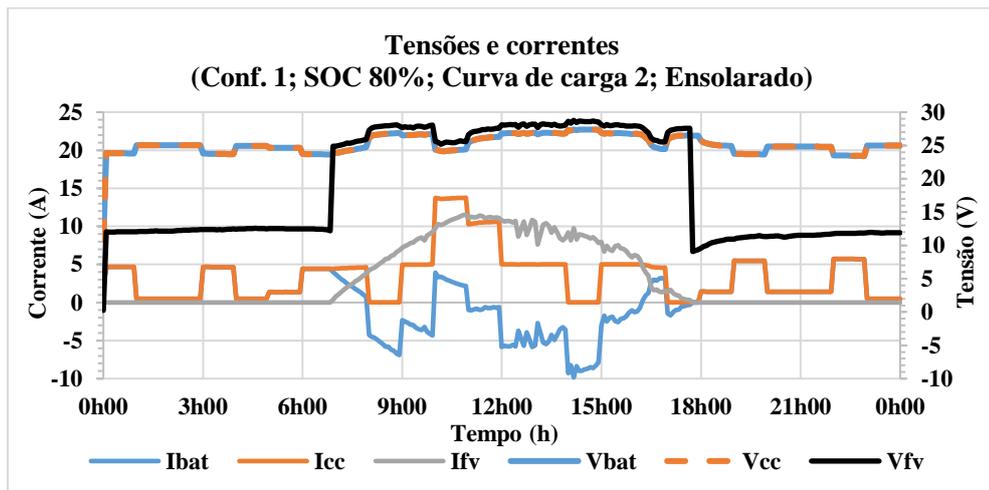
Fonte: Autor

Figura A.17 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



Fonte: Autor

Figura A.18 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



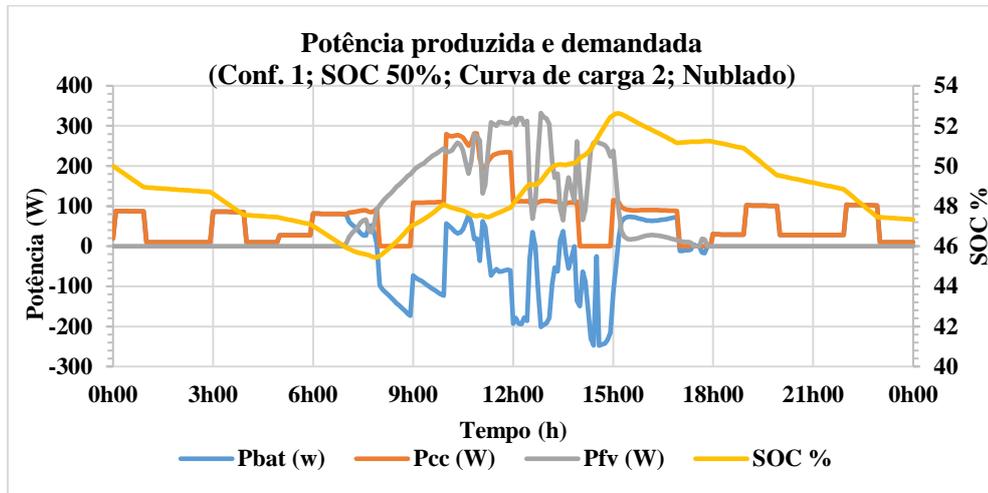
Fonte: Autor

Tabela A.4 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 1, curva de carga 2, nublado (refere-se as tabelas A.19 a A.24).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	-0,13	-0,29	-0,44
Energia consumida carga (kWh)	1,70	1,91	2,08
Energia fotovoltaica (kWh)	1,64	1,68	1,67
Alimentado diretamente pela geração (%)	30,1%	27,6%	27,3%

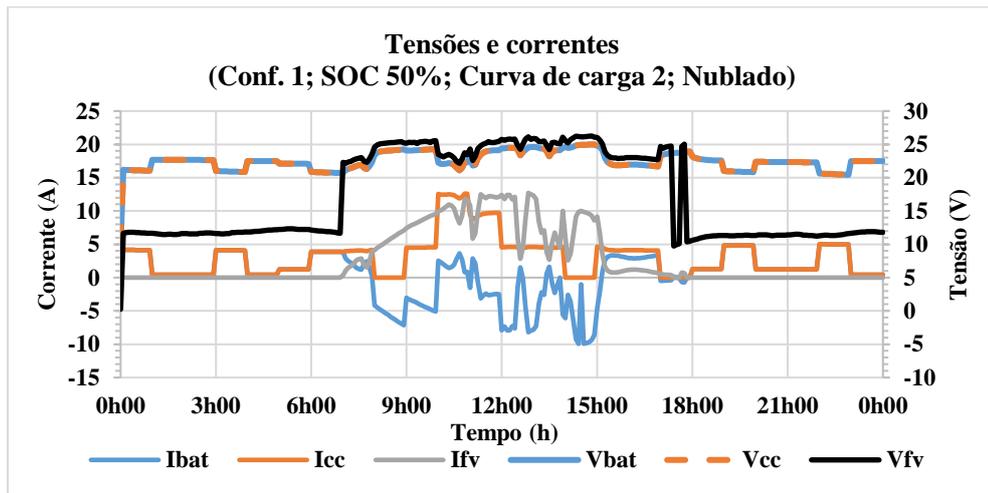
Fonte: Autor

Figura A.19 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



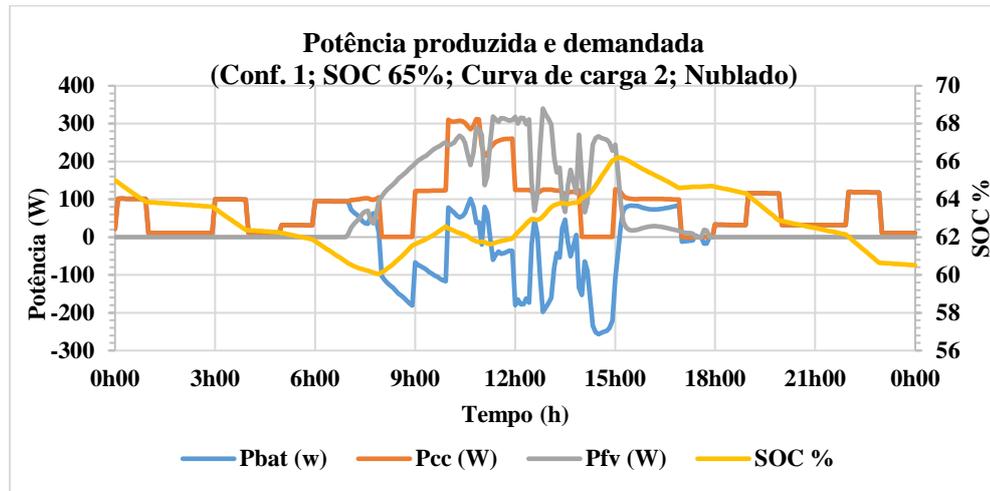
Fonte: Autor

Figura A.20 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



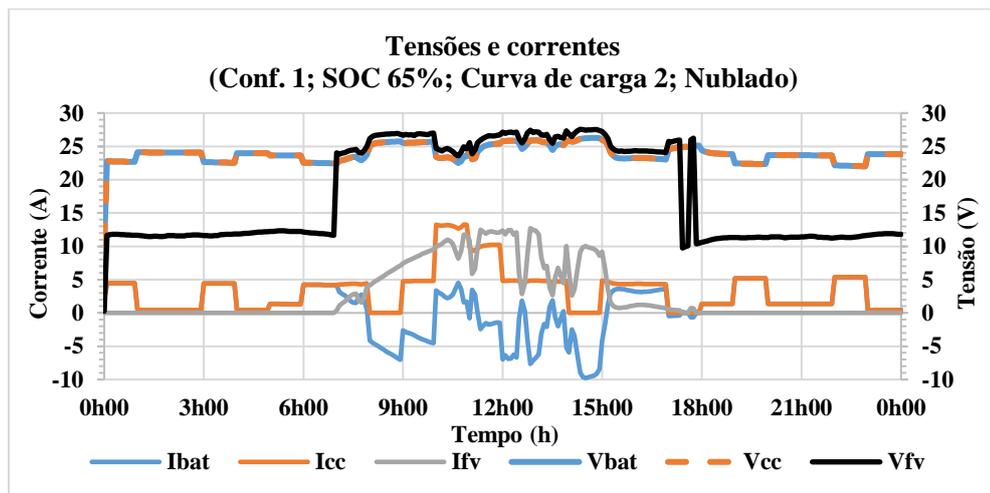
Fonte: Autor

Figura A.21 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 2, nublada).



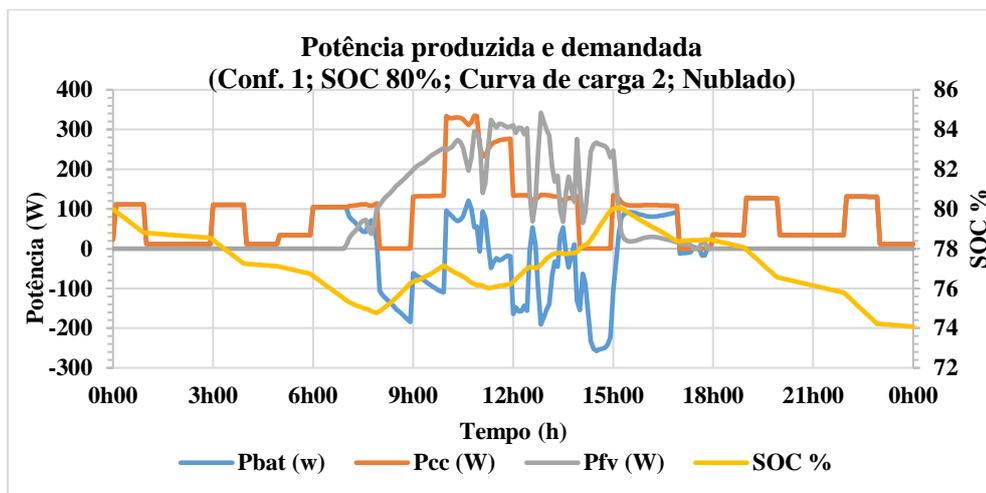
Fonte: Autor

Figura A.22 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 2, nublada).



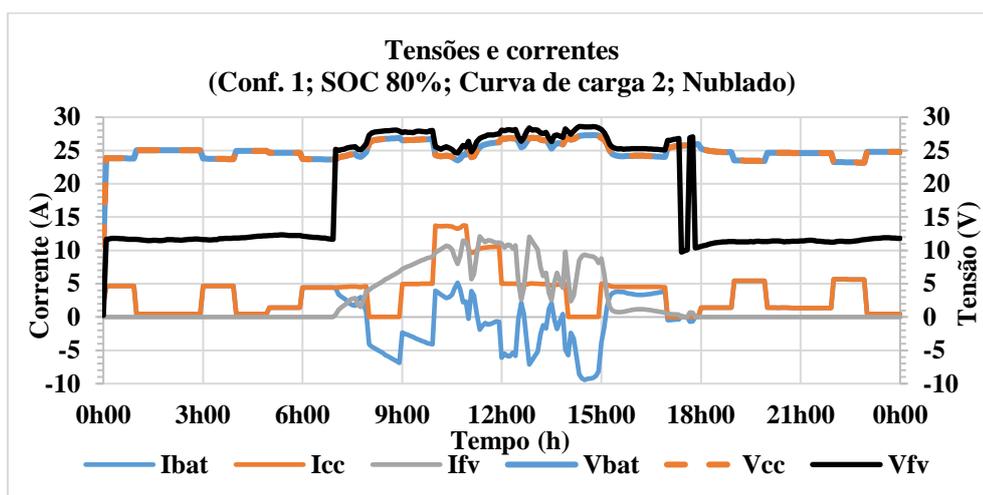
Fonte: Autor

Figura A.23 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 2, nublada).



Fonte: Autor

Figura A.24 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 2, nublada).



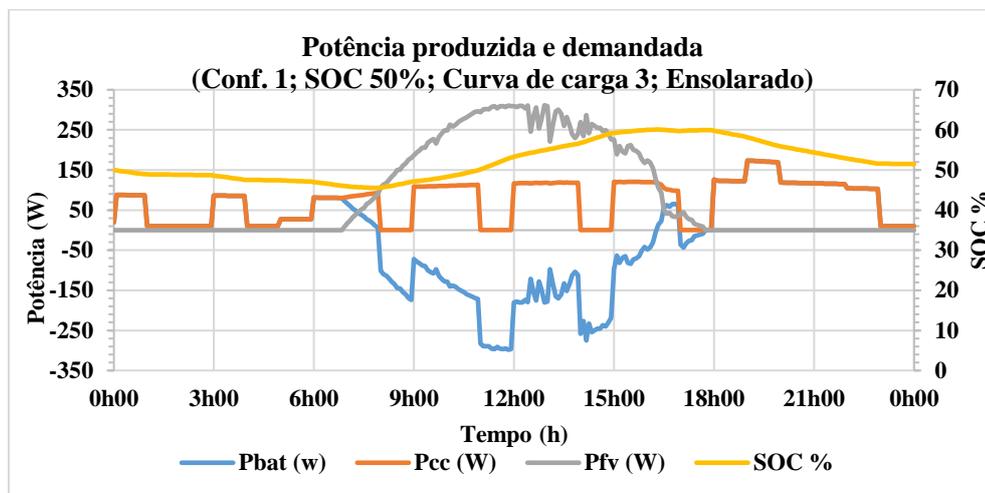
Fonte: Autor

Tabela A.5 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 1, curva de carga 3, ensolarado (refere-se as tabelas A.25 a A.30).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,30	0,11	-0,06
Energia consumida carga (kWh)	1,72	1,93	2,1
Energia fotovoltaica (kWh)	2,11	2,12	2,11
Alimentado diretamente pela geração (%)	35,7%	34,4%	34%

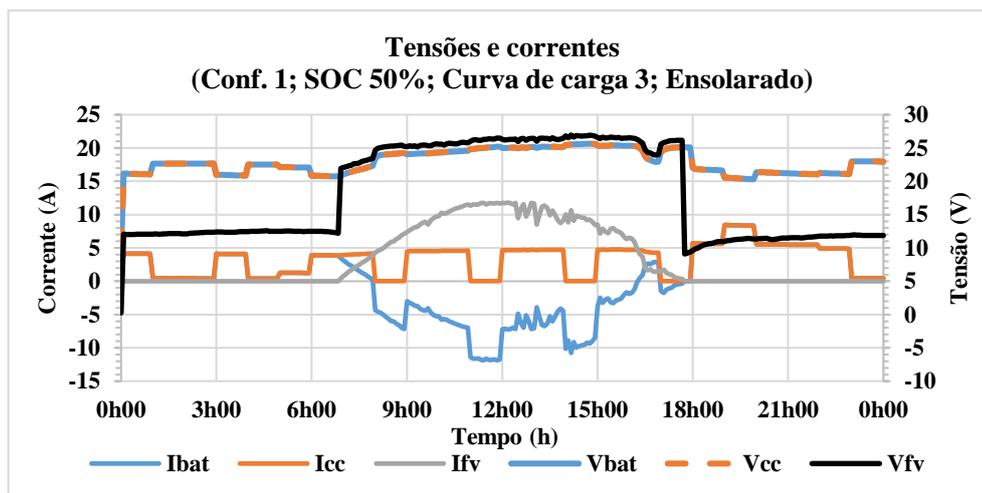
Fonte: Autor

Figura A.25 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



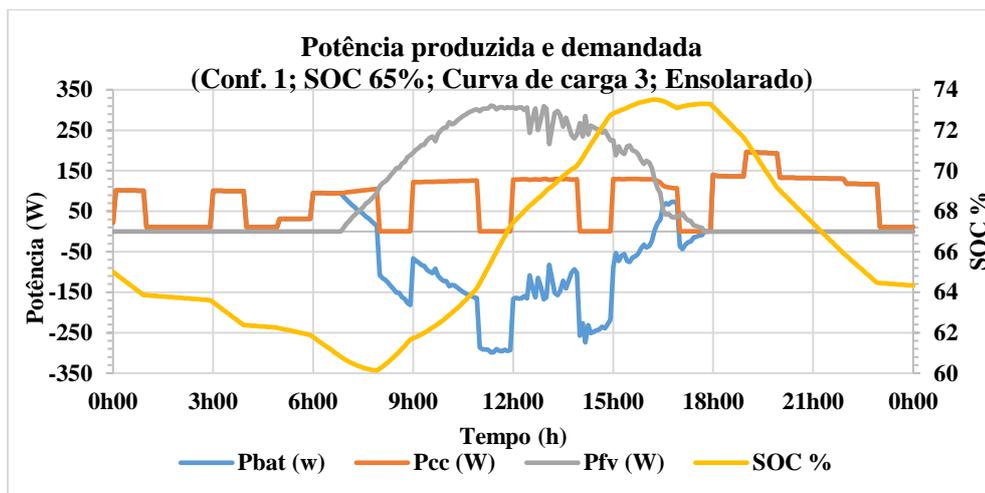
Fonte: Autor

Figura A.26 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



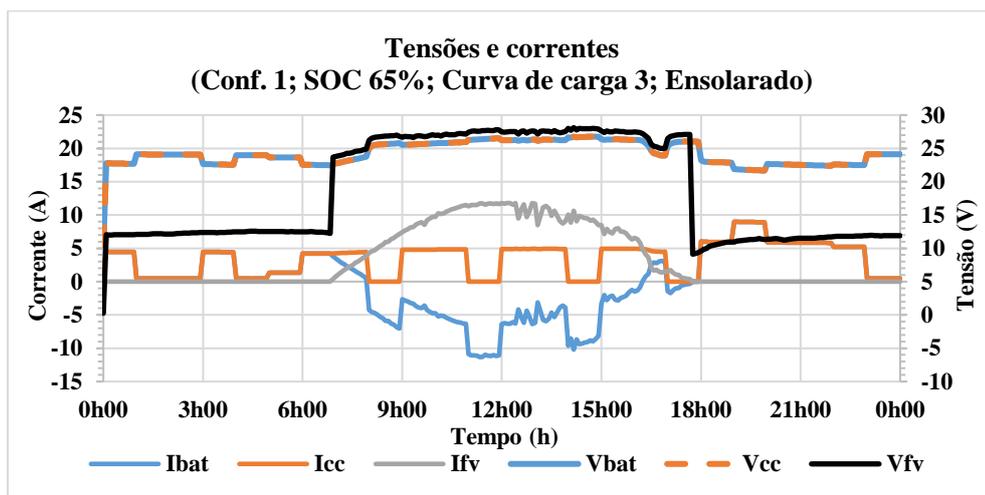
Fonte: Autor.

Figura A.27 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



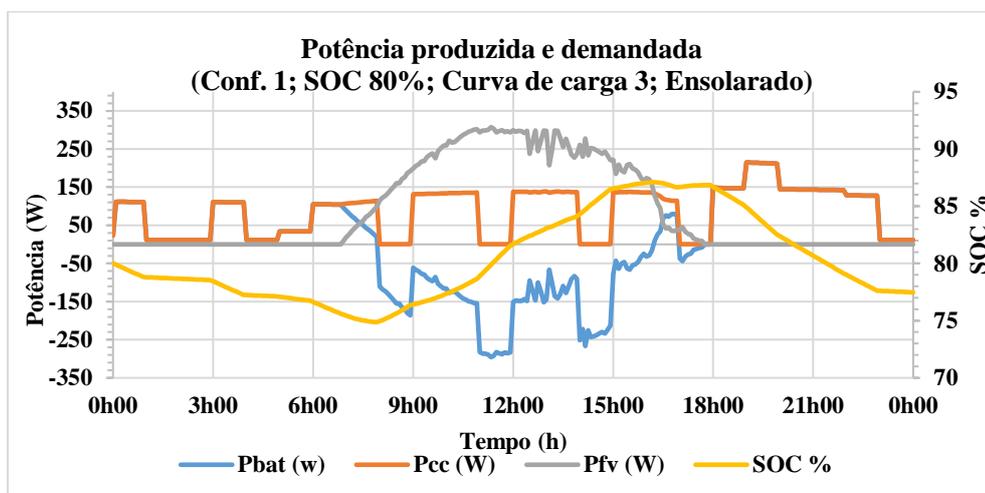
Fonte: Autor.

Figura A.28 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



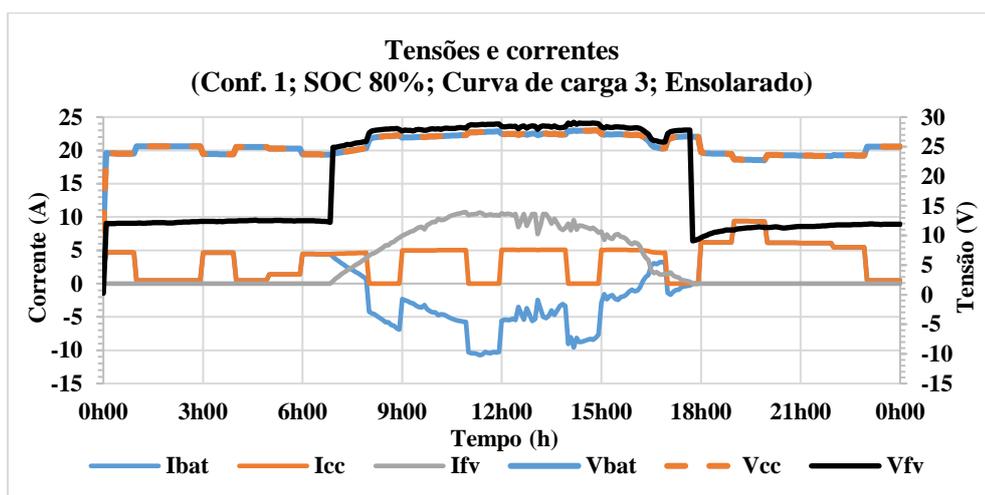
Fonte: Autor.

Figura A.29 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.30 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



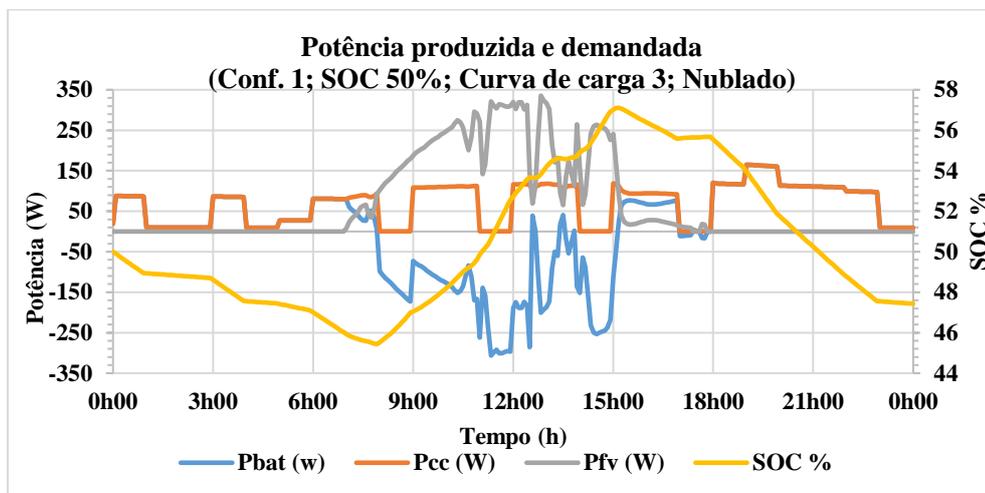
Fonte: Autor.

Tabela A.6 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 1, curva de carga 3, nublado (refere-se as tabelas A.31 a A.36).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	-0,02	-0,23	-0,4
Energia consumida carga (kWh)	1,65	1,87	2,04
Energia fotovoltaica (kWh)	1,37	1,70	1,70
Alimentado diretamente pela geração (%)	25,7%	25,1%	24,7%

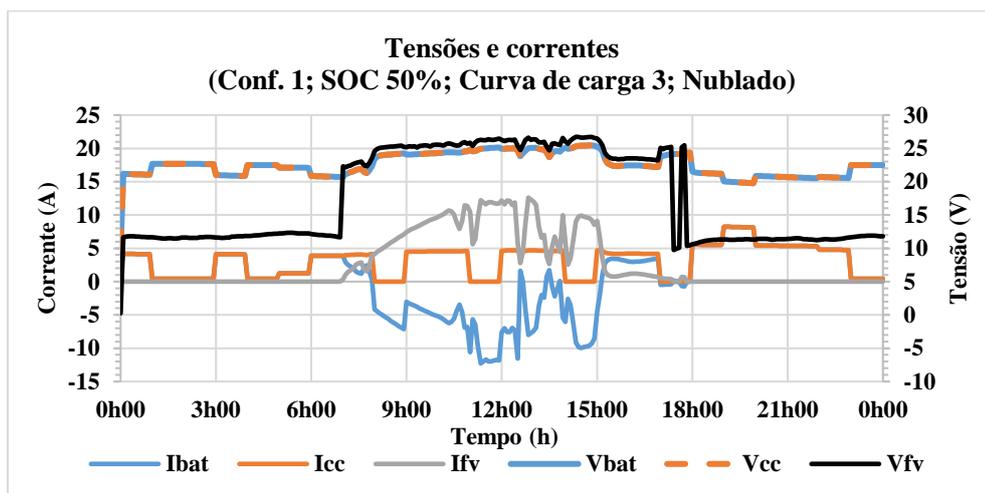
Fonte: Autor.

Figura A.31 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 3, nublada).



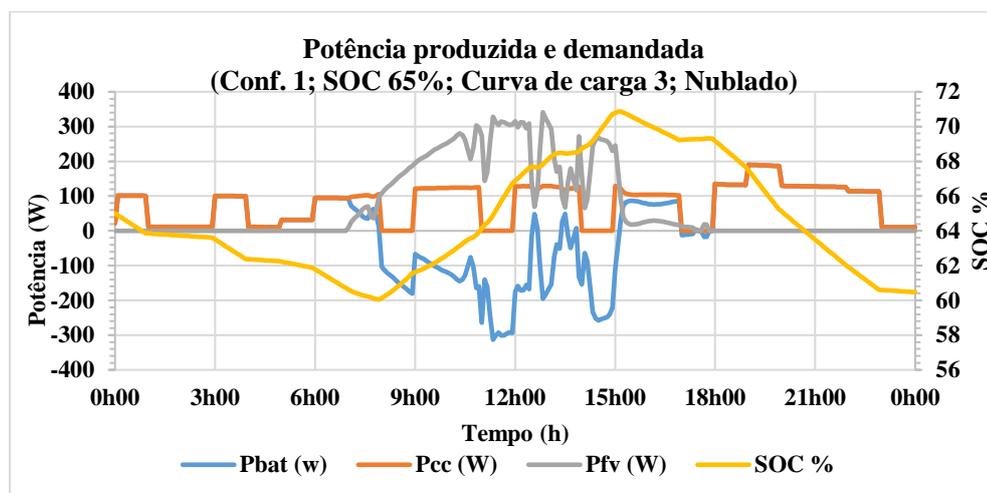
Fonte: Autor.

Figura A.32 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 50%, curva de carga 3, nublada).



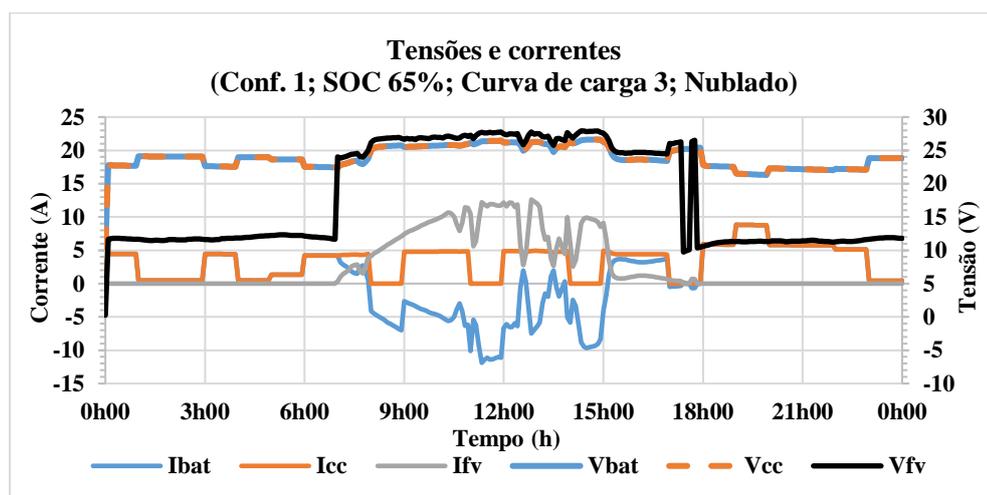
Fonte: Autor.

Figura A.33 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 3, nublada).



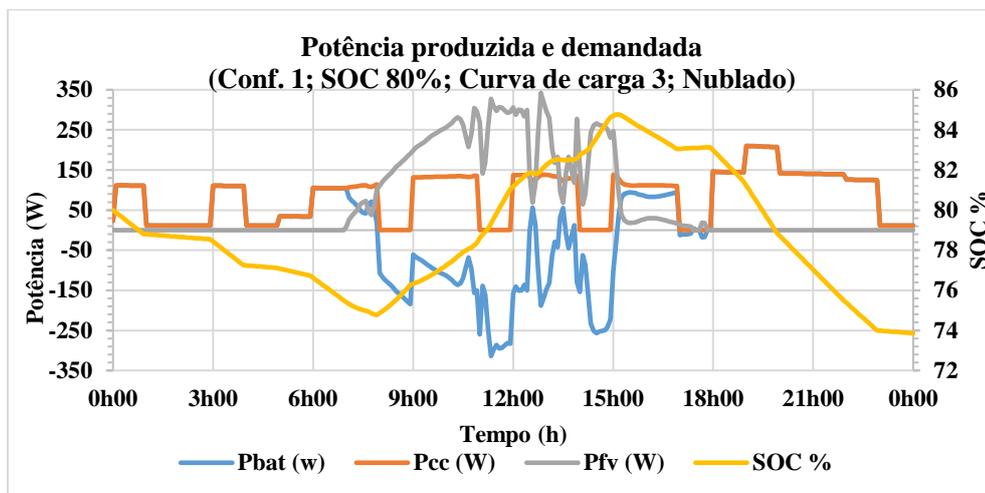
Fonte: Autor.

Figura A.34 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 65%, curva de carga 3, nublada).



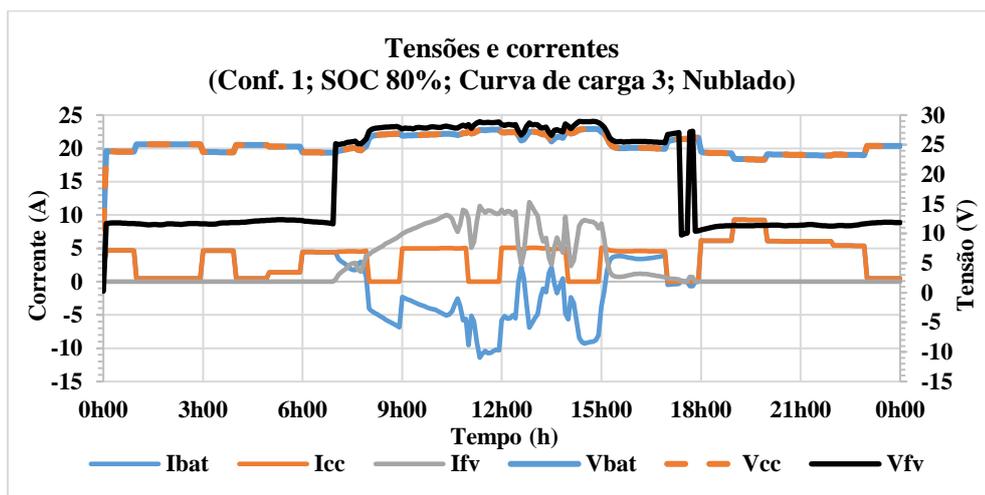
Fonte: Autor.

Figura A.35 – Potência produzida e demandada para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 3, nublada).



Fonte: Autor.

Figura A.36 – Resultados de tensão e corrente para configuração 1 (SOC 80%, curva de carga 3, nublada).



Fonte: Autor.

Configuração 2

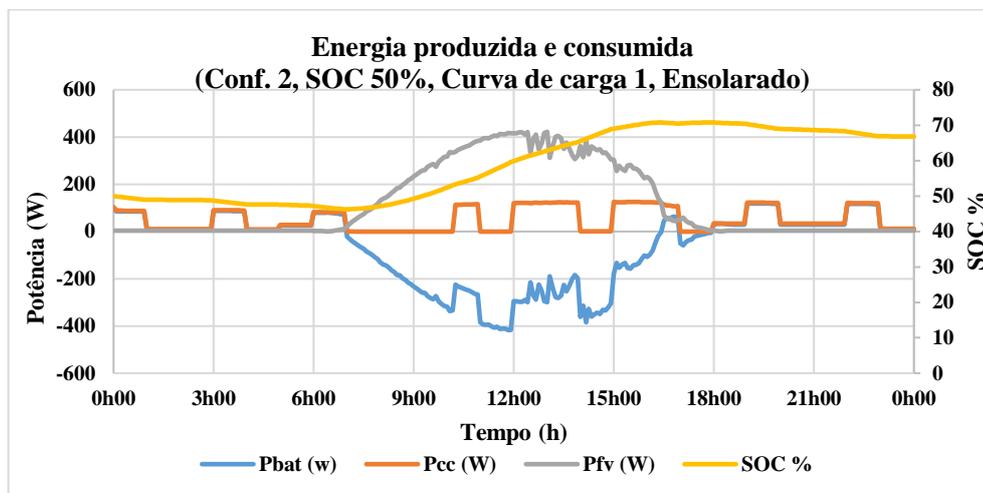
Resultado das simulações para a configuração 2.

Tabela A.7 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 2, curva de carga 1, ensolarado (refere-se as tabelas A.37 a A.42).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	1,58	0,95	0,88
Energia consumida carga (kWh)	1,24	1,93	2,10
Energia fotovoltaica (kWh)	2,83	2,85	2,91
Alimentado diretamente pela geração (%)	41,6%	35,4%	34,6%

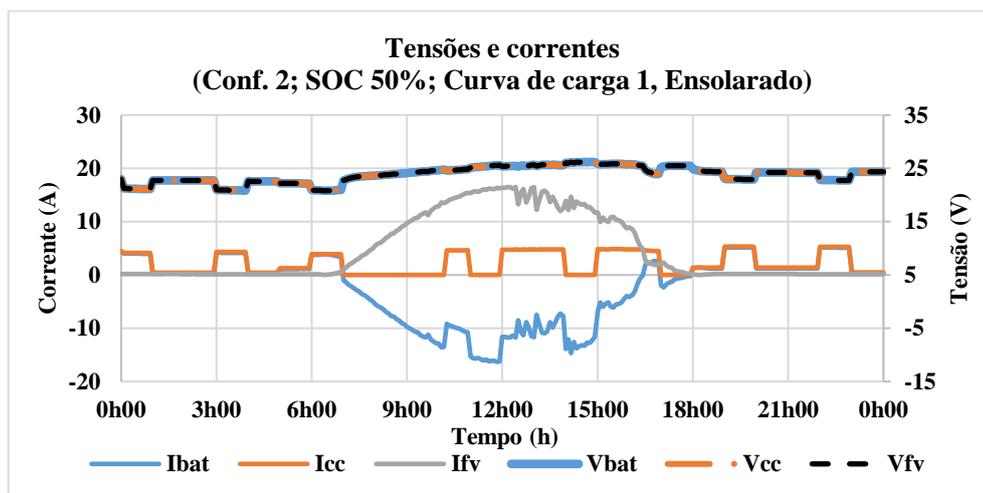
Fonte: Autor.

Figura A.37 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



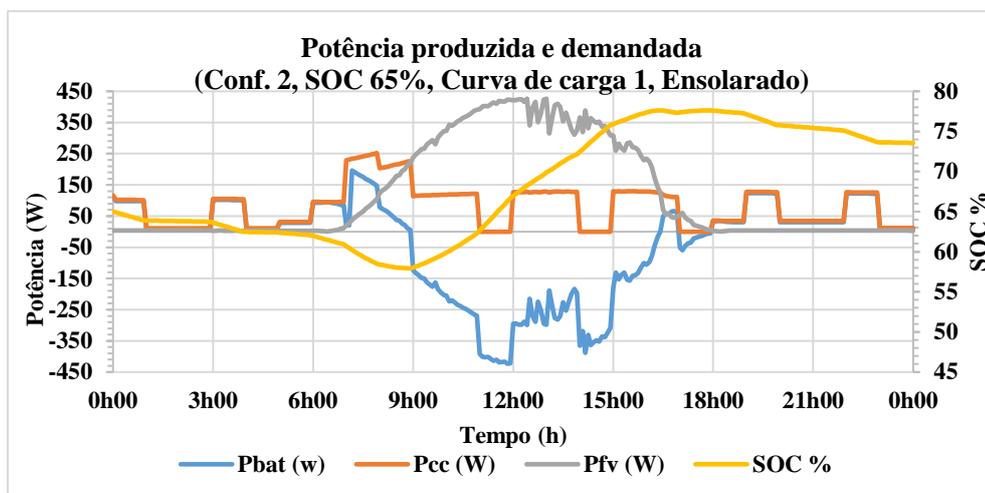
Fonte: Autor.

Figura A.38 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



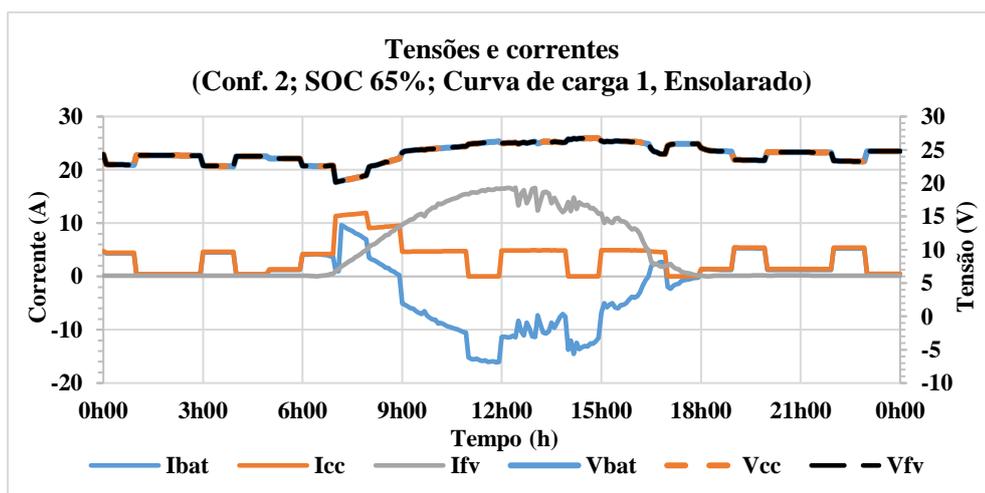
Fonte: Autor.

Figura A.39 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



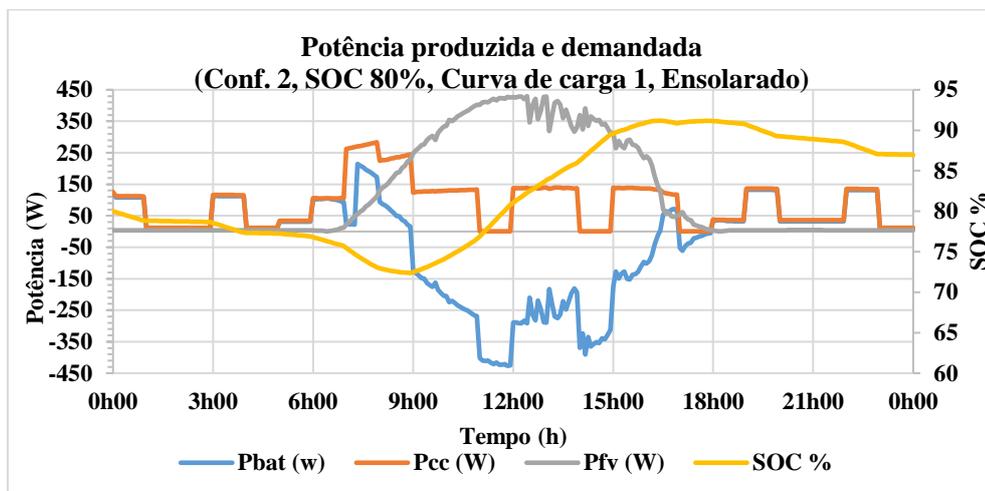
Fonte: Autor.

Figura A.40 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



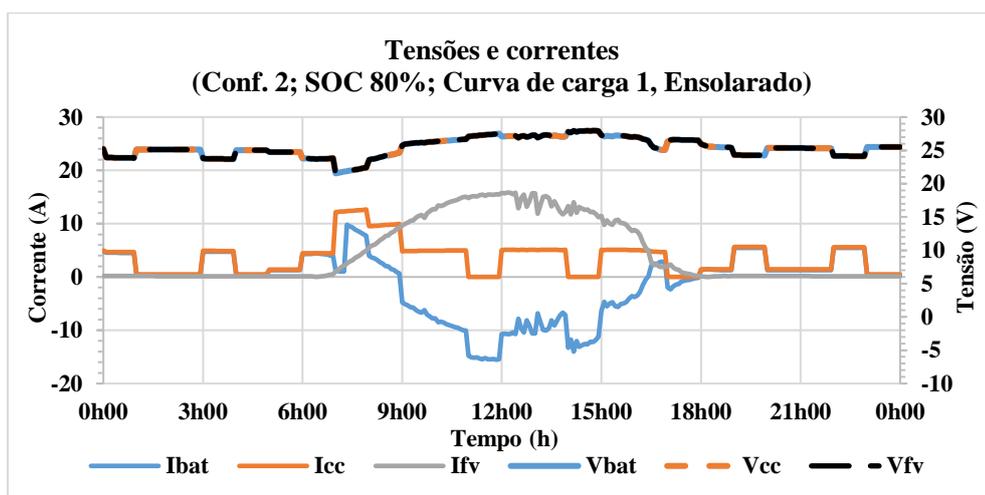
Fonte: Autor.

Figura A.41 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.42 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



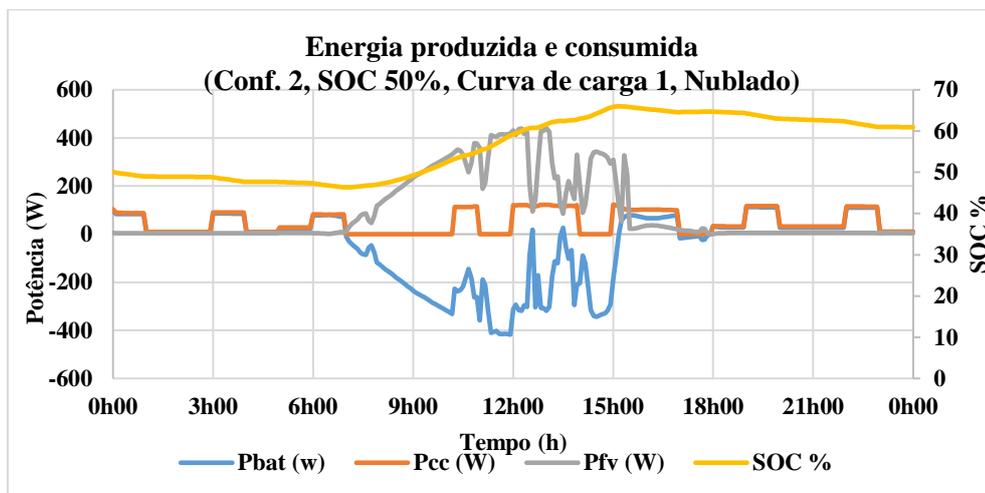
Fonte: Autor.

Tabela A.8 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 2, curva de carga 1, nublado (refere-se as tabelas A.43 a A.48).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	1,10	0,46	0,35
Energia consumida carga (kWh)	1,18	1,88	2,05
Energia fotovoltaica (kWh)	2,28	2,26	2,32
Alimentado diretamente pela geração (%)	28,1%	26,4%	25,7%

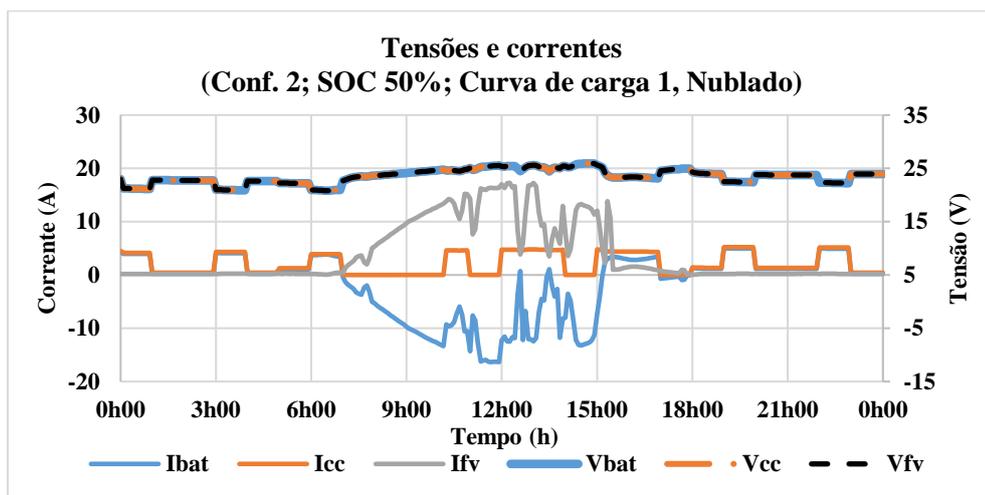
Fonte: Autor.

Figura A.43 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, nublada).



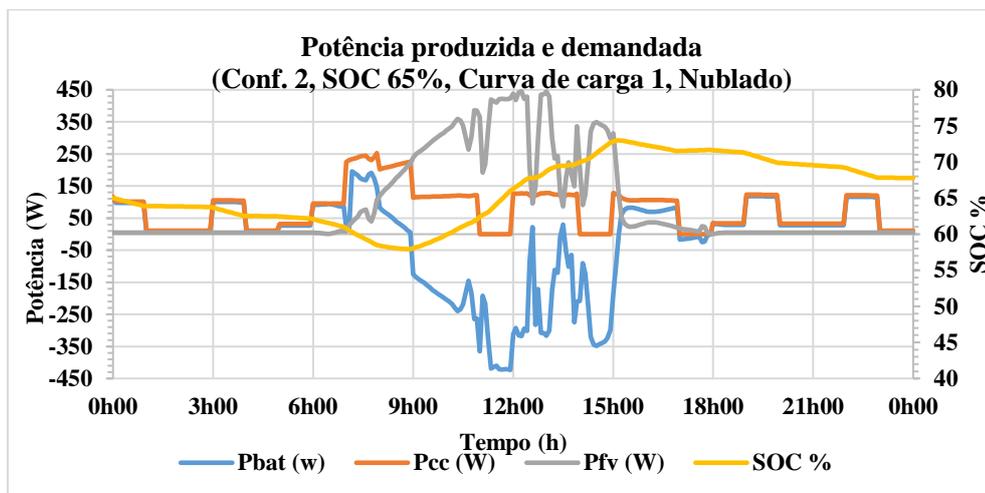
Fonte: Autor.

Figura A.44 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 1, nublada).



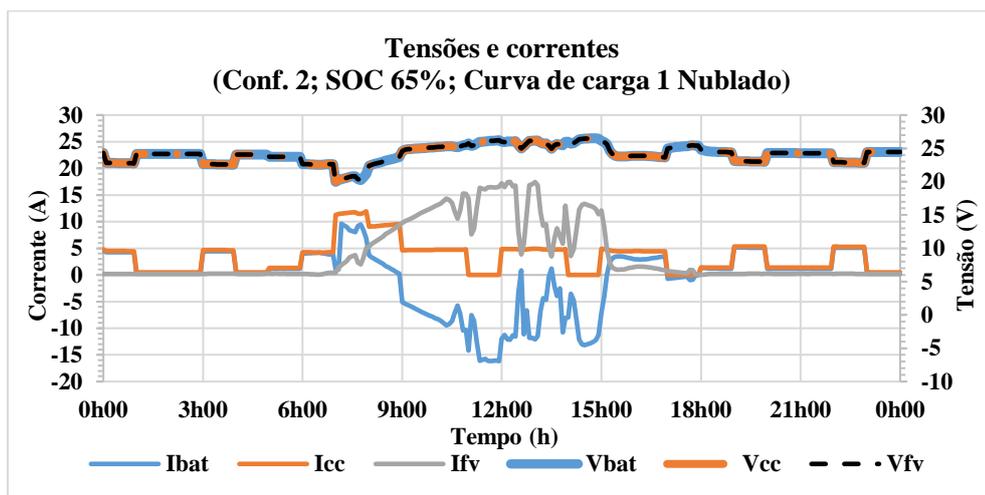
Fonte: Autor.

Figura A.45 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 1, nublada).



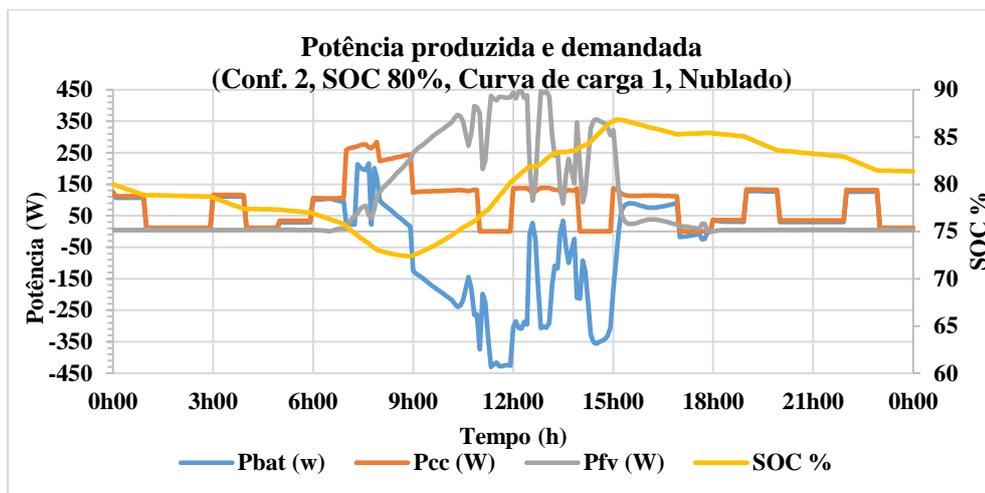
Fonte: Autor.

Figura A.46 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 1, nublada).



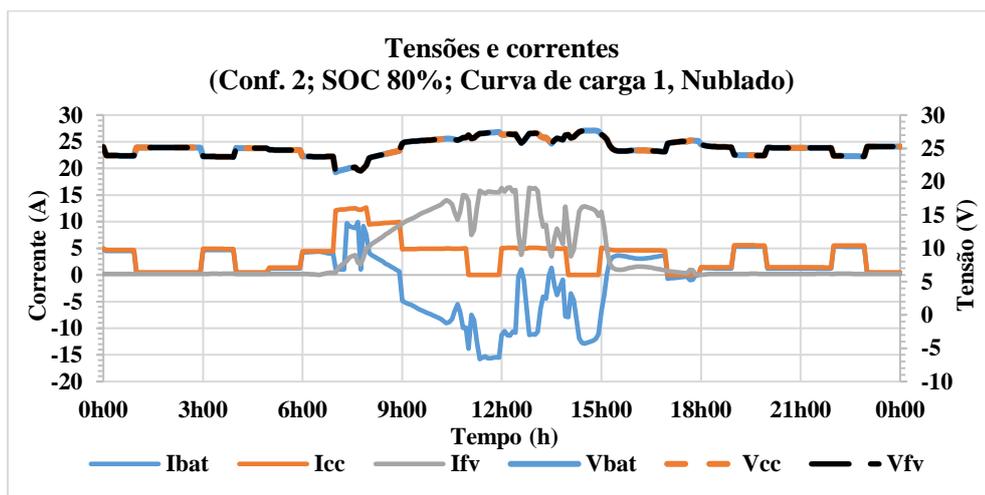
Fonte: Autor.

Figura A.47 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



Fonte: Autor.

Figura A.48 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



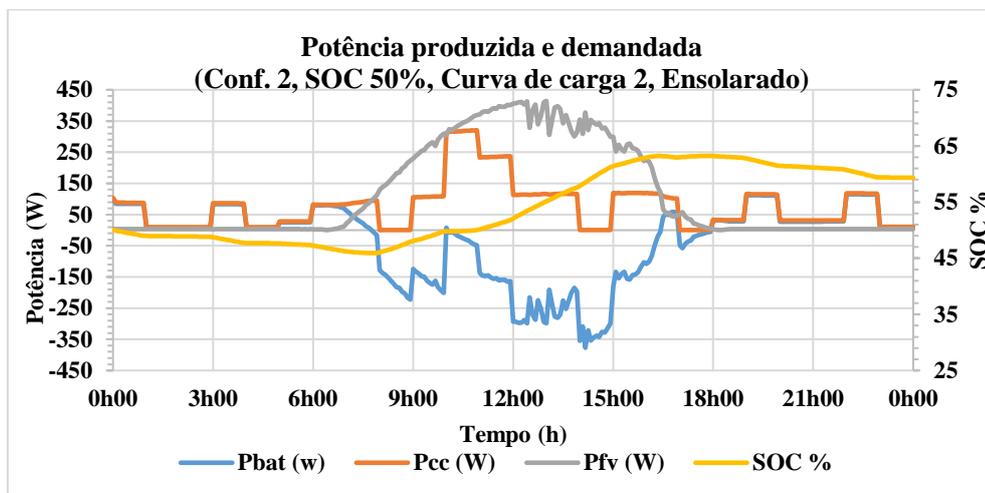
Fonte: Autor.

Tabela A.9 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 2, curva de carga 2, ensolarado (refere-se as tabelas A.49 a A.54).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,90	0,80	0,70
Energia consumida carga (kWh)	1,86	2,07	2,22
Energia fotovoltaica (kWh)	2,76	2,87	2,93
Alimentado diretamente pela geração (%)	56,8%	52,1%	48,3%

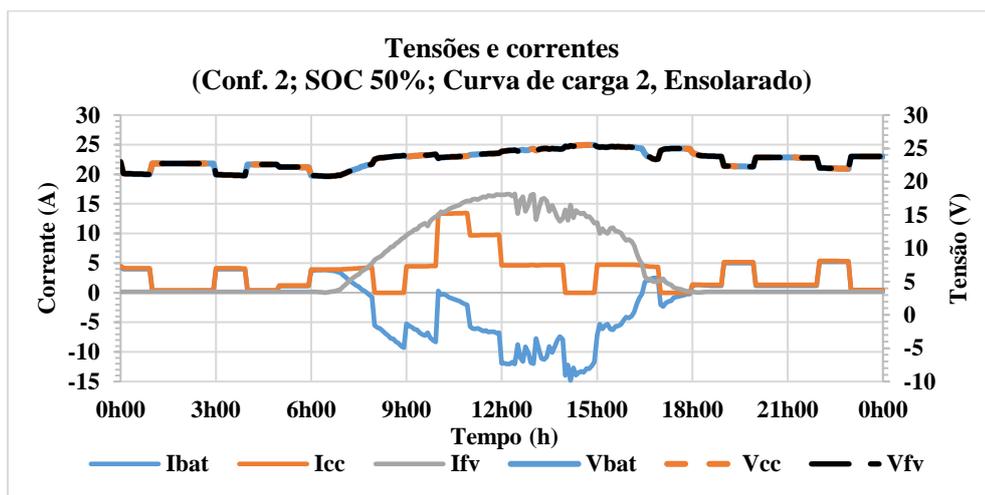
Fonte: Autor.

Figura A.49 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



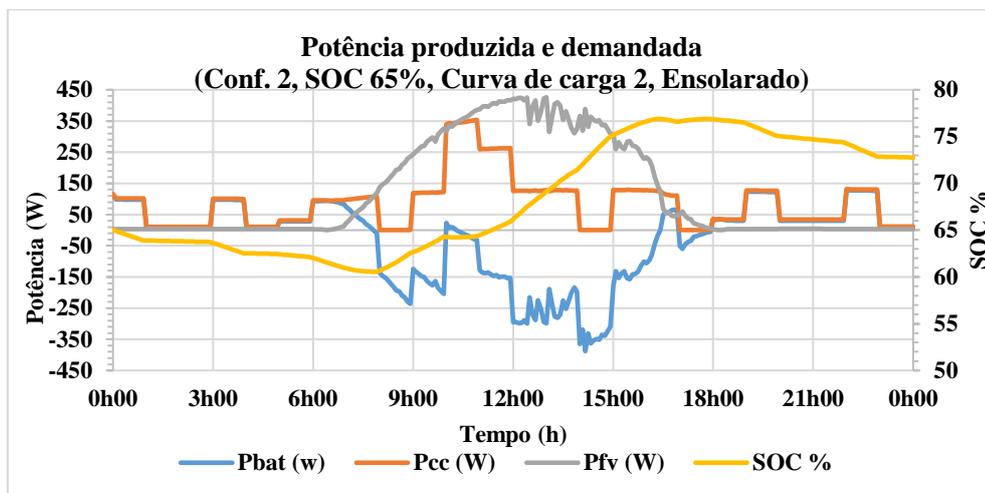
Fonte: Autor.

Figura A.50 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



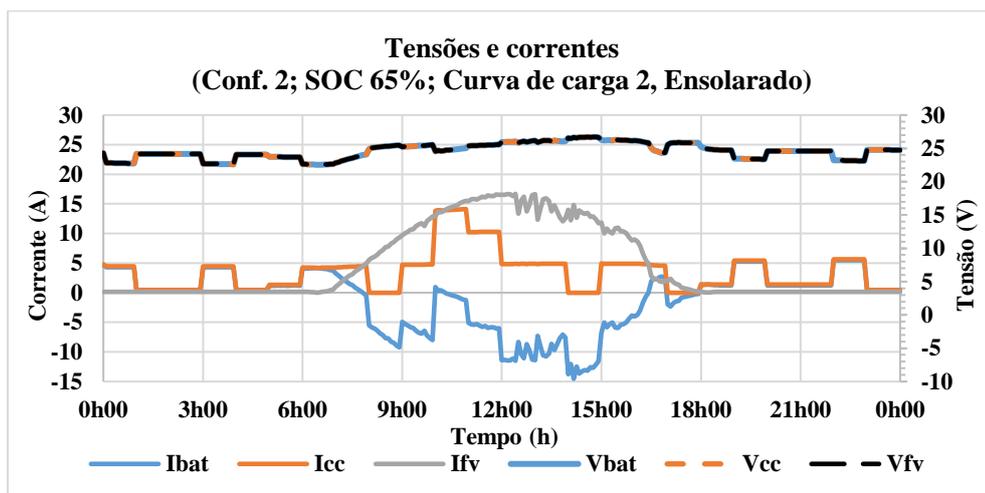
Fonte: Autor.

Figura A.51 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



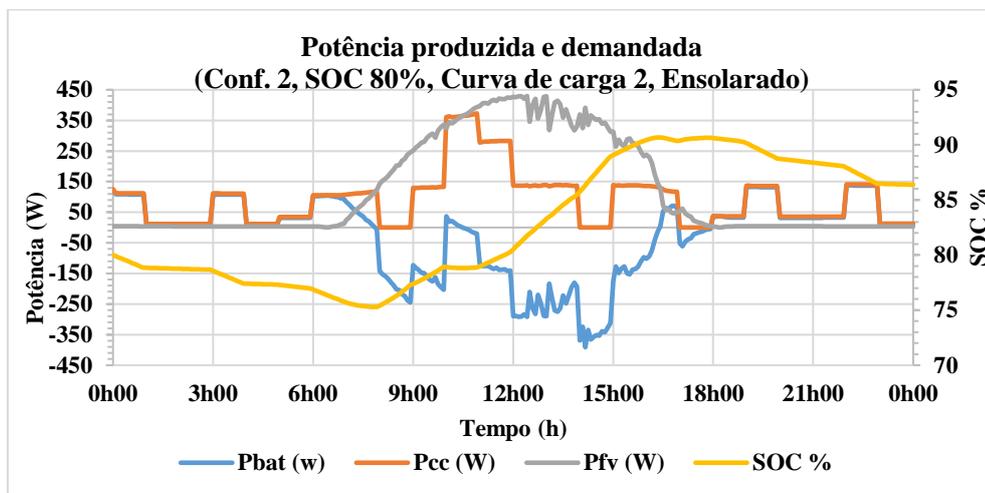
Fonte: Autor.

Figura A.52 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 2, ensolarada).



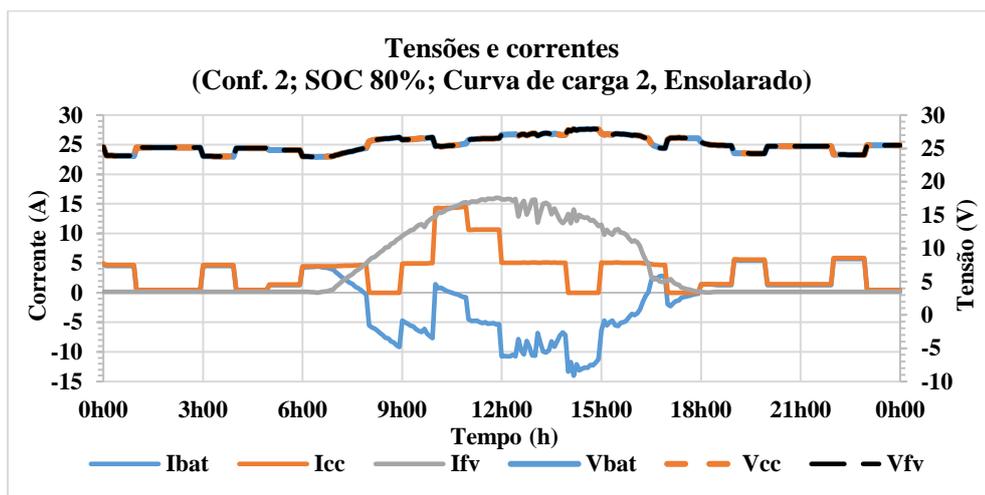
Fonte: Autor.

Figura A.53 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.54 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



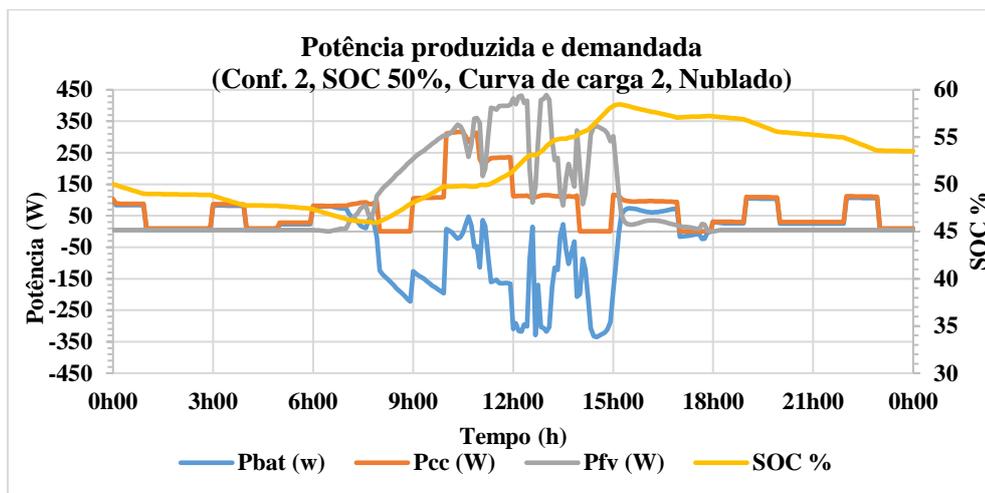
Fonte: Autor.

Tabela A.10 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 2, curva de carga 2, nublado (refere-se as tabelas A.55 a A.60).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,41	0,31	0,17
Energia consumida carga (kWh)	1,79	2,00	2,16
Energia fotovoltaica (kWh)	2,18	2,27	2,30
Alimentado diretamente pela geração (%)	40,6%	35,9%	32,5%

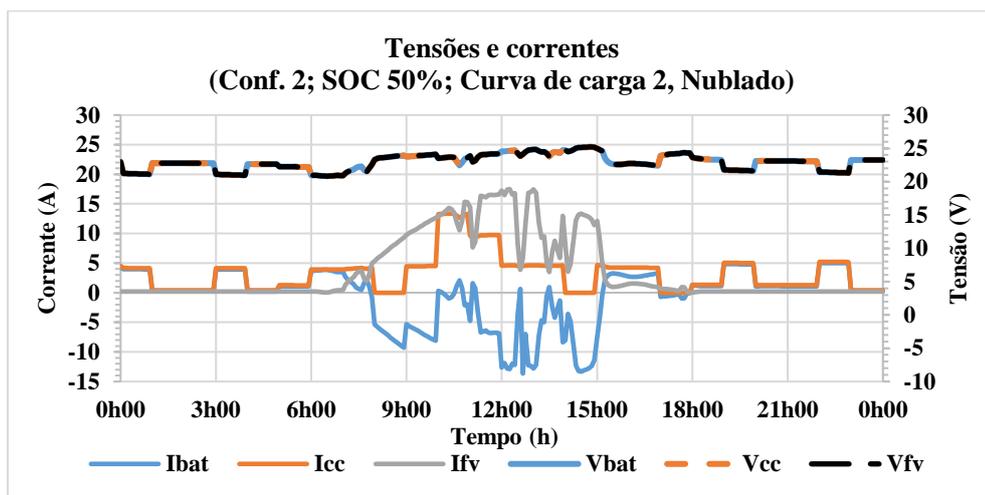
Fonte: Autor.

Figura A.55 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



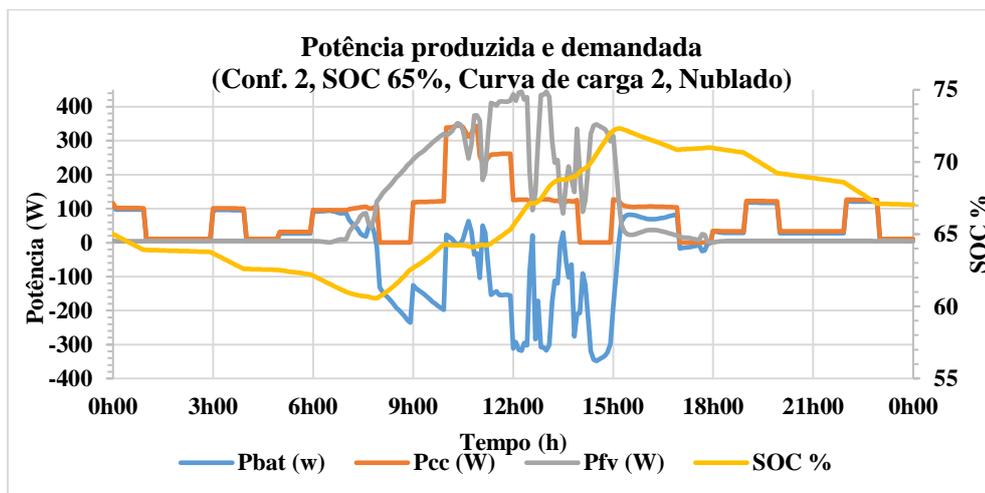
Fonte: Autor.

Figura A.56 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



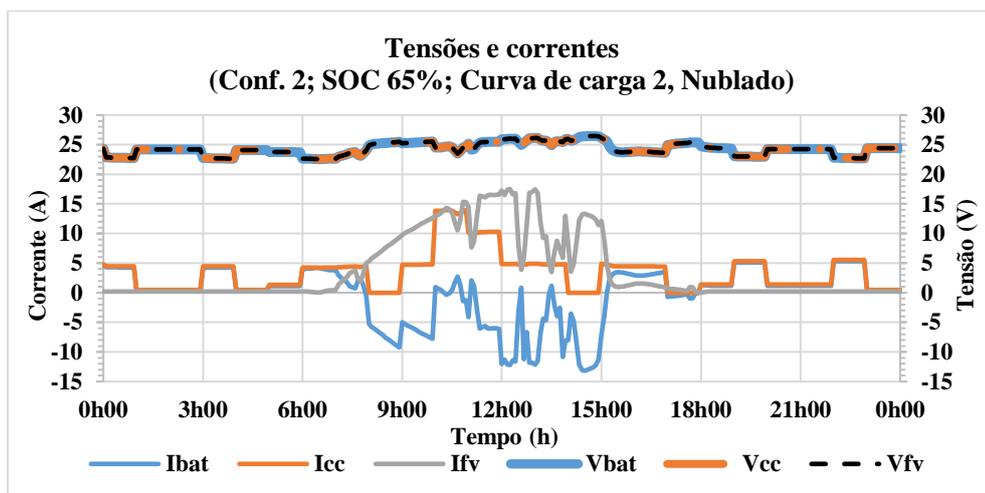
Fonte: Autor.

Figura A.57 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 2, nublada).



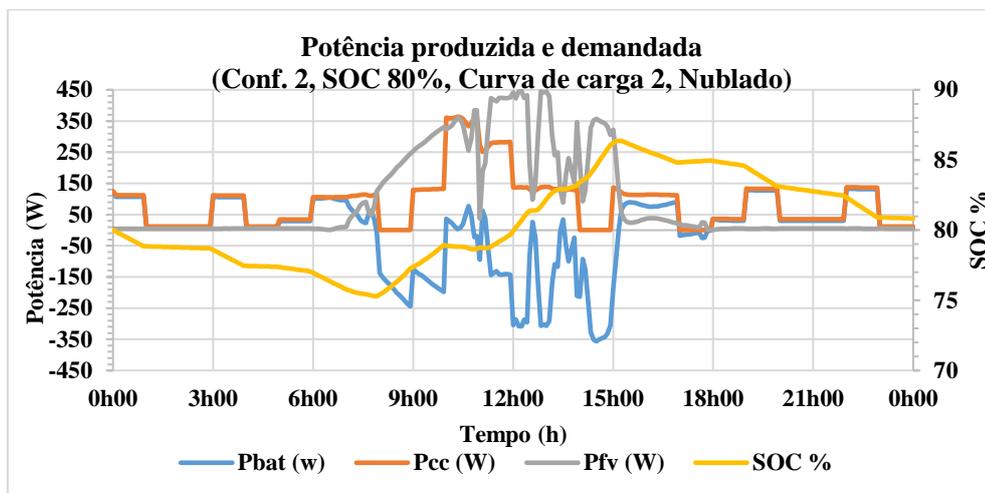
Fonte: Autor.

Figura A.58 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 2, nublada).



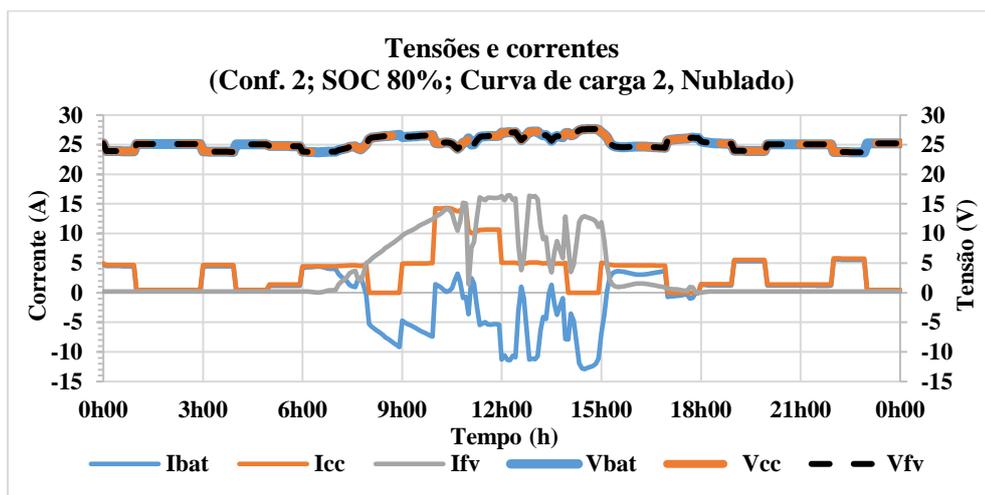
Fonte: Autor.

Figura A.59 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 2, nublada).



Fonte: Autor.

Figura A.60 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 2, nublada).



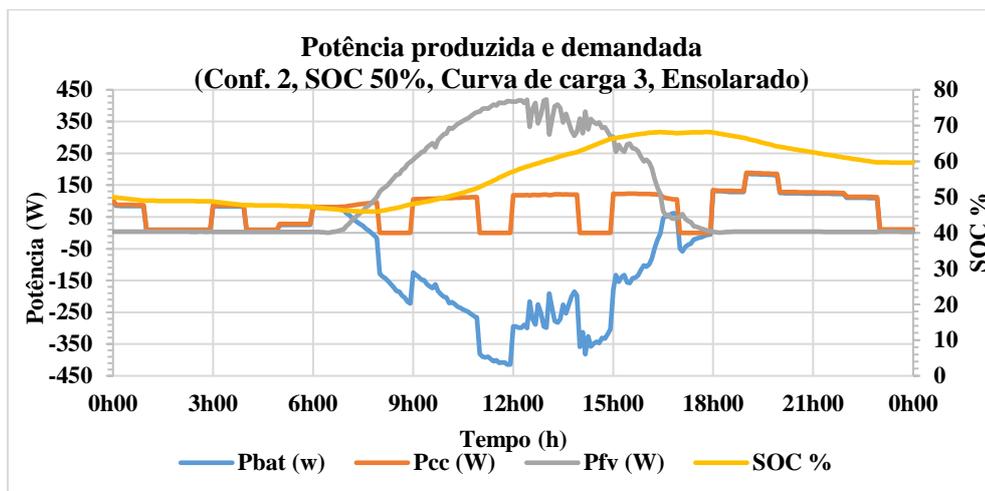
Fonte: Autor.

Tabela A.11 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 2, curva de carga 3, ensolarado (refere-se as tabelas A.61 a A.66).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	1,00	0,09	0,78
Energia consumida carga (kWh)	1,79	1,99	2,15
Energia fotovoltaica (kWh)	2,80	2,90	2,94
Alimentado diretamente pela geração (%)	36,6%	35,6%	35,1%

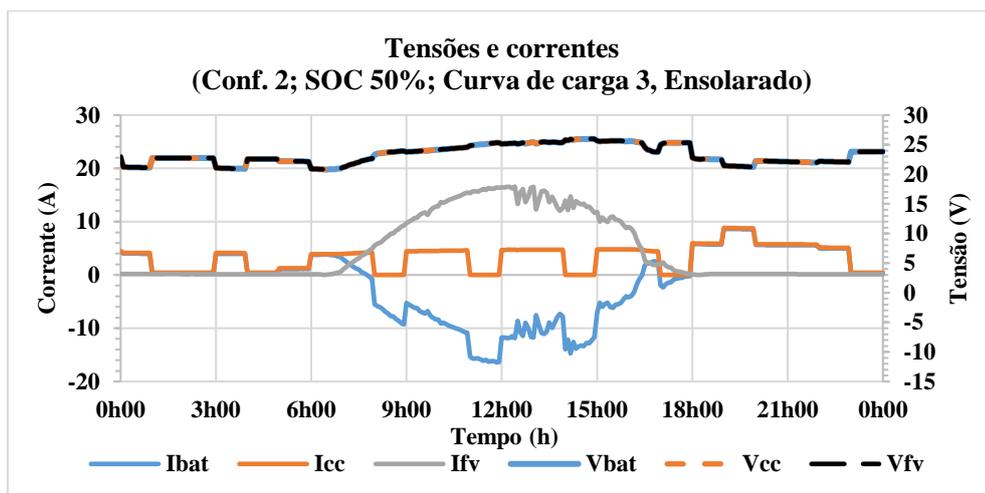
Fonte: Autor.

Figura A.61 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



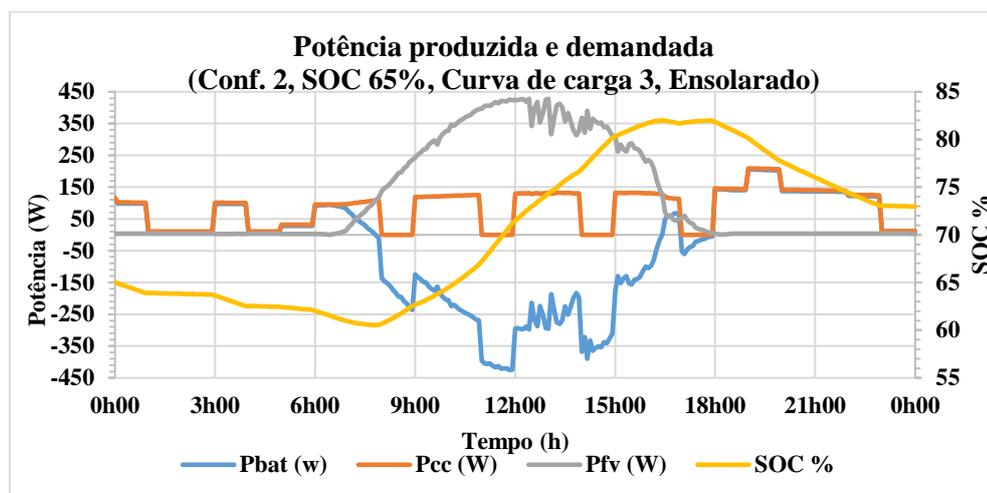
Fonte: Autor.

Figura A.62 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



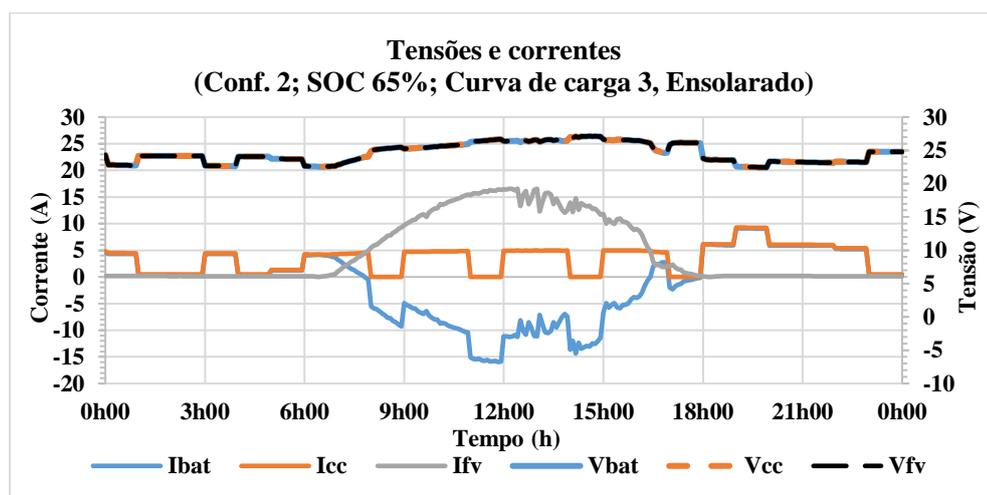
Fonte: Autor.

Figura A.63 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



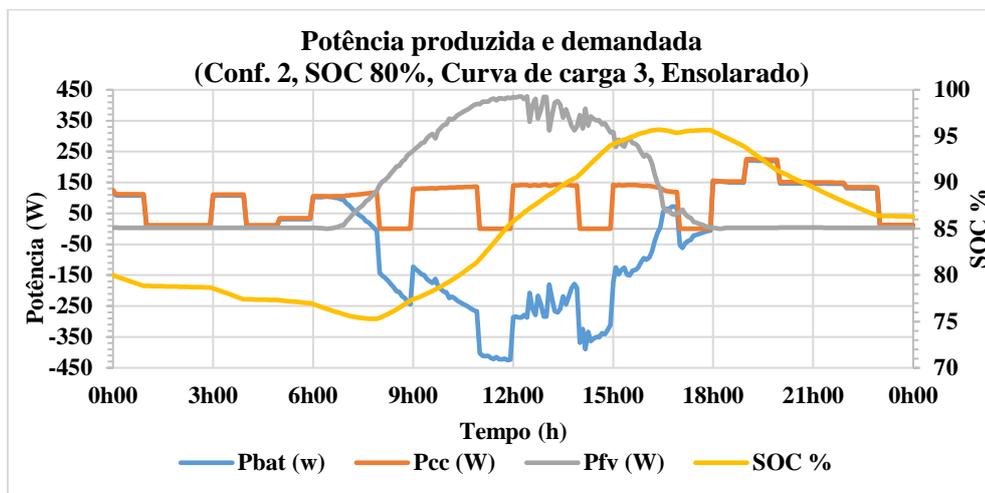
Fonte: Autor.

Figura A.64 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



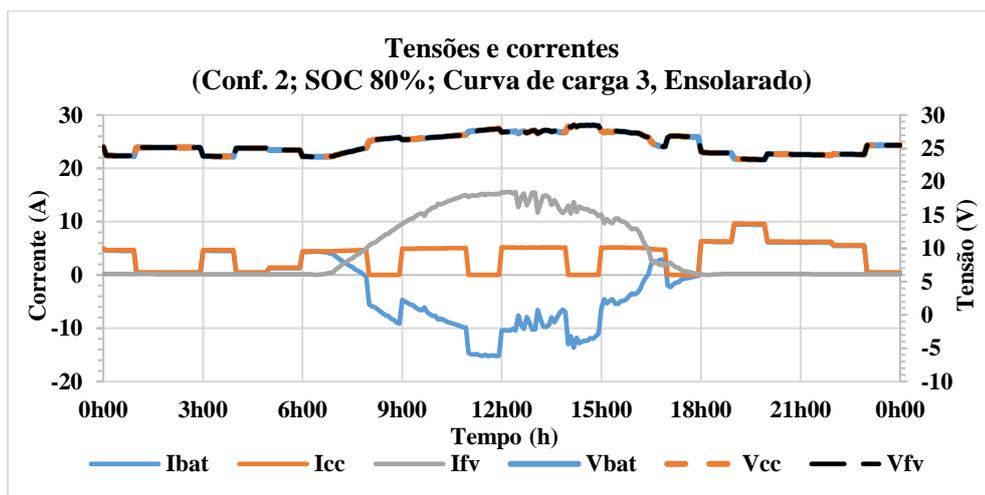
Fonte: Autor.

Figura A.65 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.66 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



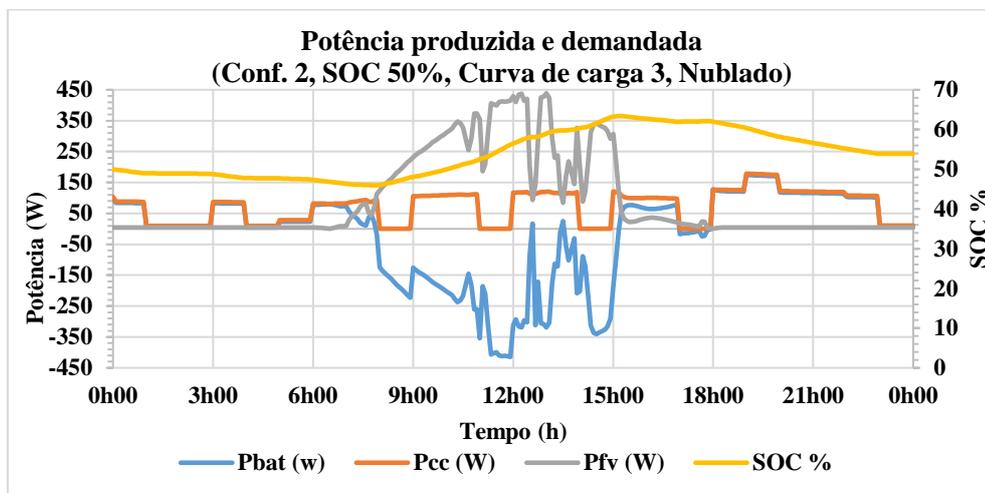
Fonte: Autor.

Tabela A.12 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 2, curva de carga 3, nublado (refere-se as tabelas A.67 a A.72).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,51	0,39	0,26
Energia consumida carga (kWh)	1,72	1,93	2,09
Energia fotovoltaica (kWh)	2,21	2,30	2,35
Alimentado diretamente pela geração (%)	27,3%	26,4%	26,3%

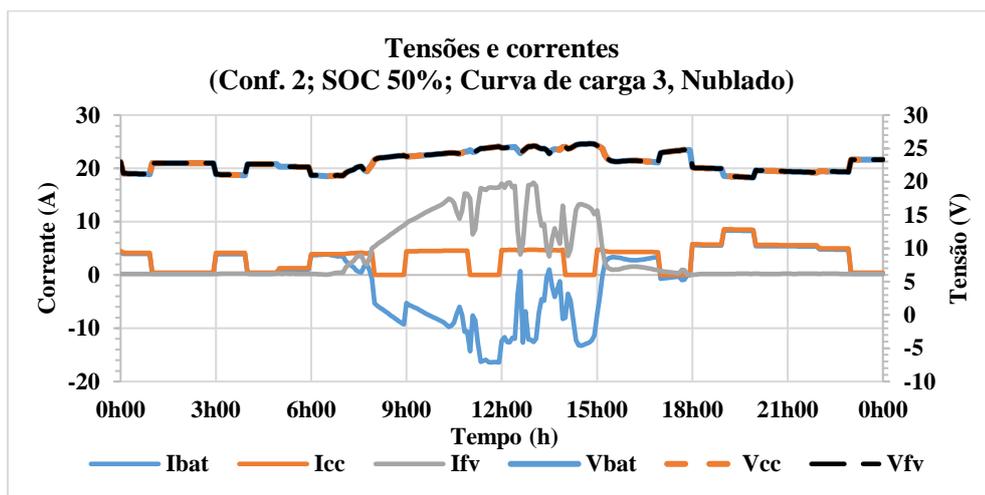
Fonte: Autor.

Figura A.67 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 3, nublada).



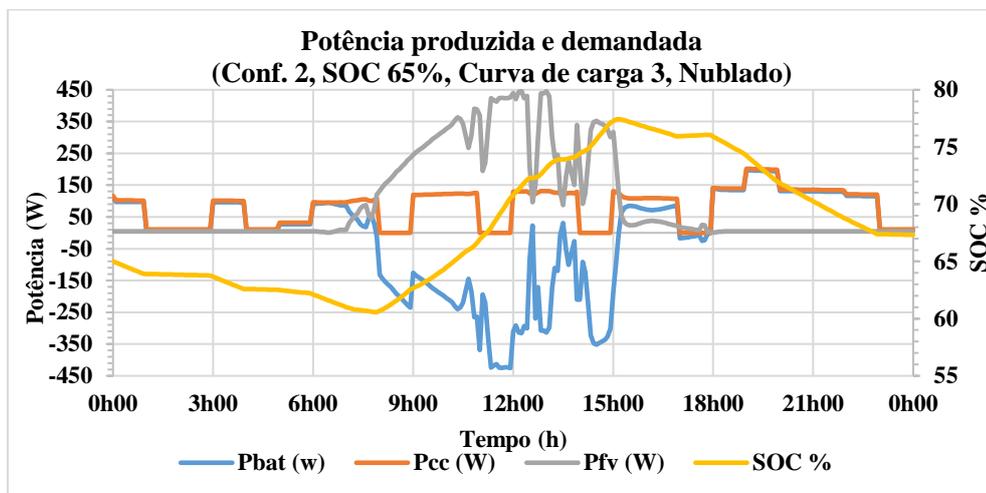
Fonte: Autor.

Figura A.68 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 50%, curva de carga 3, nublada).



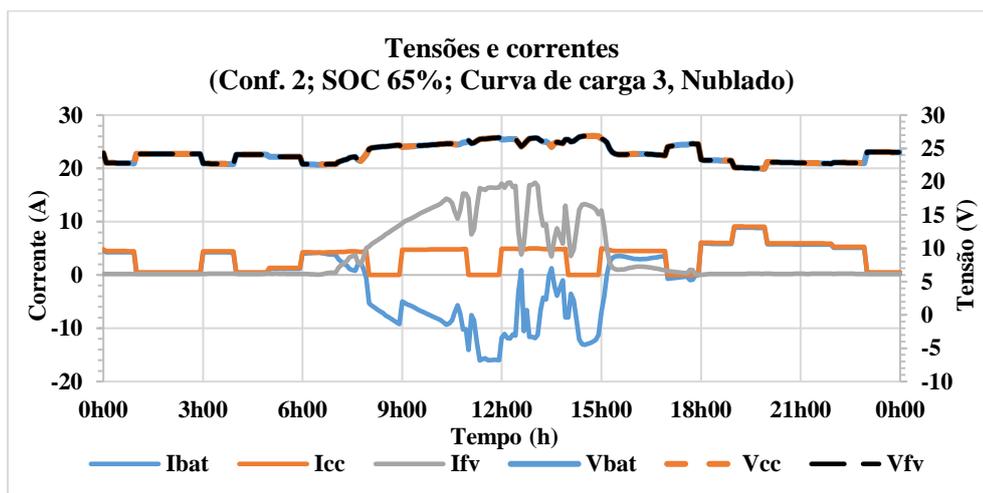
Fonte: Autor.

Figura A.69 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 3, nublada).



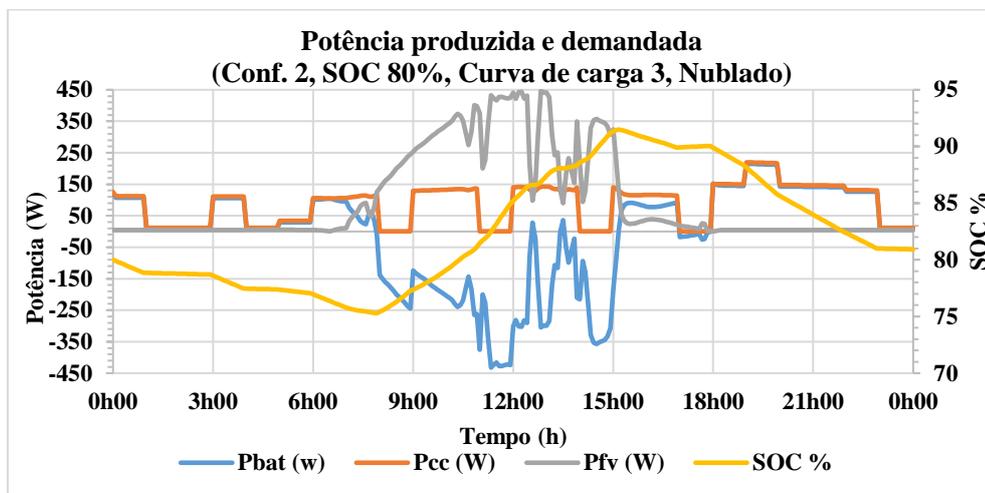
Fonte: Autor.

Figura A.70 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 65%, curva de carga 3, nublada).



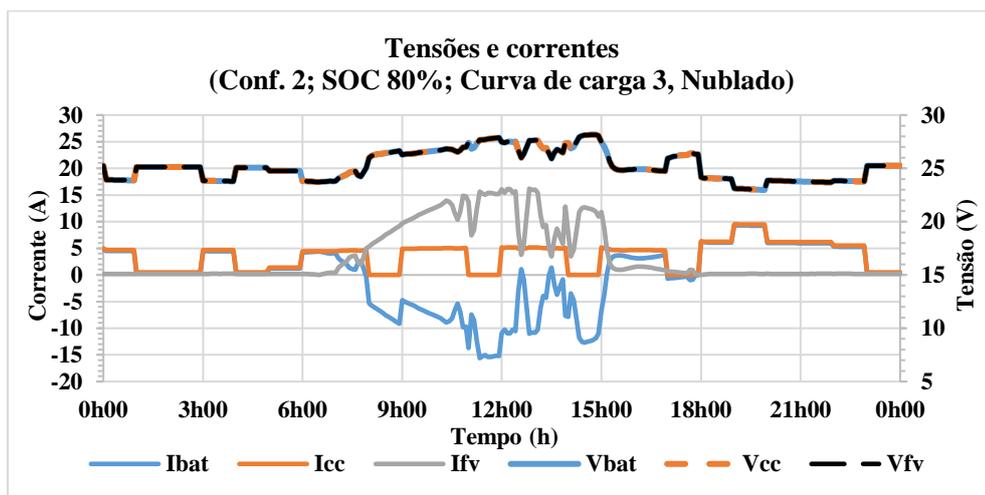
Fonte: Autor.

Figura A.71 - Potência produzida e demandada para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 3, nublado).



Fonte: Autor.

Figura A.72 - Resultados de tensão e corrente para configuração 2 (SOC 80%, curva de carga 3, nublado).



Fonte: Autor.

Configuração 3

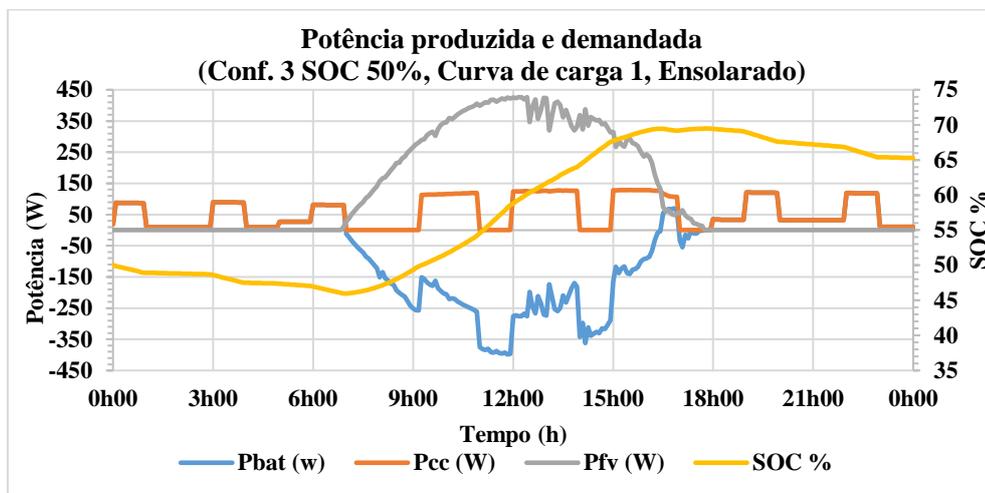
Resultado das simulações para a configuração 3.

Tabela A.13 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 3, curva de carga1, ensolarado (refere-se as tabelas A.73 a A.78).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	1,34	0,74	0,55
Energia consumida carga (kWh)	1,35	1,95	2,10
Energia fotovoltaica (kWh)	2,93	2,93	2,89
Alimentado diretamente pela geração (%)	47,6%	35,7%	35,2%

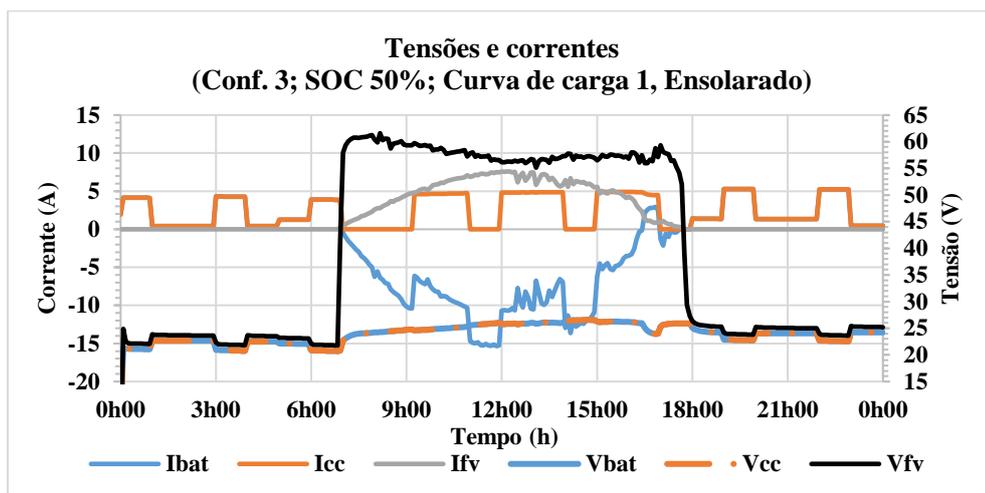
Fonte: Autor.

Figura A.73 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



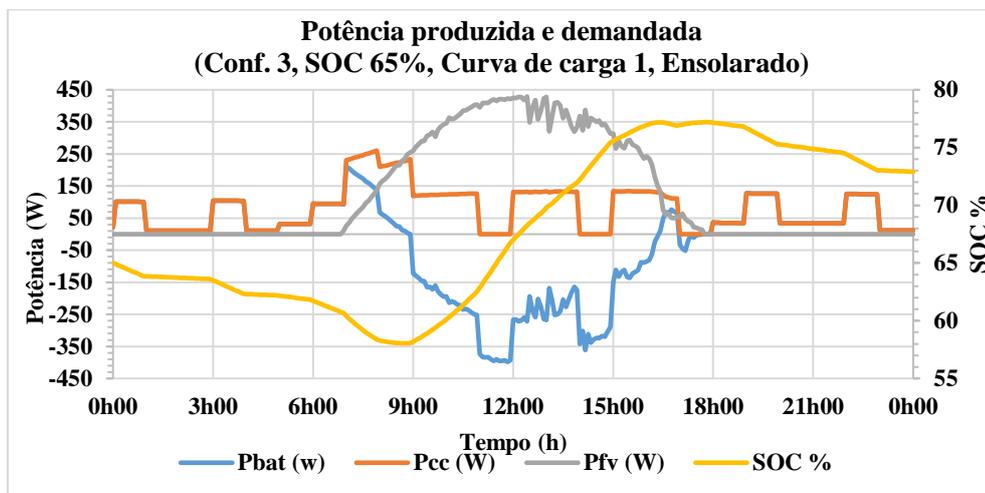
Fonte: Autor.

Figura A.74 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga1, ensolarada).



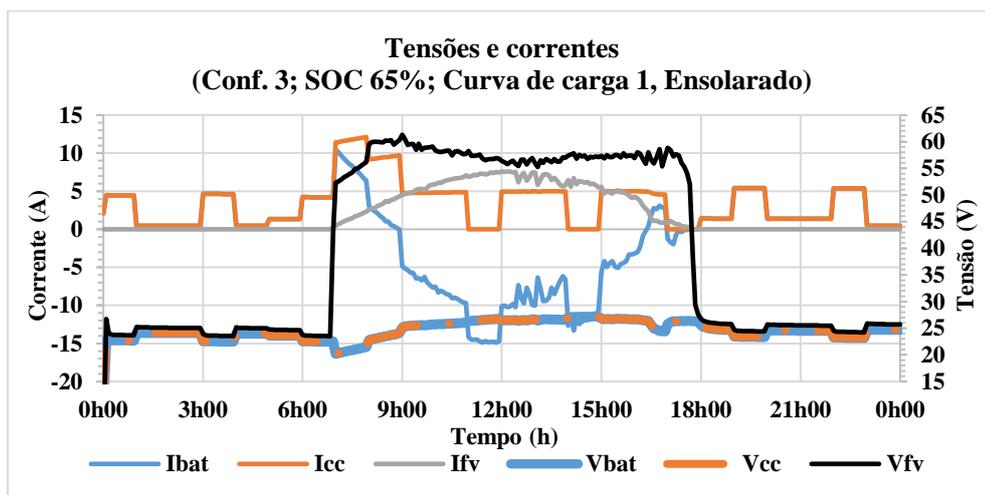
Fonte: Autor.

Figura A.75 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



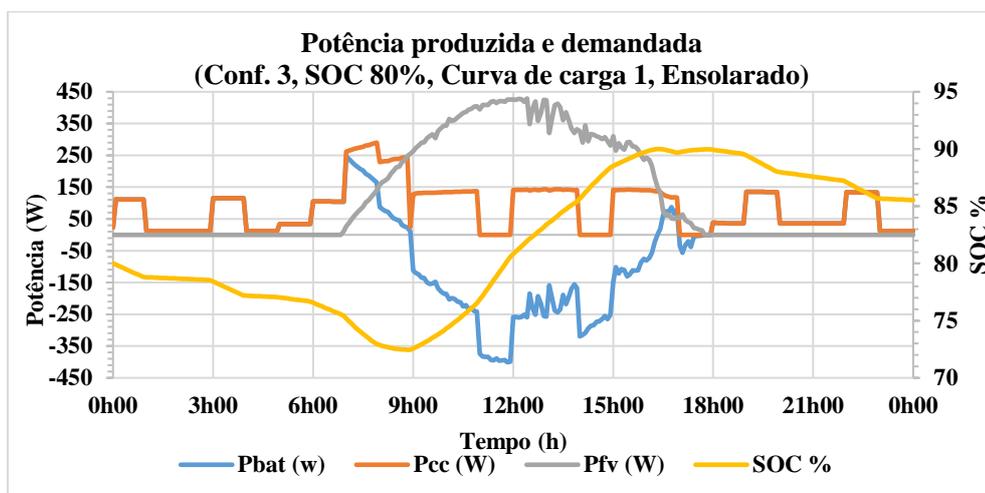
Fonte: Autor.

Figura A.76 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



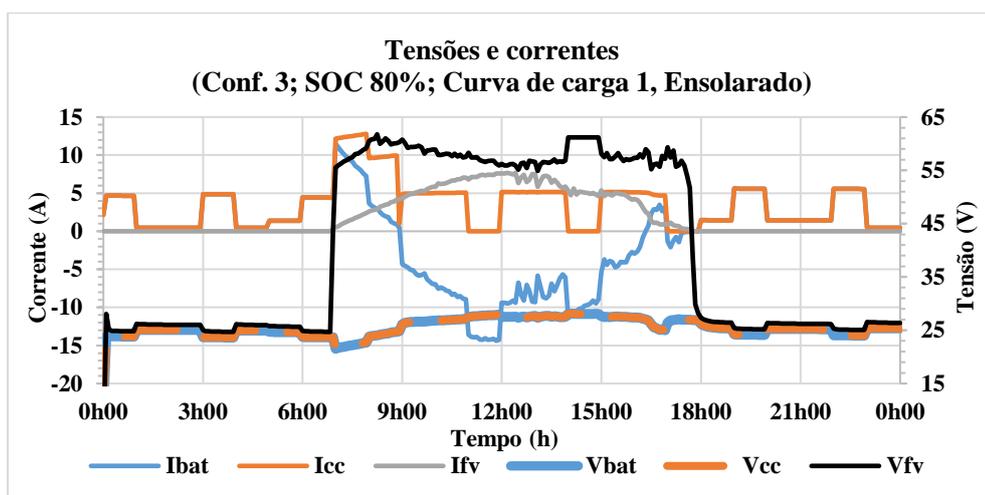
Fonte: Autor.

Figura A.77 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.78 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



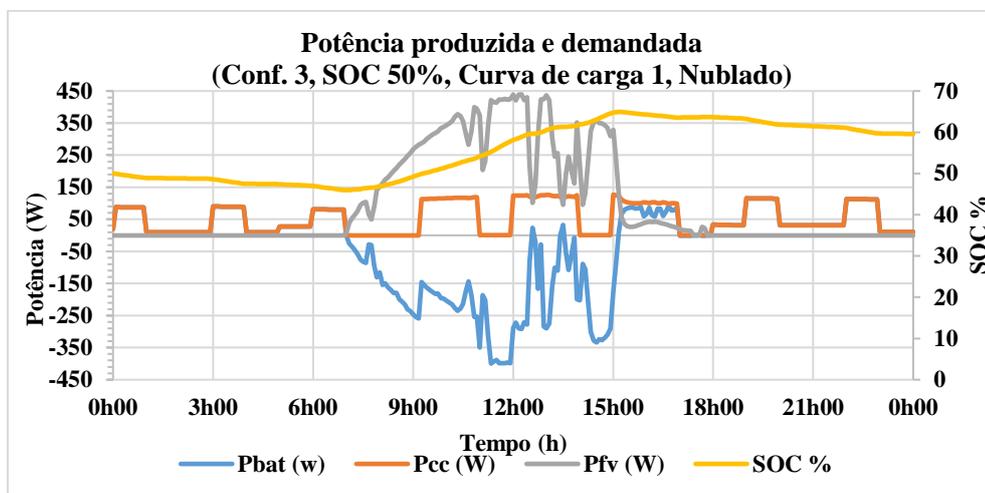
Fonte: Autor.

Tabela A.14 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 3, curva de carga 1, nublado (refere-se as tabelas A.79 a A.84).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,80	0,23	0,07
Energia consumida carga (kWh)	1,30	1,89	2,06
Energia fotovoltaica (kWh)	2,33	2,33	2,32
Alimentado diretamente pela geração (%)	34,6%	26,1%	25,3%

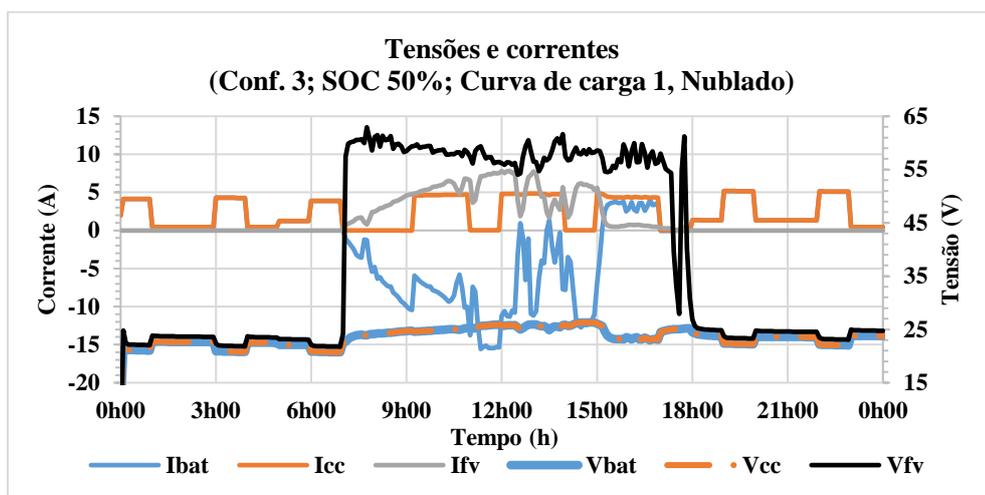
Fonte: Autor.

Figura A.79 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 1, nublado).



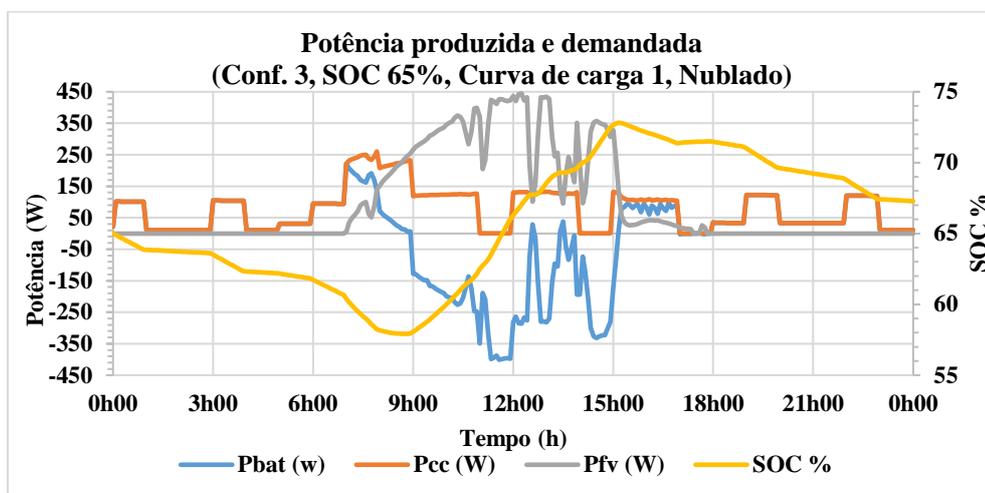
Fonte: Autor.

Figura A.80 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 1, nublado).



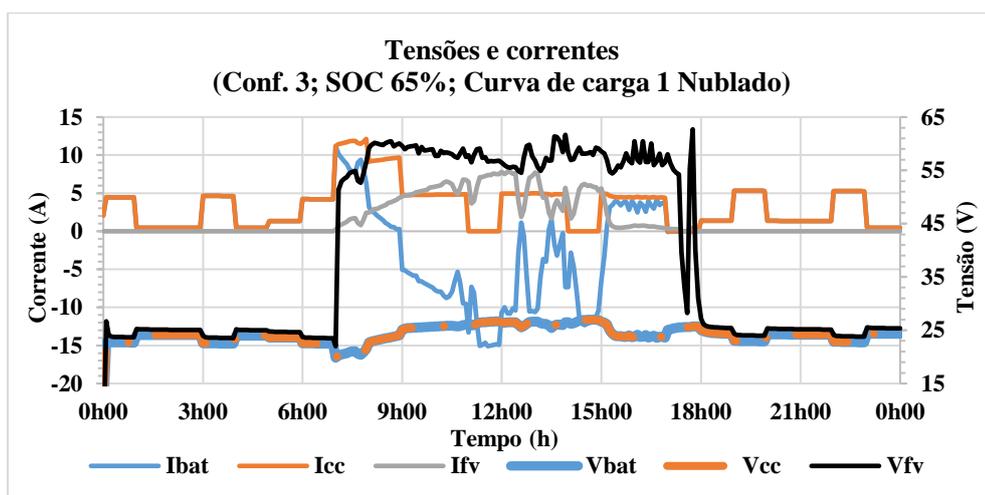
Fonte: Autor.

Figura A.81 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 1, nublada).



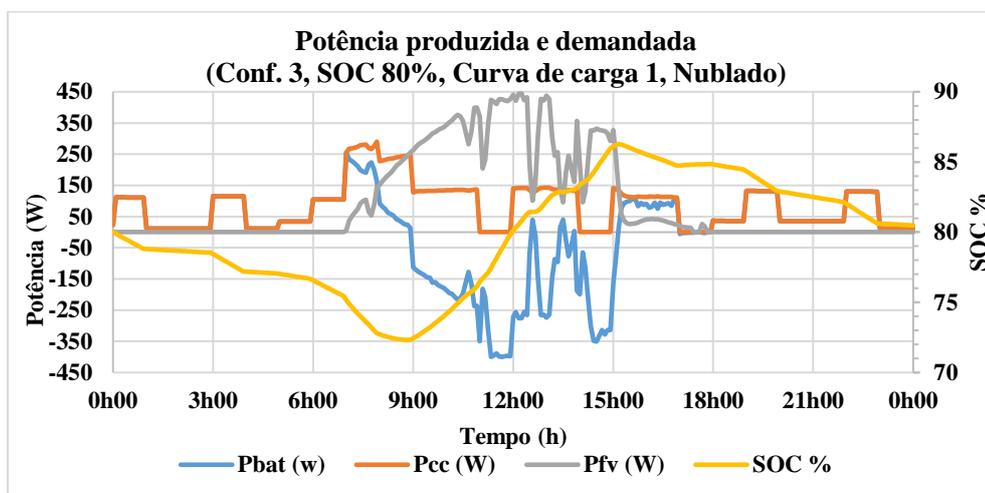
Fonte: Autor.

Figura A.82 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 1, nublada).



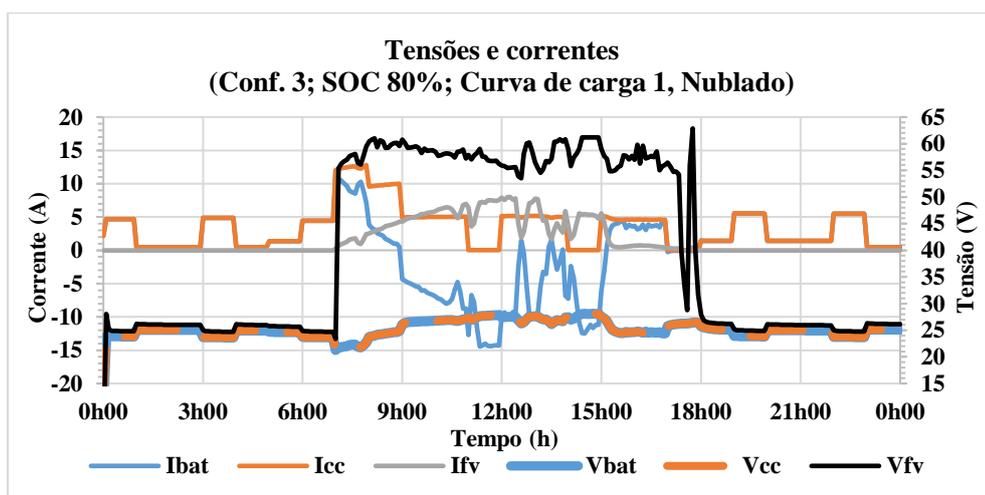
Fonte: Autor.

Figura A.83 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



Fonte: Autor.

Figura A.84 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



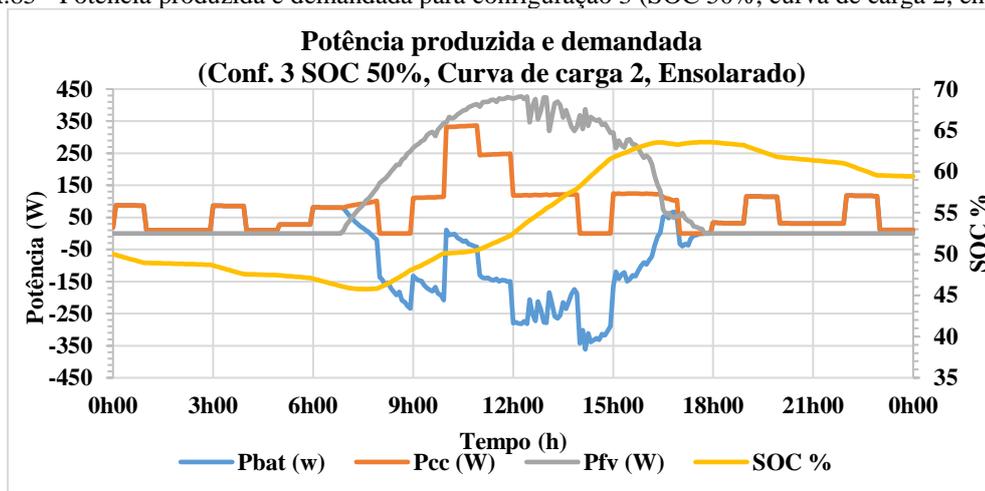
Fonte: Autor.

Tabela A.15 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 3, curva de carga 2, ensolarado (refere-se as tabelas A.85 a A.90).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,79	0,60	0,43
Energia consumida carga (kWh)	1,90	2,10	2,24
Energia fotovoltaica (kWh)	2,93	2,93	2,89
Alimentado diretamente pela geração (%)	58%	47,9%	40,3%

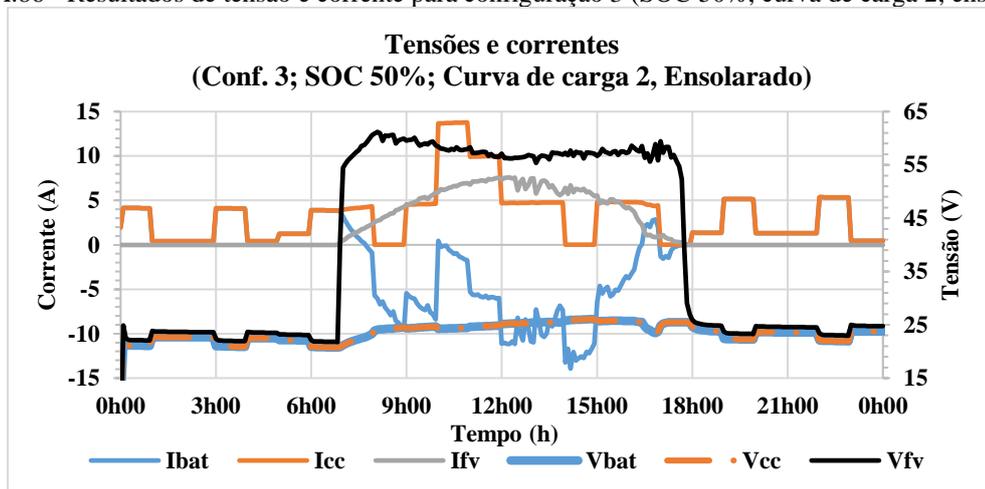
Fonte: Autor

Figura A.85 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



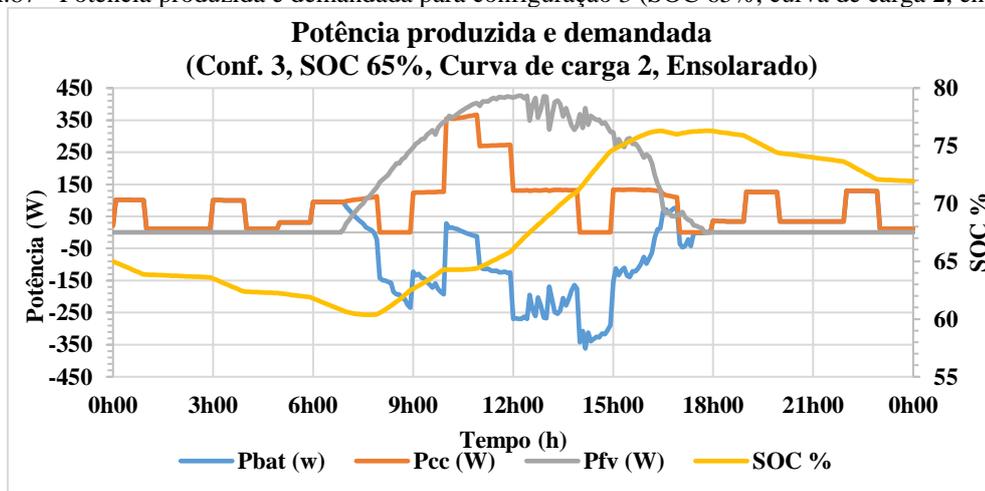
Fonte: Autor.

Figura A.86 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



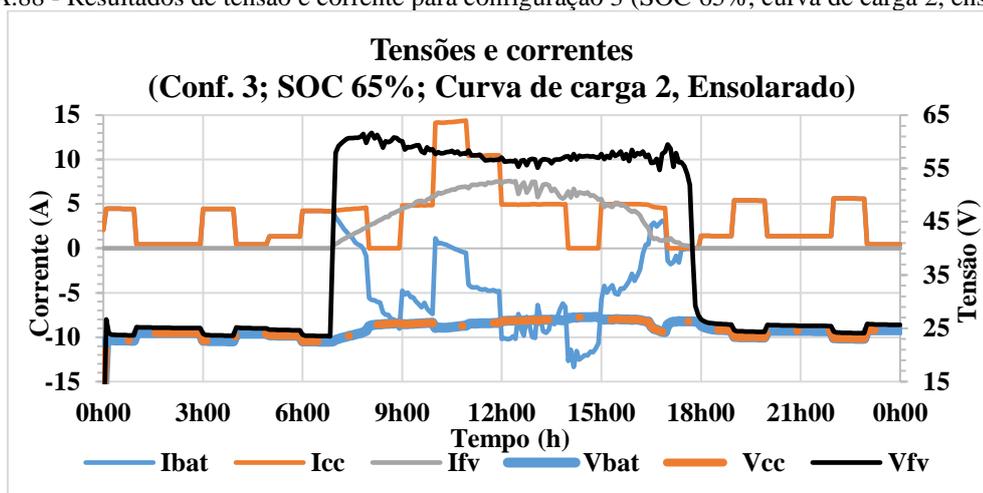
Fonte: Autor.

Figura A.87 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 2, ensolarada).



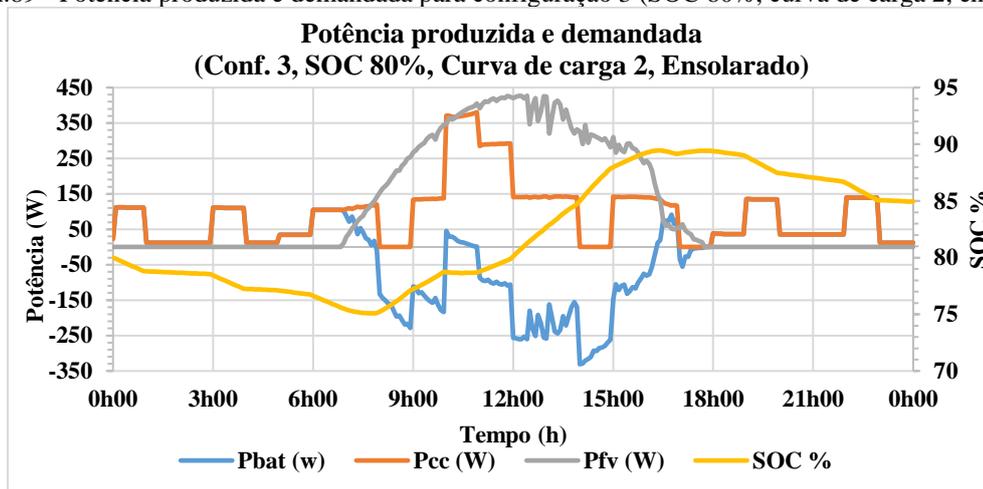
Fonte: Autor.

Figura A.88 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 2, ensolarada).



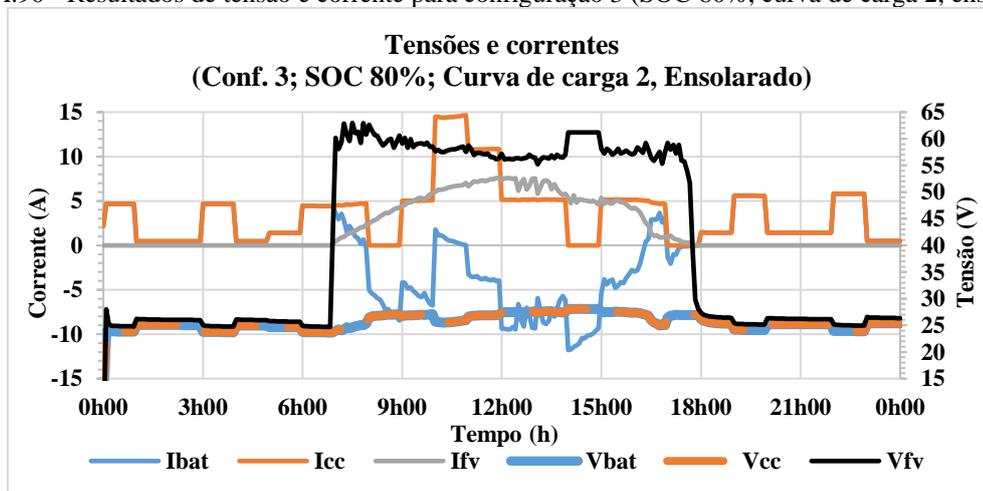
Fonte: Autor.

Figura A.89 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.90 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



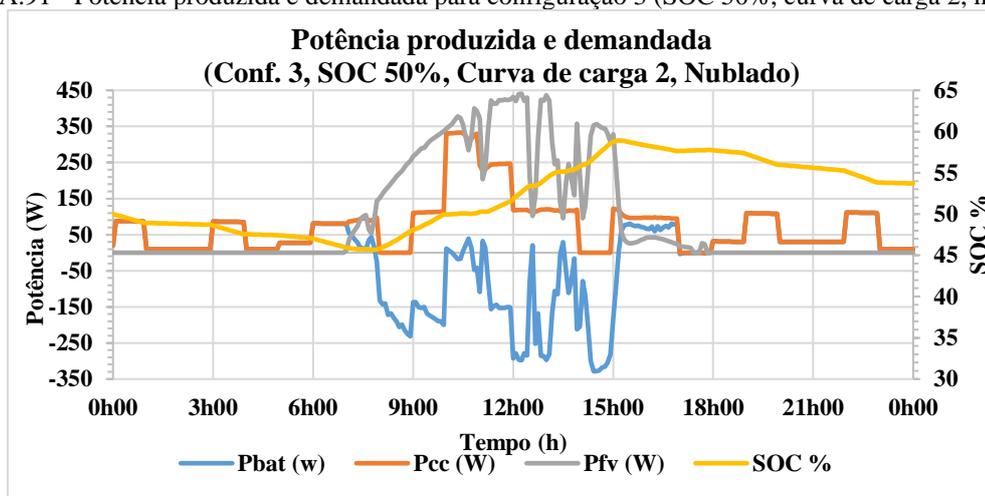
Fonte: Autor.

Tabela A.16 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 3, curva de carga 2, nublado (refere-se as tabelas A.91 a A.96).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,31	0,10	0,05
Energia consumida carga (kWh)	1,83	2,02	2,17
Energia fotovoltaica (kWh)	2,33	2,33	2,32
Alimentado diretamente pela geração (%)	38,1%	32,8%	32,7%

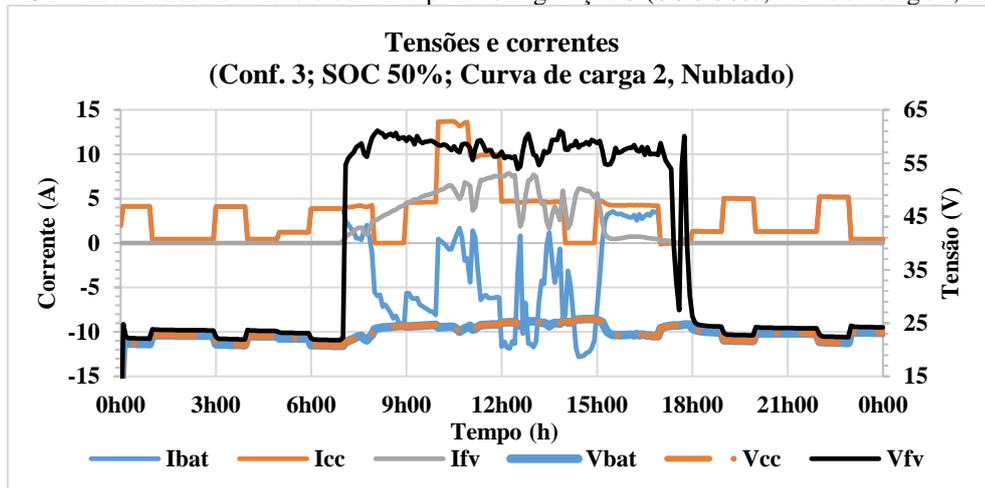
Fonte: Autor.

Figura A.91 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



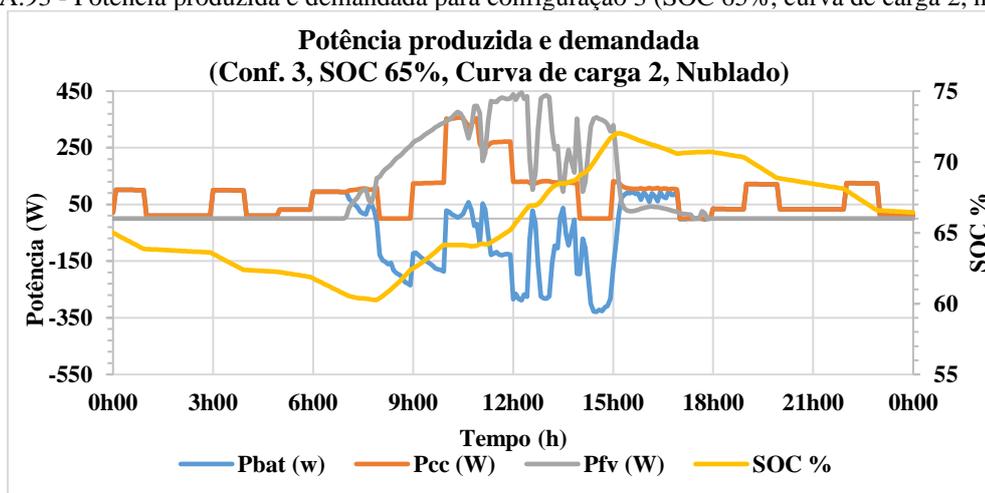
Fonte: Autor.

Figura A.92 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



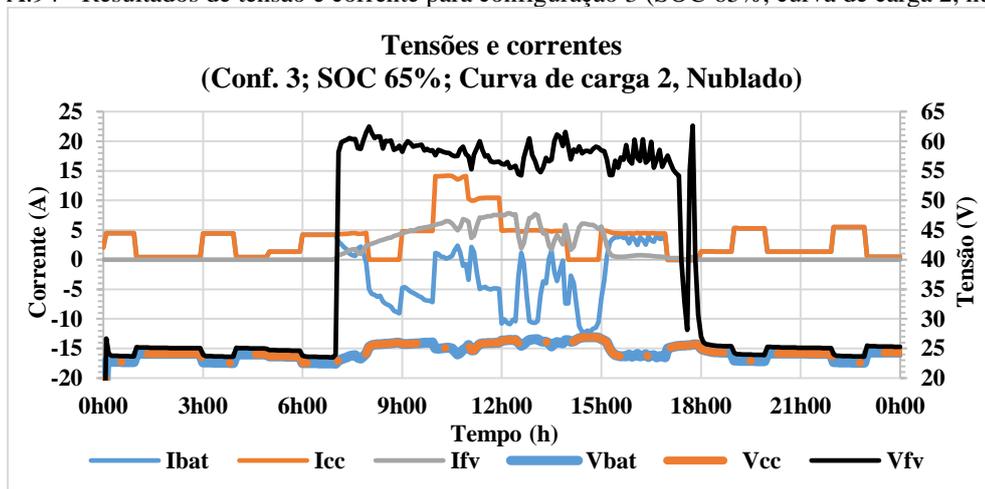
Fonte: Autor.

Figura A.93 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 2, nublado).



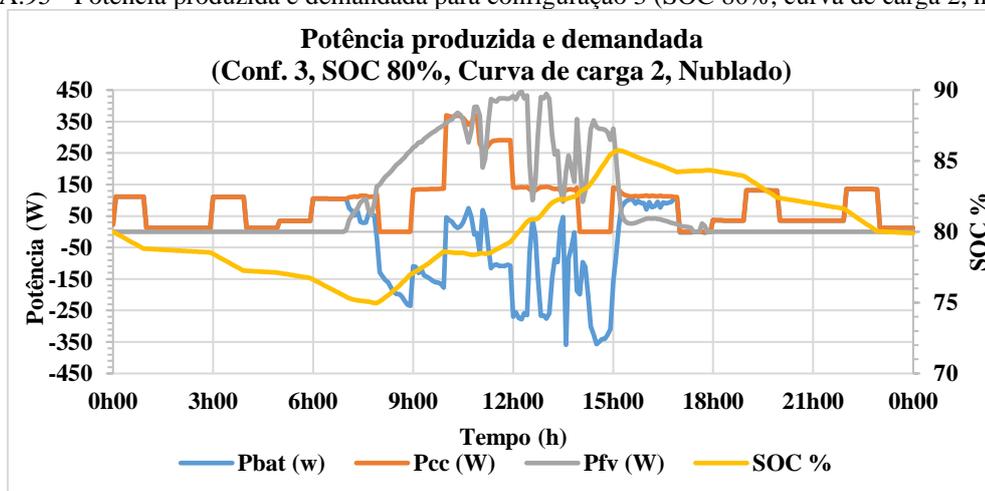
Fonte: Autor.

Figura A.94 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 2, nublado).



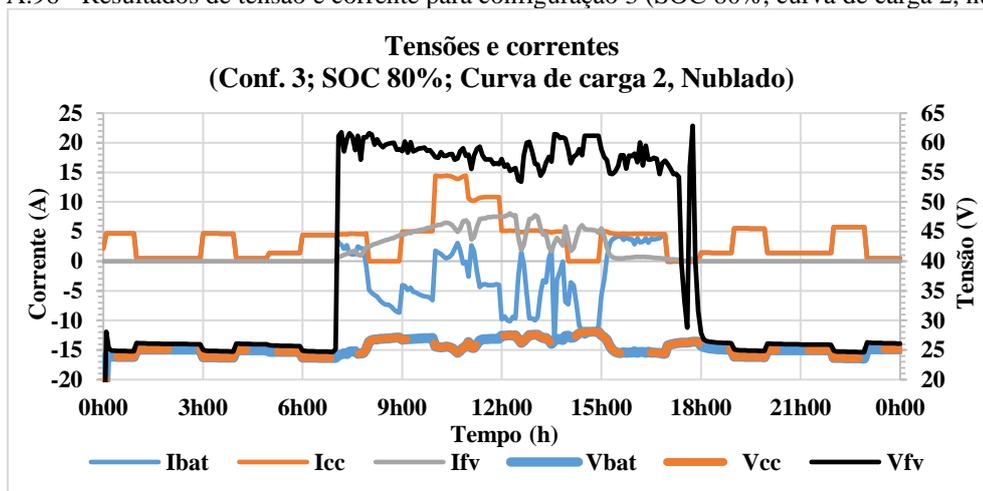
Fonte: Autor.

Figura A.95 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 2, nublado).



Fonte: Autor.

Figura A.96 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 2, nublada).



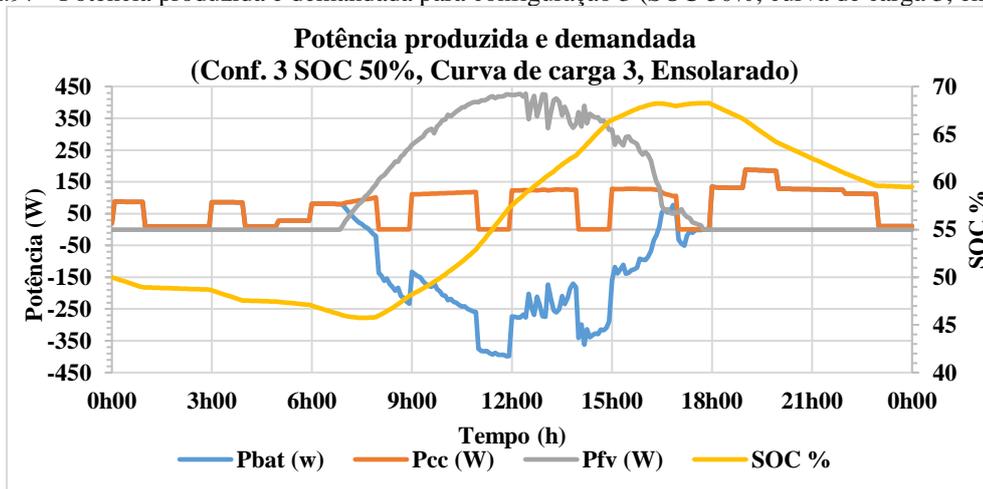
Fonte: Autor.

Tabela A.17 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 3, curva de carga 3, ensolarado (refere-se as tabelas A.97 a A.102).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,88	0,69	0,22
Energia consumida carga (kWh)	1,81	2,00	2,13
Energia fotovoltaica (kWh)	2,93	2,94	2,41
Alimentado diretamente pela geração (%)	37,6%	36,1%	31,8%

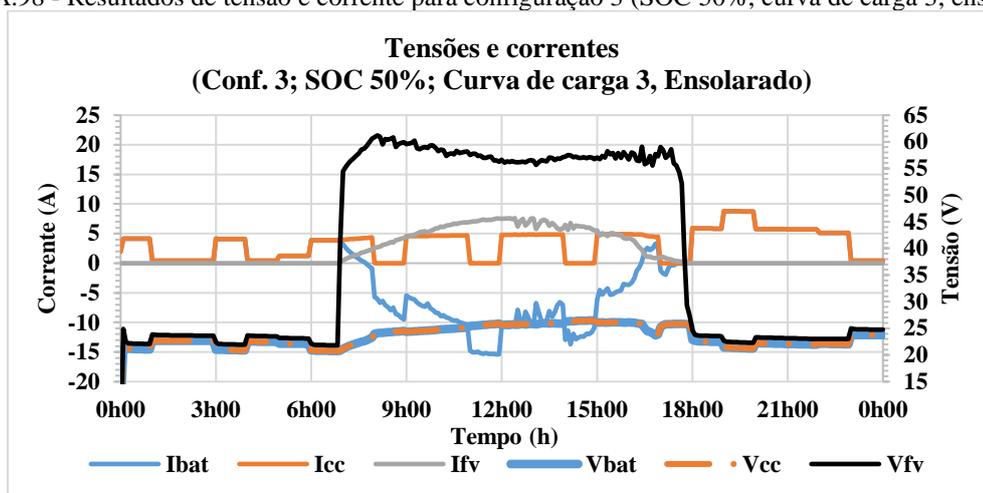
Fonte: Autor.

Figura A.97 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



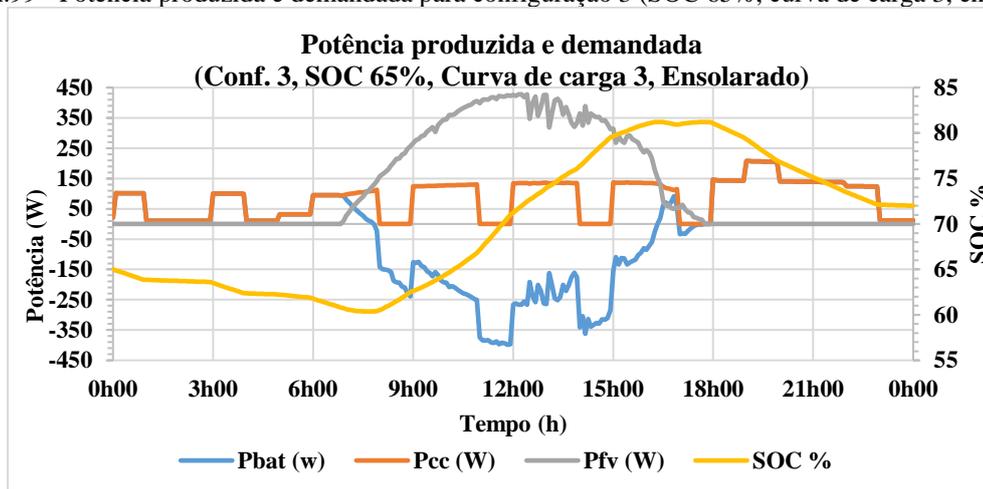
Fonte: Autor.

Figura A.98 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



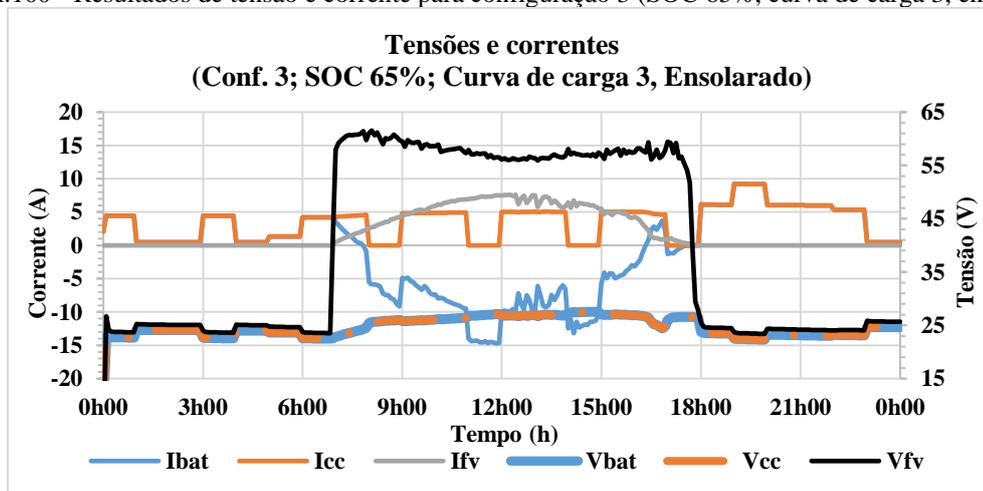
Fonte: Autor.

Figura A.99 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



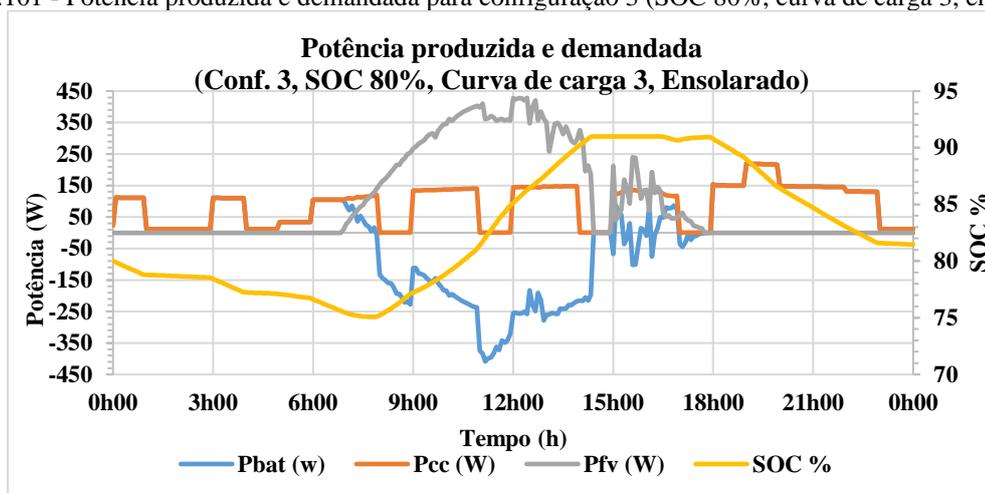
Fonte: Autor.

Figura A.100 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



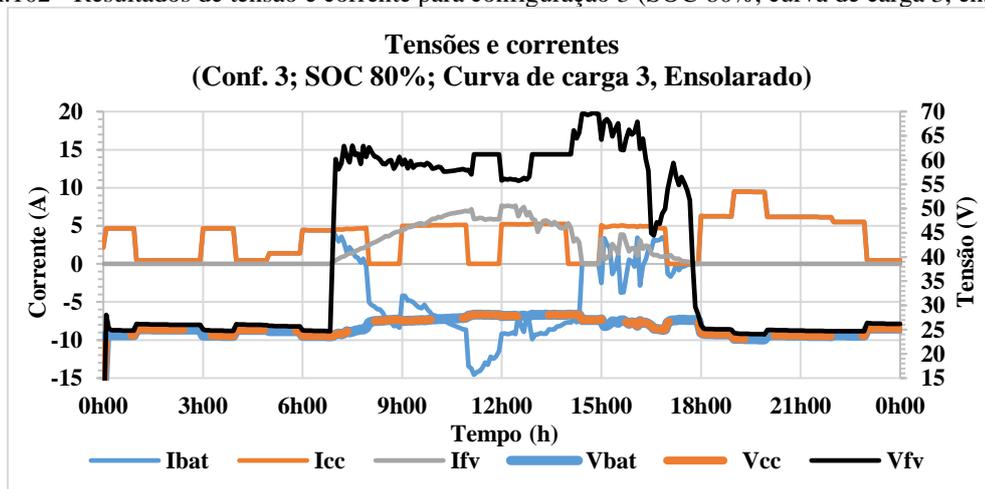
Fonte: Autor.

Figura A.101 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.102 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



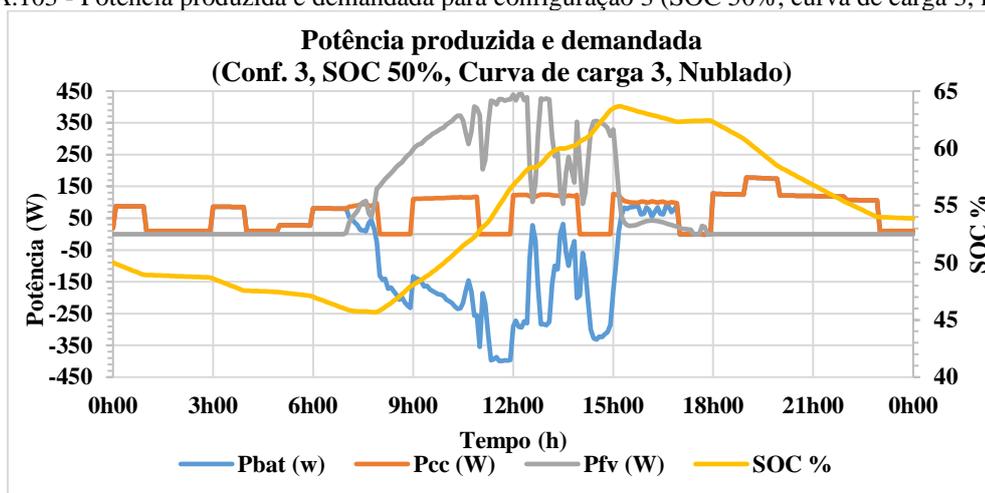
Fonte: Autor.

Tabela A.18 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 3, curva de carga 3, nublado (refere-se as tabelas A.103 a A.108).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,39	0,19	0,09
Energia consumida carga (kWh)	1,73	1,93	2,10
Energia fotovoltaica (kWh)	2,33	2,33	2,21
Alimentado diretamente pela geração (%)	27,2%	26,7%	27,8%

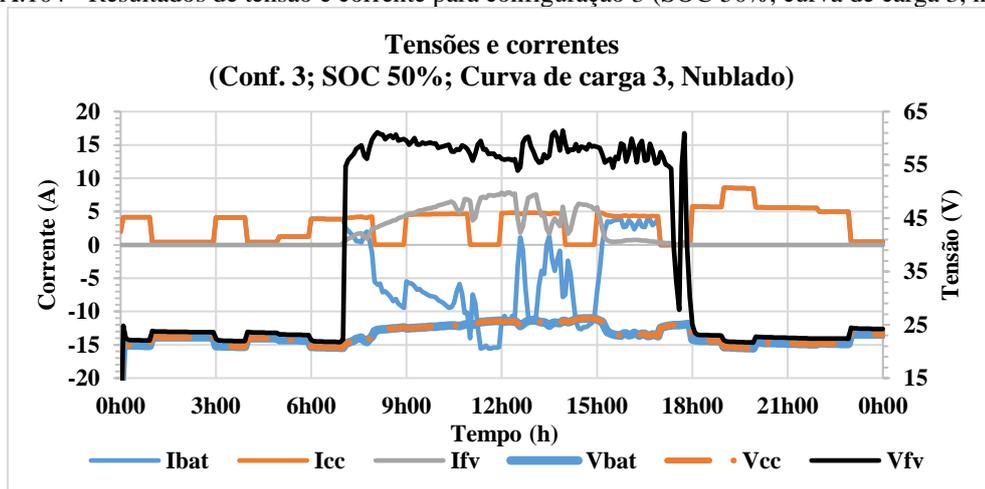
Fonte: Autor.

Figura A.103 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 3, nublado).



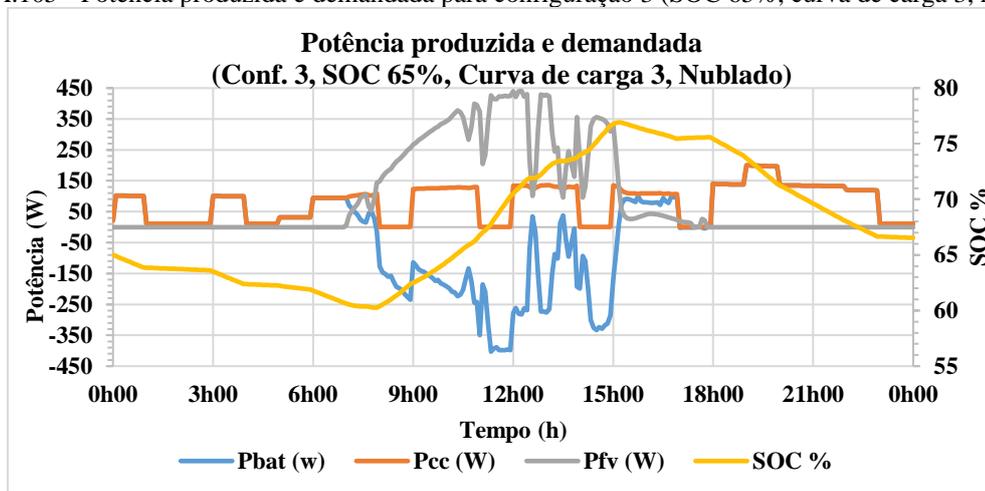
Fonte: Autor.

Figura A.104 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 50%, curva de carga 3, nublado).



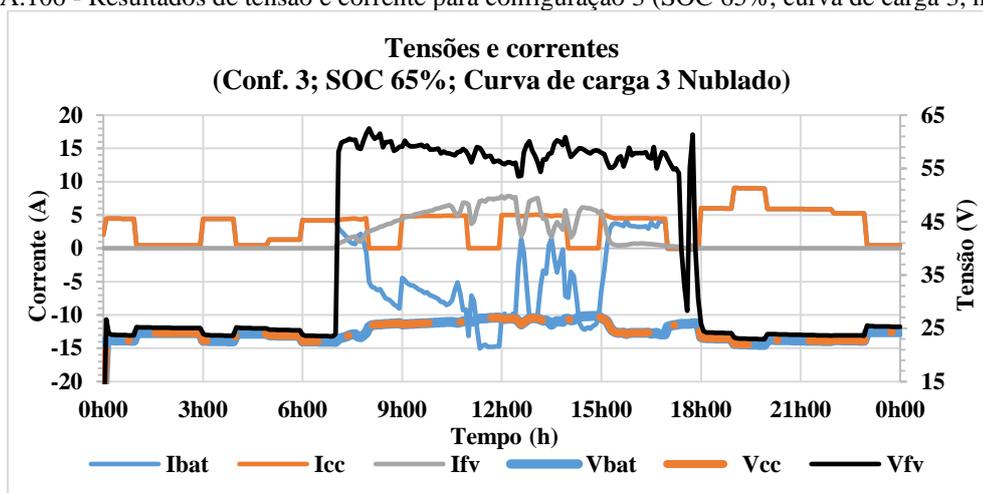
Fonte: Autor.

Figura A.105 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 3, nublado).



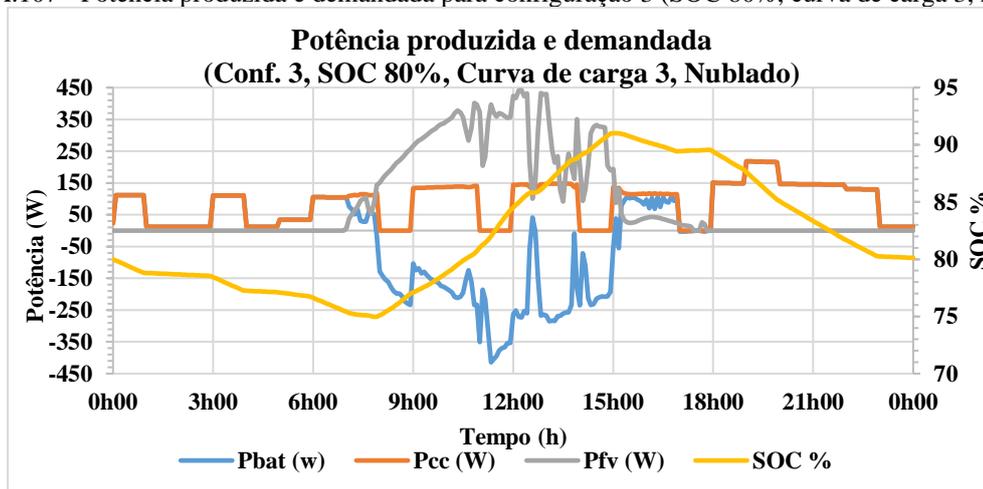
Fonte: Autor.

Figura A.106 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 65%, curva de carga 3, nublado).



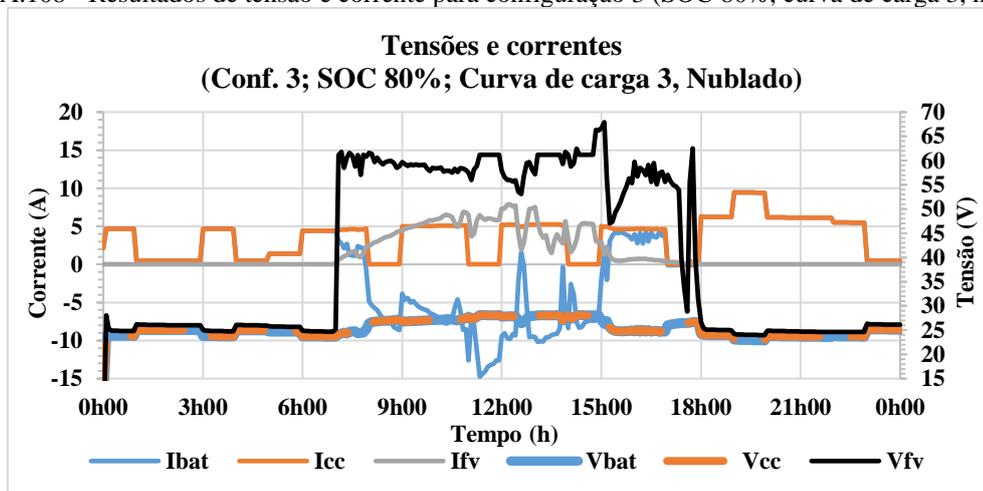
Fonte: Autor.

Figura A.107 - Potência produzida e demandada para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 3, nublado).



Fonte: Autor.

Figura A.108 - Resultados de tensão e corrente para configuração 3 (SOC 80%, curva de carga 3, nublado).



Fonte: Autor.

Configuração 4

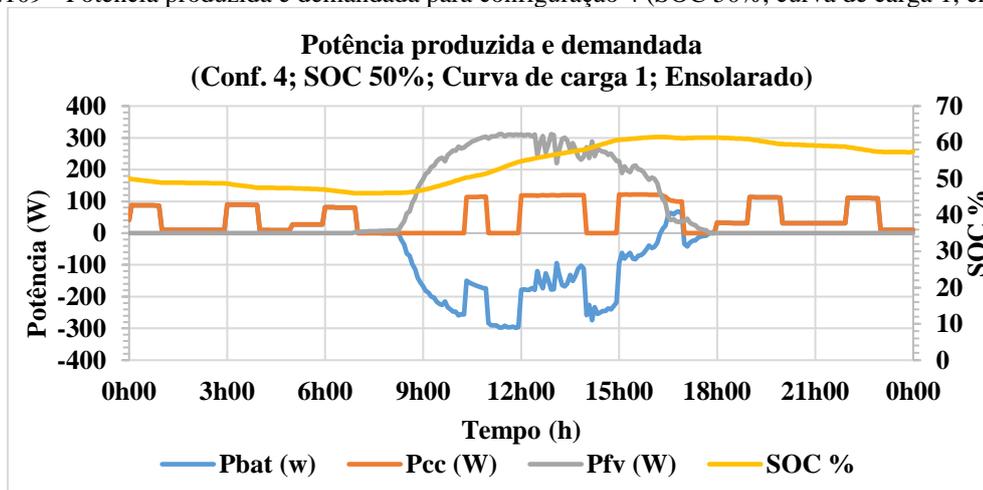
Resultado das simulações para a configuração 4.

Tabela A.19 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 4, curva de carga 1, ensolarado (refere-se as tabelas A.109 a A.114).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,72	0,11	-0,009
Energia consumida carga (kWh)	1,18	0,86	2,05
Energia fotovoltaica (kWh)	1,99	2,05	2,12
Alimentado diretamente pela geração (%)	40,2%	34,9%	34%

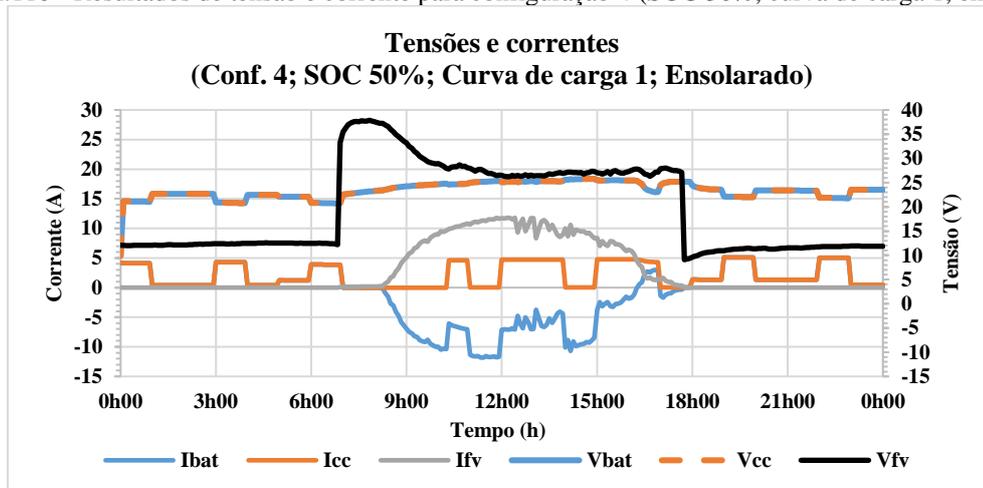
Fonte: Autor.

Figura A.109 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



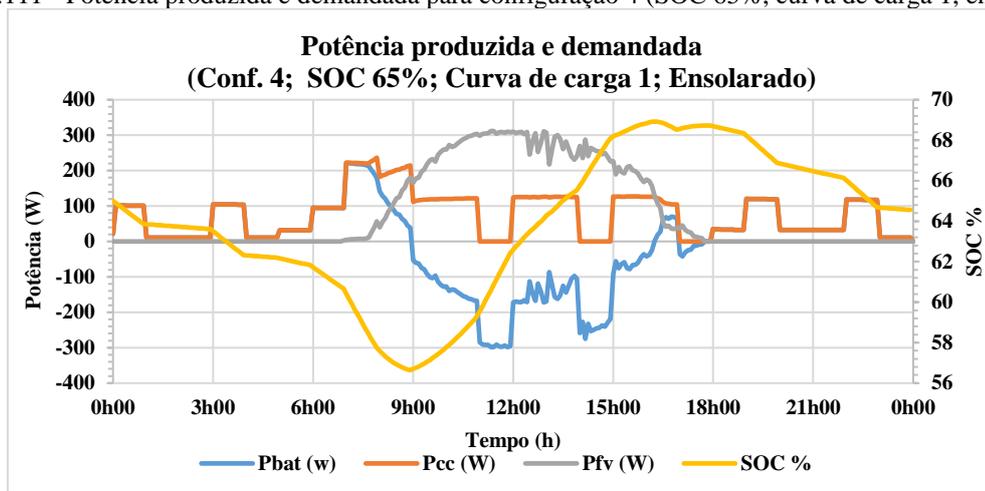
Fonte: Autor.

Figura A.110 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 1, ensolarada).



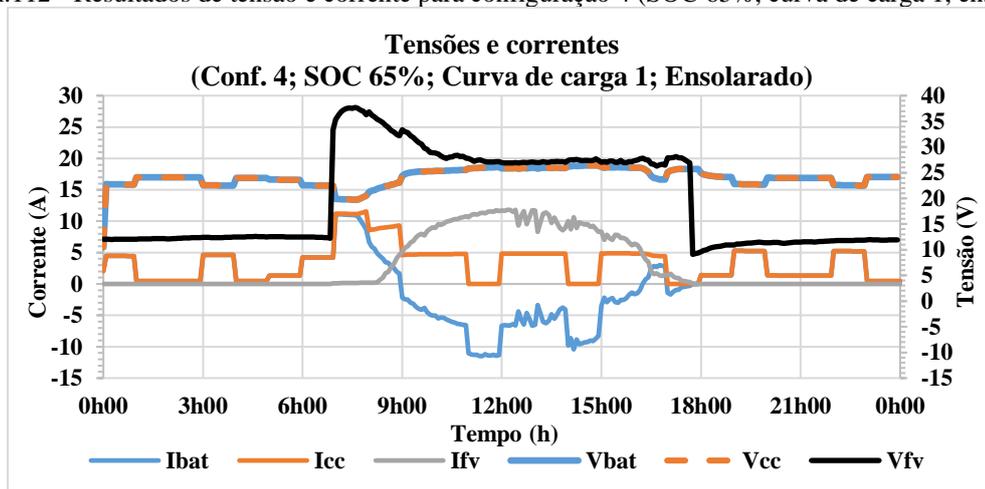
Fonte: Autor.

Figura A.111 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



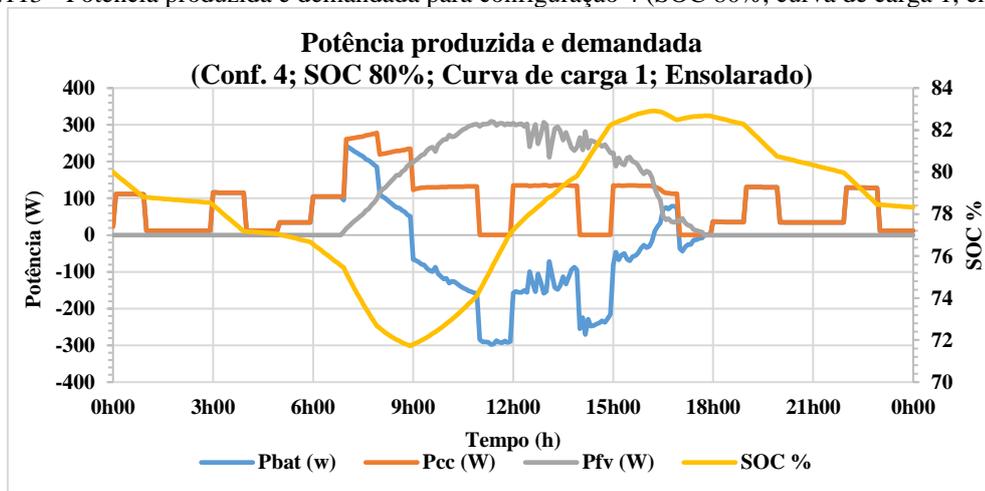
Fonte: Autor.

Figura A.112 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 1, ensolarada).



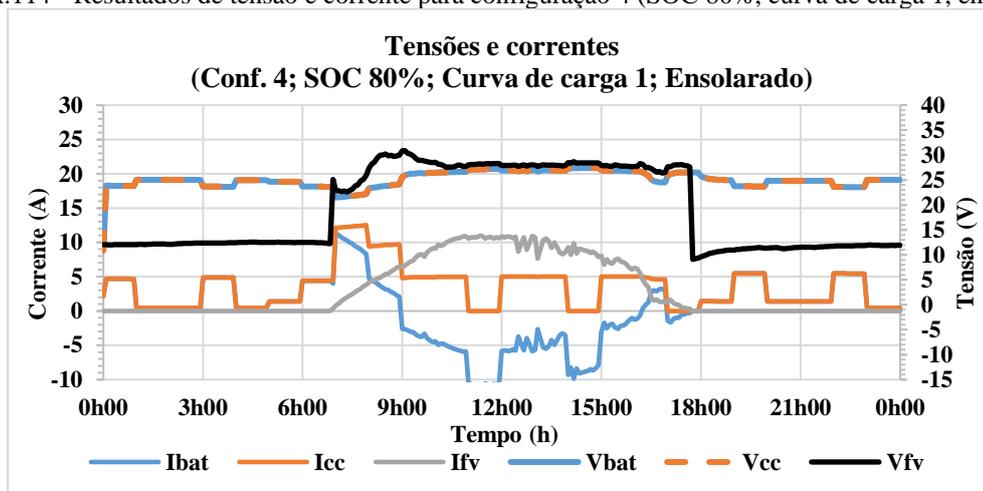
Fonte: Autor.

Figura A.113 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.114 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 1, ensolarada).



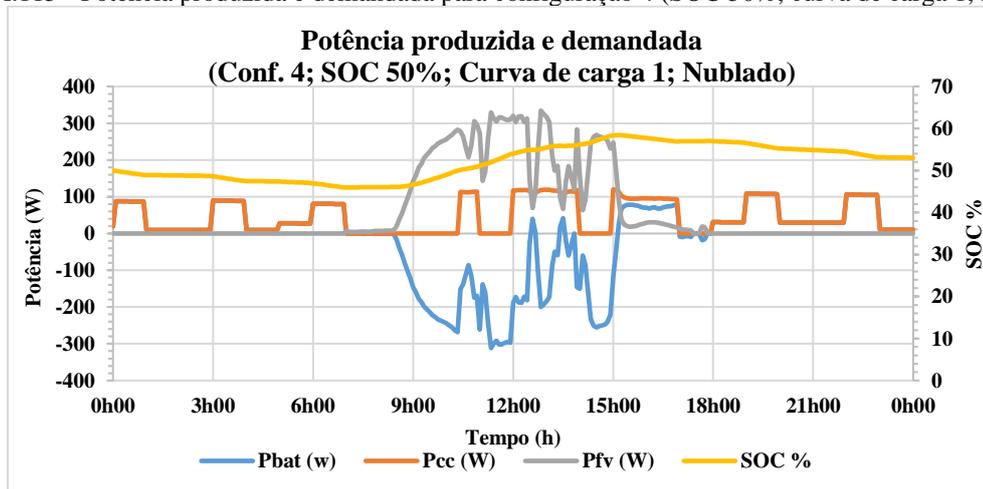
Fonte: Autor.

Tabela A.20 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 4, curva de carga 1, nublado (refere-se as tabelas A.115 a A.120).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,35	-0,19	-0,36
Energia consumida carga (kWh)	1,11	1,83	2,00
Energia fotovoltaica (kWh)	1,54	1,71	1,71
Alimentado diretamente pela geração (%)	24,3%	25%	24,6%

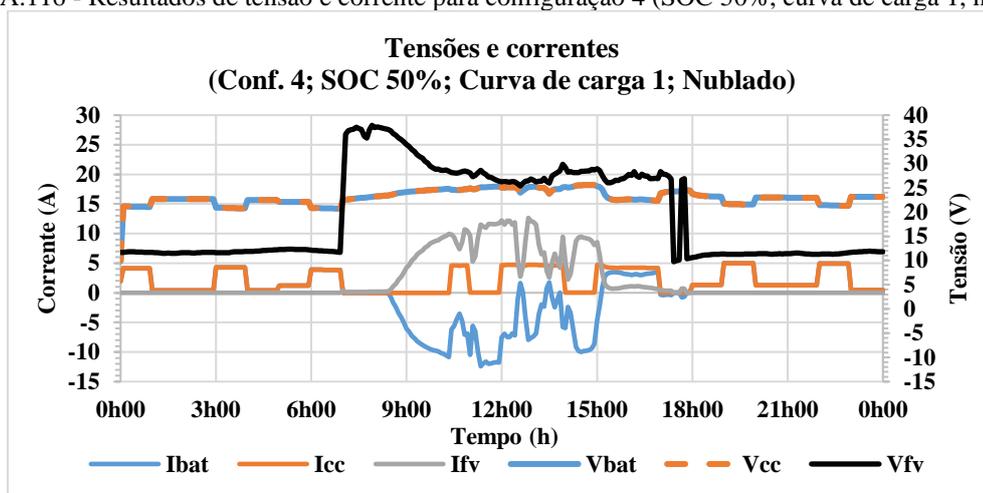
Fonte: Autor

Figura A.115 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 1, nublada).



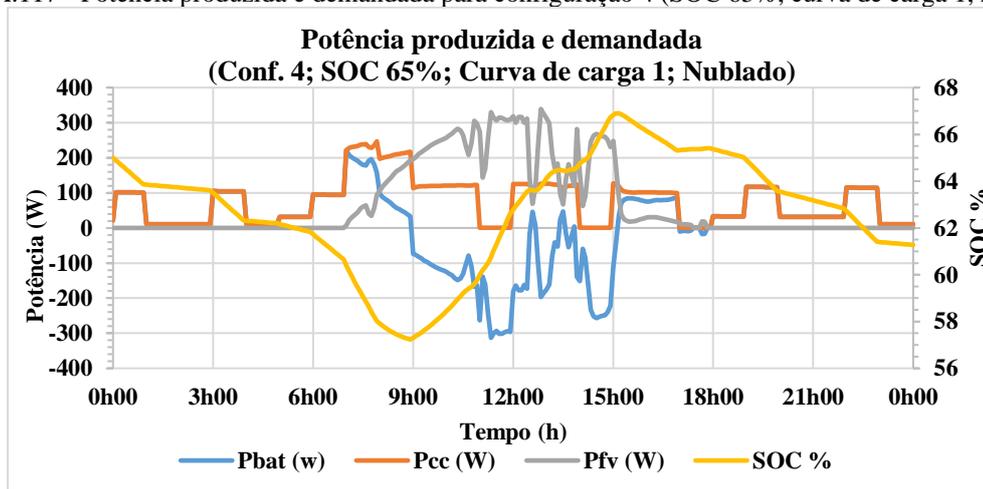
Fonte: Autor.

Figura A.116 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 1, nublado).



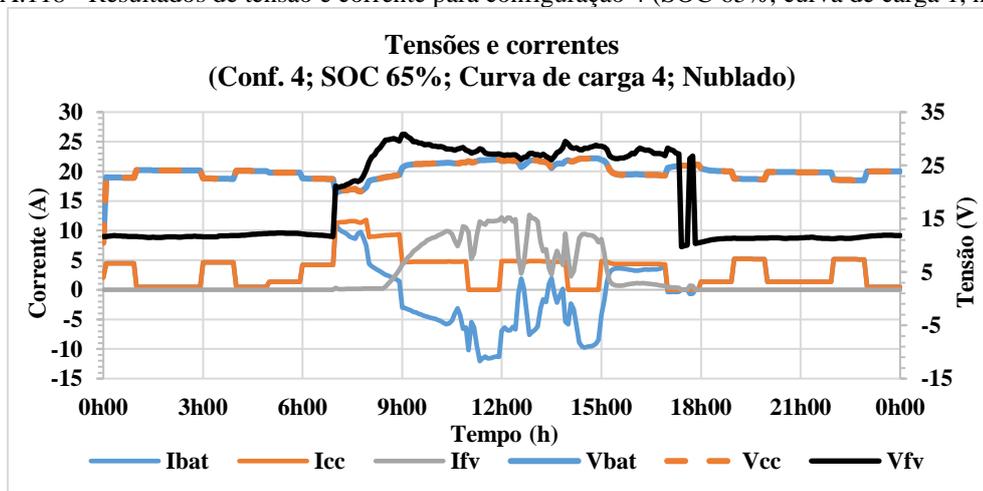
Fonte: Autor.

Figura A.117 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 1, nublado).



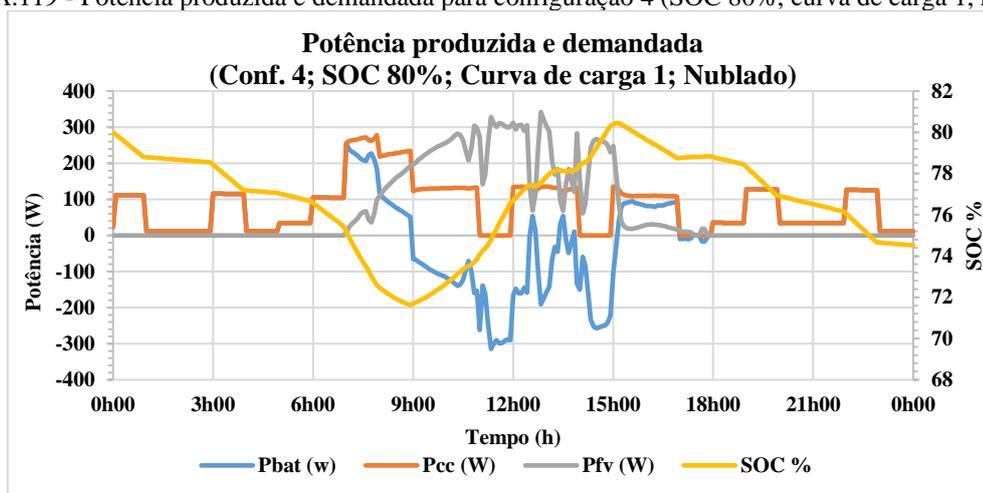
Fonte: Autor.

Figura A.118 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 1, nublado).



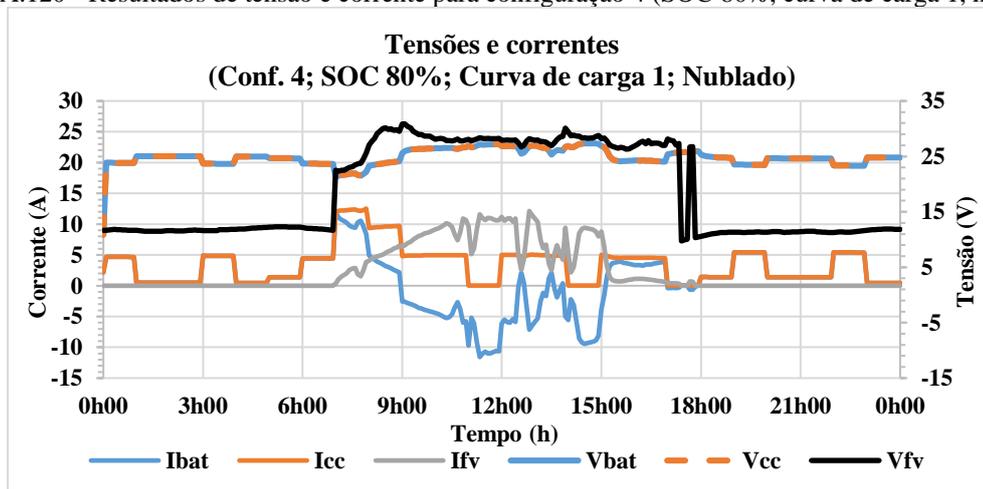
Fonte: Autor.

Figura A.119 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



Fonte: Autor.

Figura A.120 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 1, nublada).



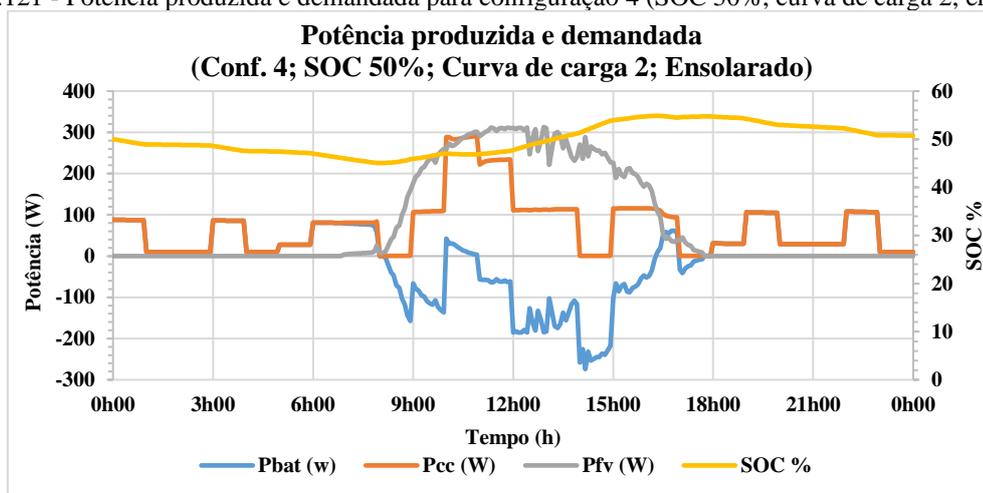
Fonte: Autor.

Tabela A.21 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 4, curva de carga 2, ensolarado (refere-se as tabelas A.121 a A.126).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,14	-0,10	-0,10
Energia consumida carga (kWh)	1,77	1,97	2,15
Energia fotovoltaica (kWh)	2,00	1,95	2,14
Alimentado diretamente pela geração (%)	40,5%	39,5%	39,1%

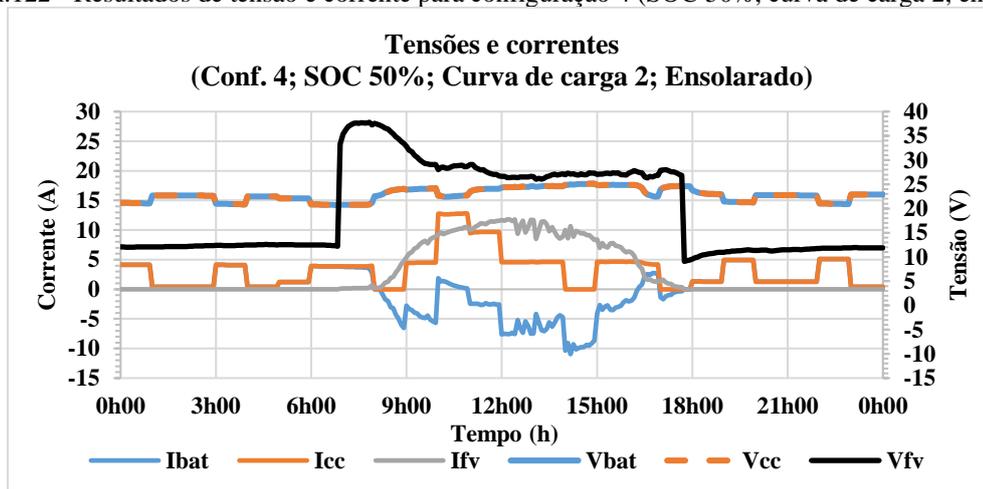
Fonte: Autor.

Figura A.121 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



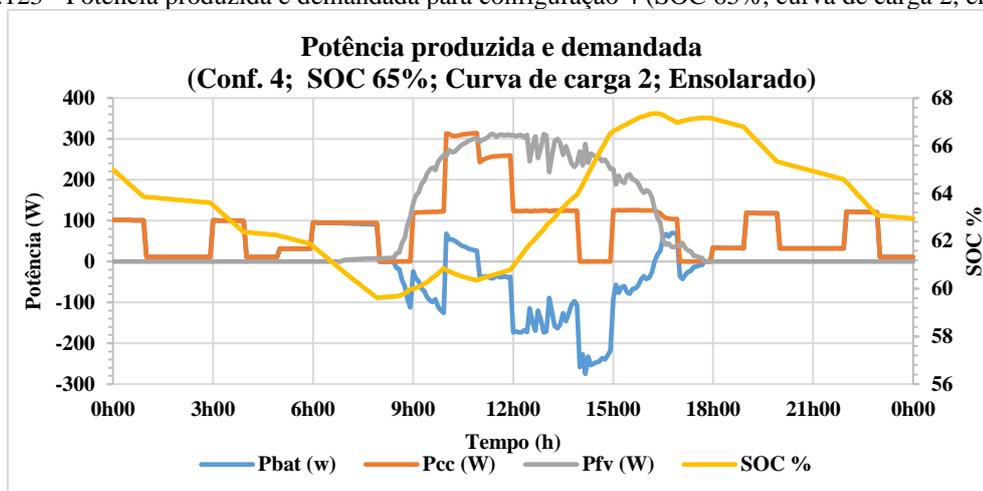
Fonte: Autor.

Figura A.122 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 2, ensolarada).



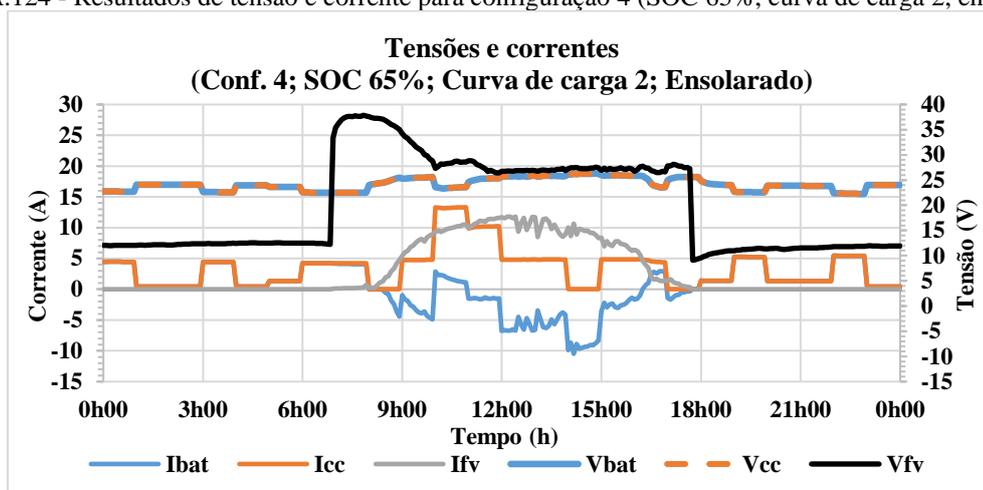
Fonte: Autor.

Figura A.123 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 2, ensolarada).



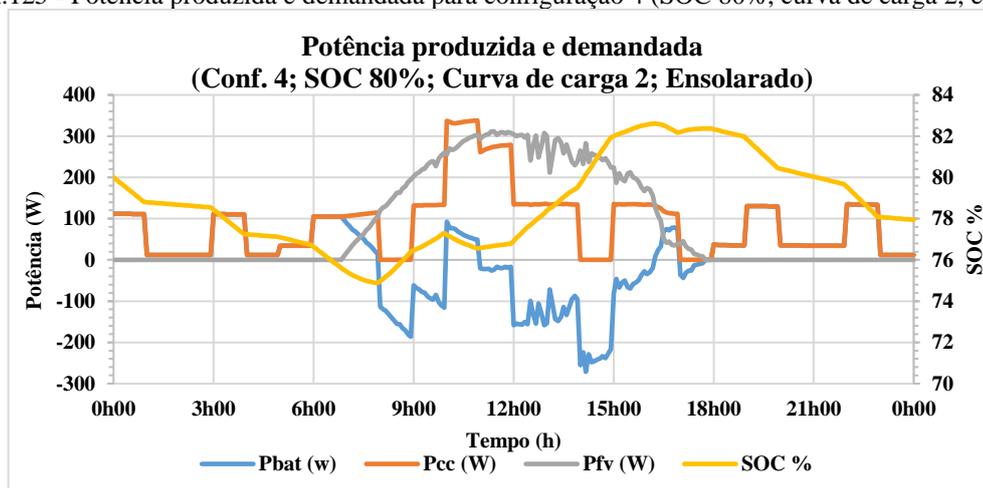
Fonte: Autor.

Figura A.124 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 2, ensolarada).



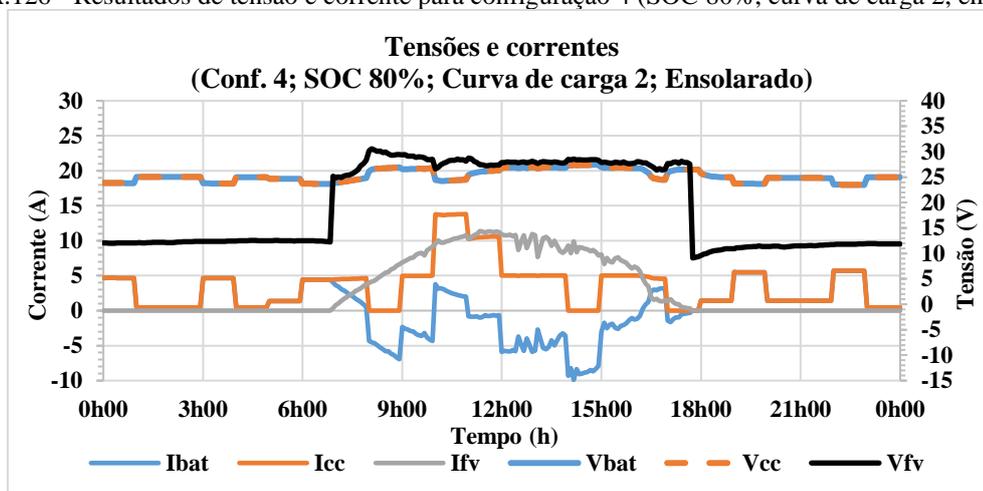
Fonte: Autor.

Figura A.125 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.126 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 2, ensolarada).



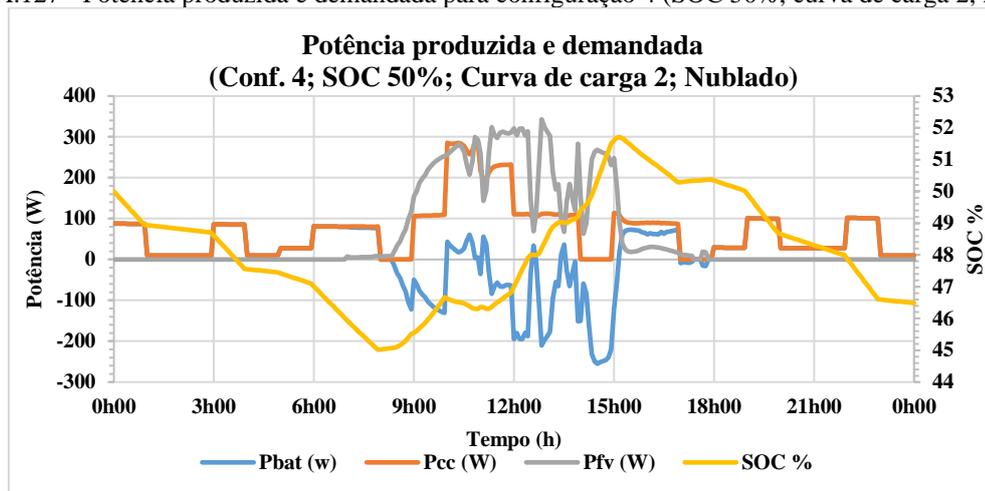
Fonte: Autor.

Tabela A.22 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 4, curva de carga 2, nublado (refere-se as tabelas A.127 a A.132).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	-0,22	-0,29	-0,44
Energia consumida carga (kWh)	1,69	1,65	2,09
Energia fotovoltaica (kWh)	1,55	1,72	1,72
Alimentado diretamente pela geração (%)	29,9%	33,2%	27,1%

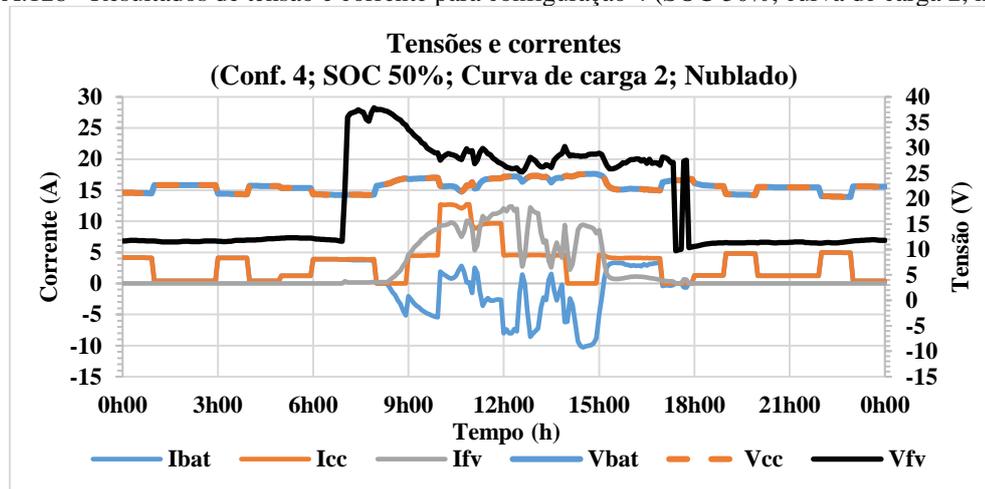
Fonte: Autor.

Figura A.127 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



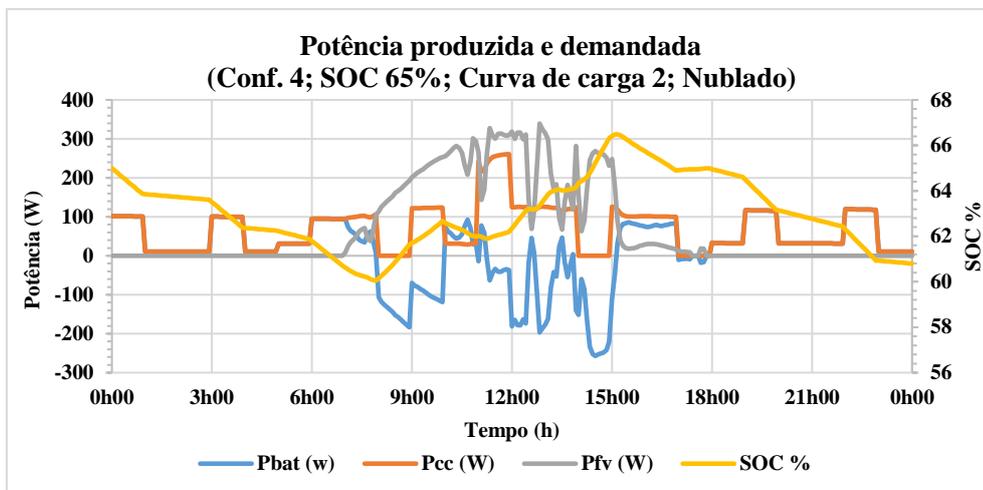
Fonte: Autor.

Figura A.128 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 2, nublada).



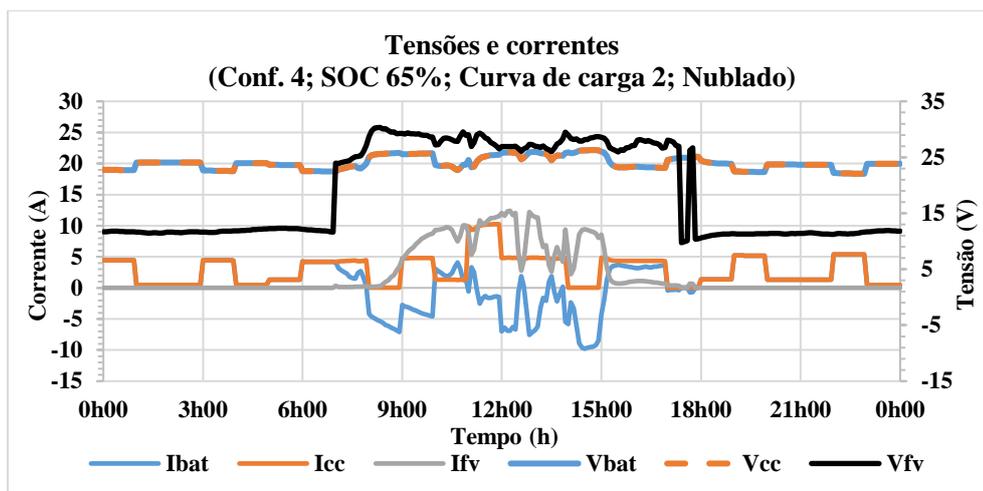
Fonte: Autor.

Figura A.129 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 2, nublada).



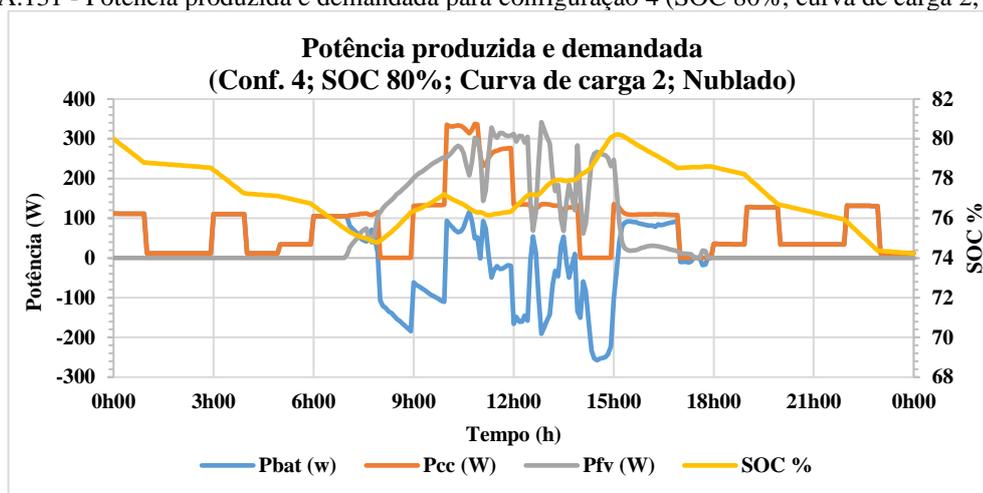
Fonte: Autor.

Figura A.130 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 2, nublada).



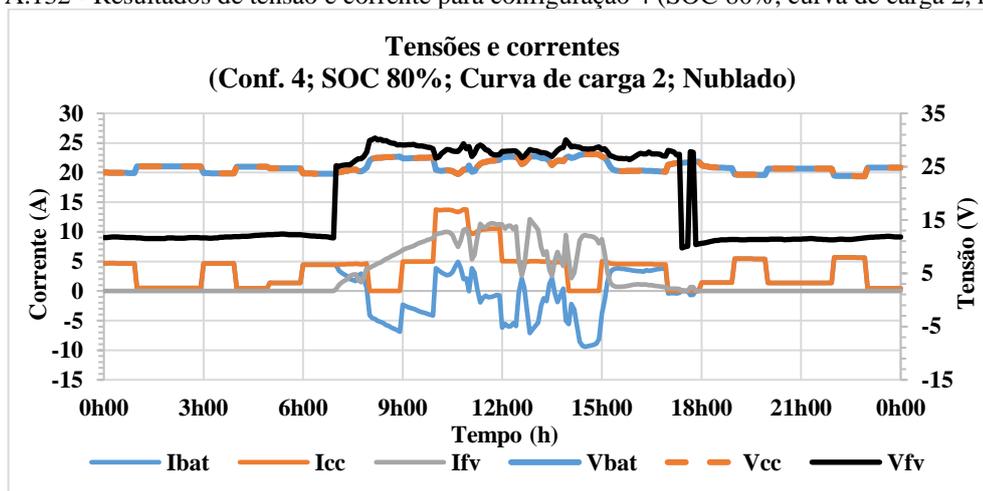
Fonte: Autor.

Figura A.131 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 2, nublada).



Fonte: Autor.

Figura A.132 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 2, nublada).



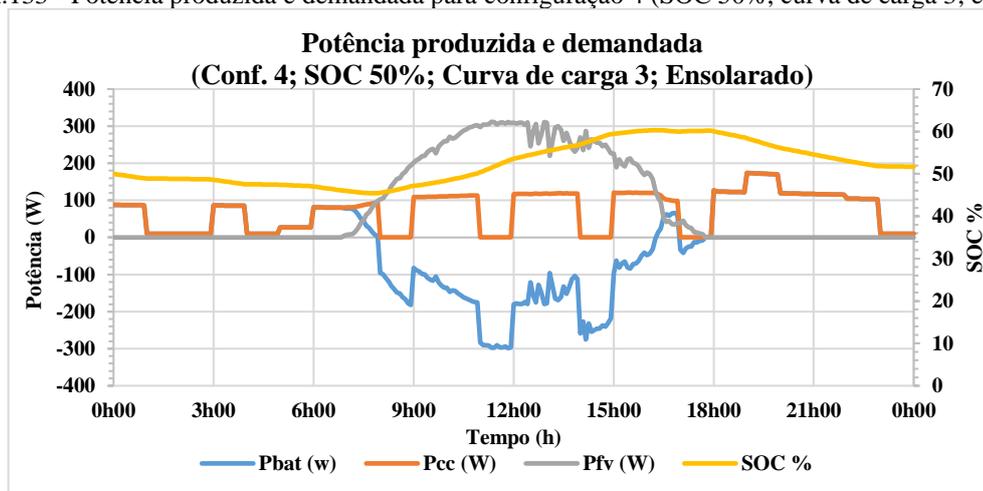
Fonte: Autor.

Tabela A.23 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 4, curva de carga 3, ensolarado (refere-se as tabelas A.123 a A.138).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	0,30	0,04	-0,21
Energia consumida carga (kWh)	1,73	1,92	2,08
Energia fotovoltaica (kWh)	2,13	2,05	1,94
Alimentado diretamente pela geração (%)	35,7%	34,5%	34%

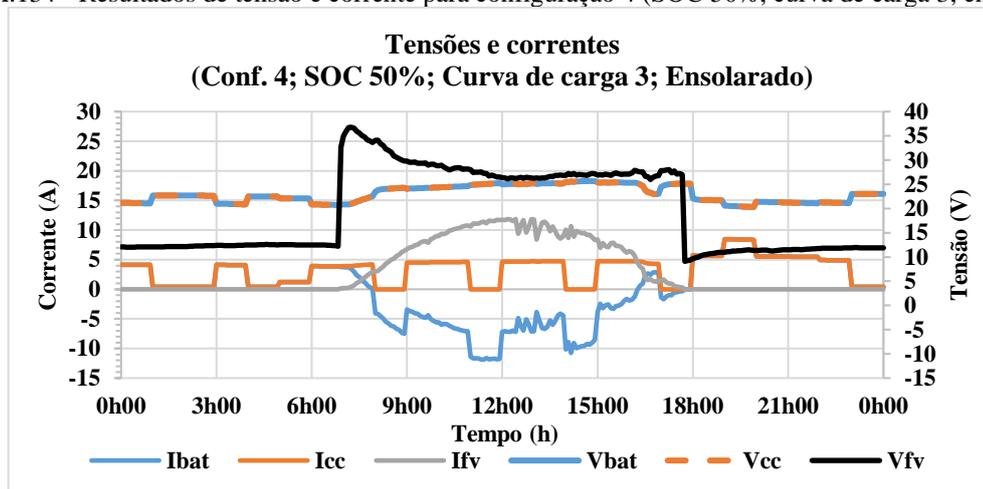
Fonte: Autor.

Figura A.133 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



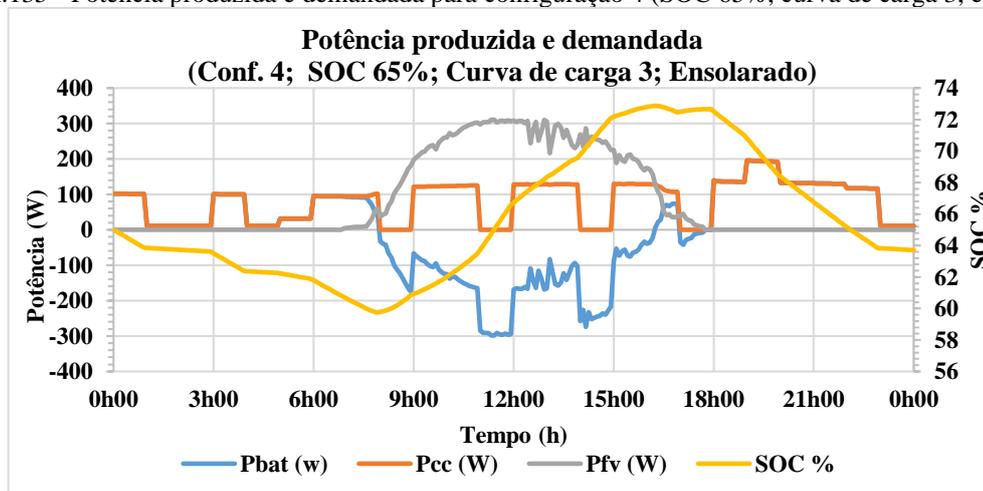
Fonte: Autor.

Figura A.134 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 3, ensolarada).



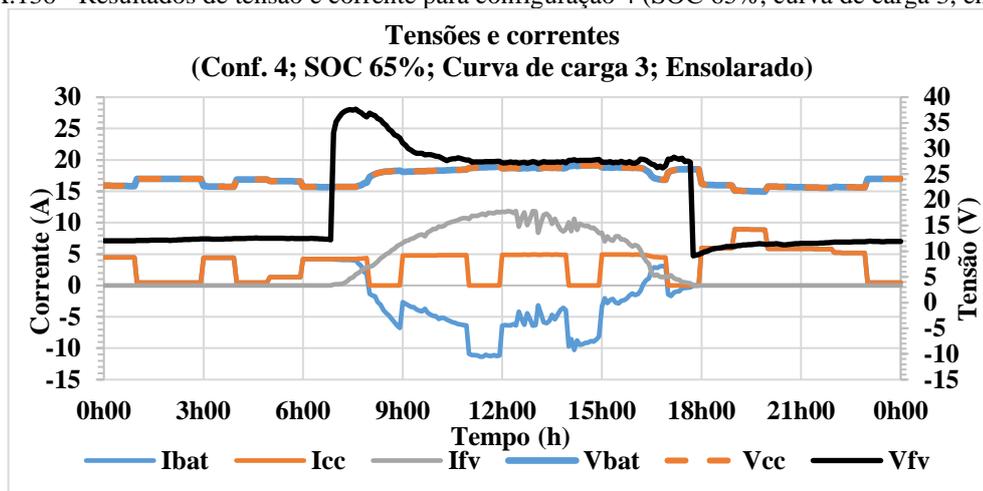
Fonte: Autor.

Figura A.135 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



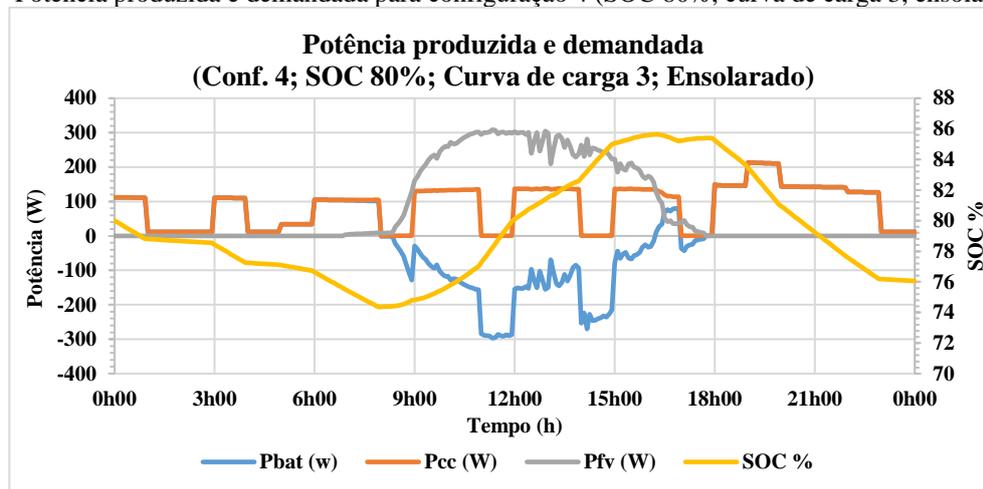
Fonte: Autor.

Figura A.136 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 3, ensolarada).



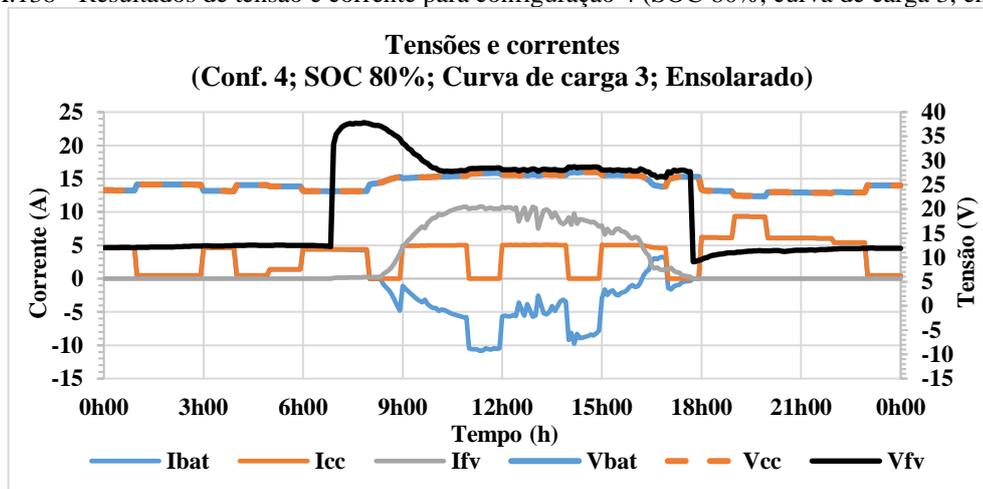
Fonte: Autor.

Figura A.137 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



Fonte: Autor.

Figura A.138 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 3, ensolarada).



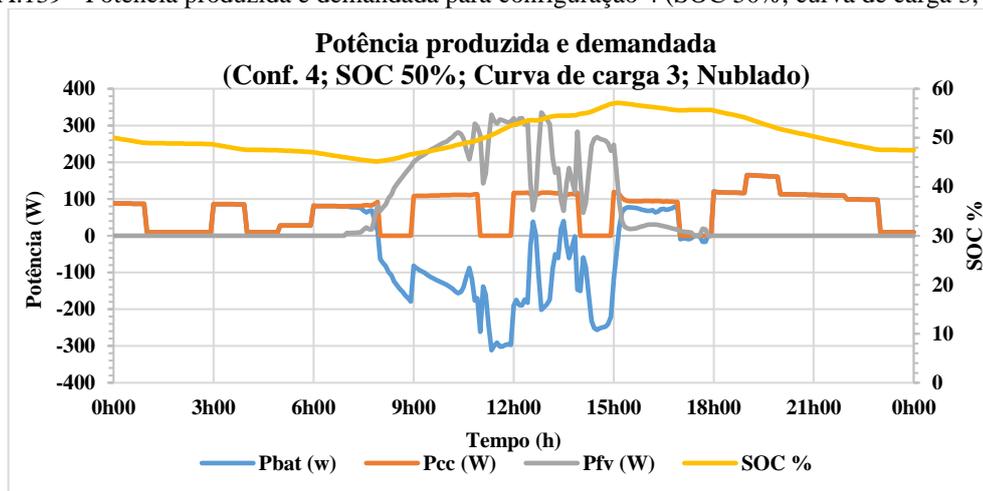
Fonte: Autor.

Tabela A.24 - Balanço energético e porcentagem de alimentação direta Configuração 4, curva de carga 3, ensolarado (refere-se as tabelas A.139 a A.144).

	SOC 50%	SOC 65%	SOC 80%
Energia armazenada baterias (kWh)	-0,06	-0,34	-0,59
Energia consumida carga (kWh)	1,65	1,85	2,02
Energia fotovoltaica (kWh)	1,67	1,58	1,49
Alimentado diretamente pela geração (%)	26,3%	25,1%	24,1%

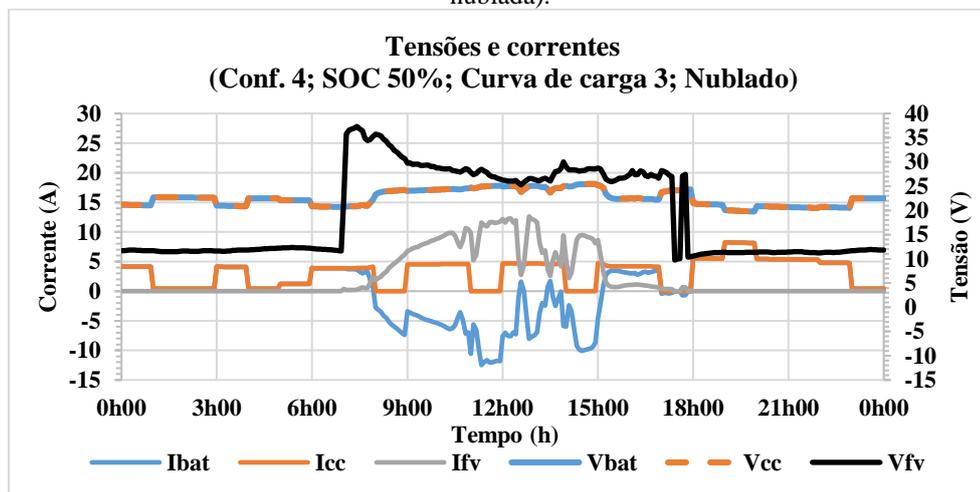
Fonte: Autor.

Figura A.139 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 50%, curva de carga 3, nublada).



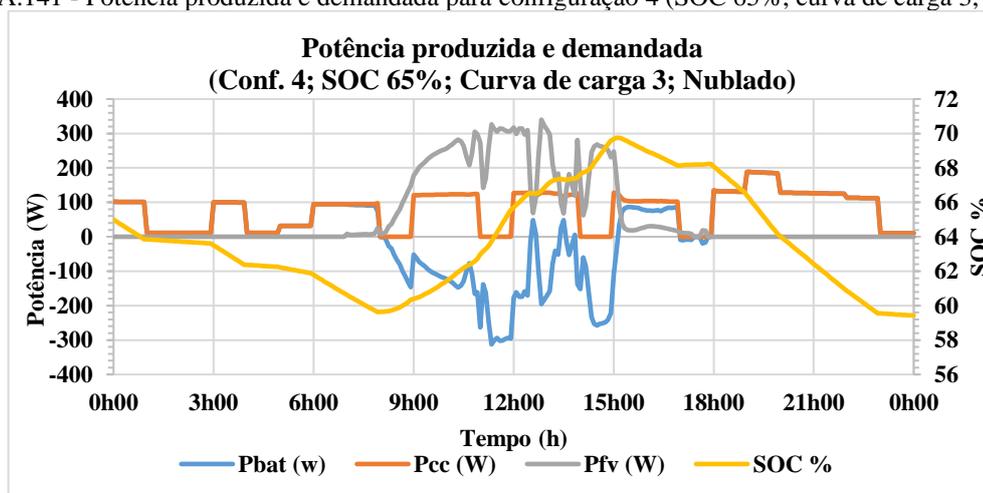
Fonte: Autor.

Figura A.140 - Resultados de energia produzida e consumida configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 3, nublada).



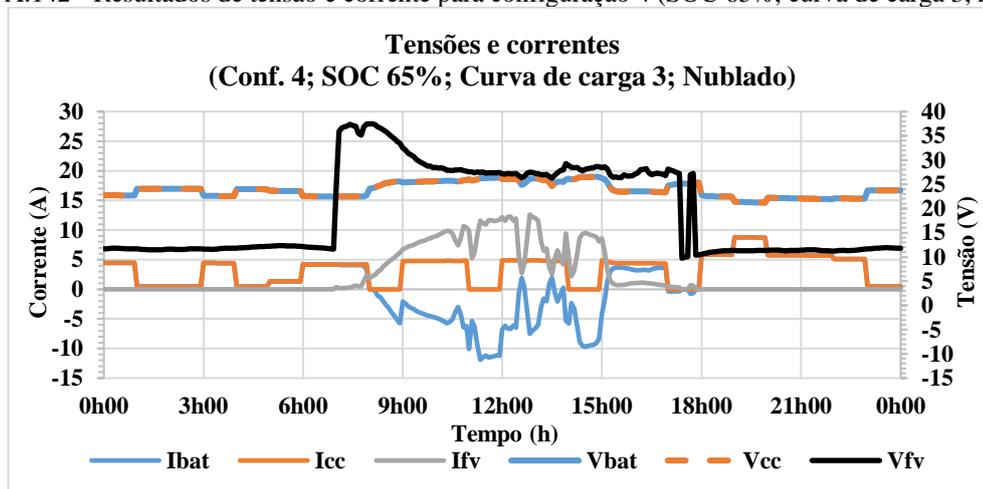
Fonte: Autor.

Figura A.141 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 3, nublada).



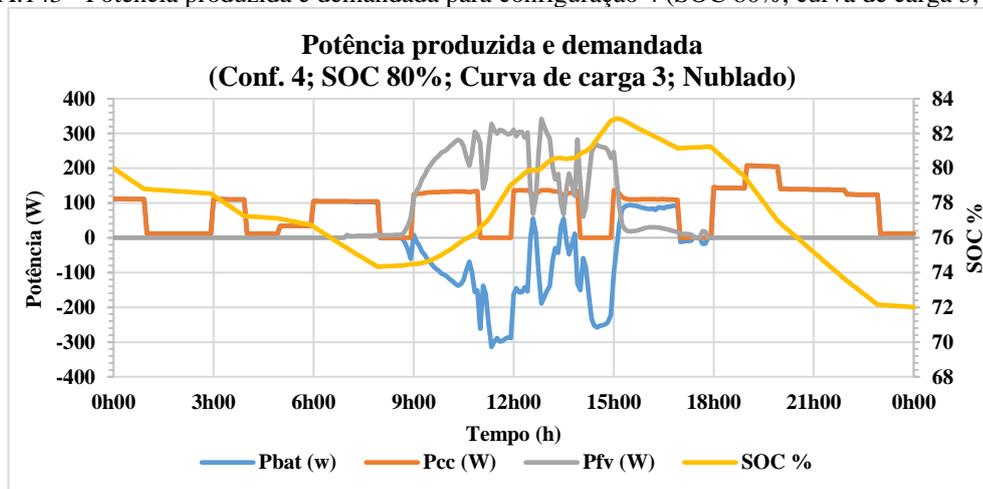
Fonte: Autor.

Figura A.142 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 65%, curva de carga 3, nublada).



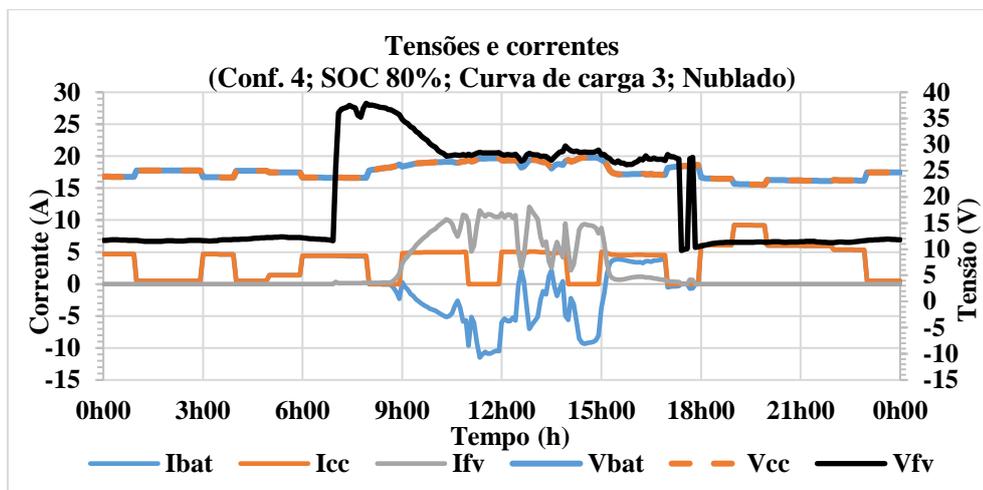
Fonte: Autor.

Figura A.143 - Potência produzida e demandada para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 3, nublada).



Fonte: Autor.

Figura A.144 - Resultados de tensão e corrente para configuração 4 (SOC 80%, curva de carga 3, nublada).



Fonte: Autor.