



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ALEXANDRE MOSQUETTI RAMALHO PINTO**

**PROJETO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL COM**  
**ARMAZENAMENTO EM BATERIAS**

**FORTALEZA**

**2024**

**ALEXANDRE MOSQUETTI RAMALHO PINTO**

**PROJETO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL COM  
ARMAZENAMENTO EM BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Amaral Câmara

FORTALEZA

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- P726p Pinto, Alexandre Mosquetti Ramalho.  
Projeto de um Sistema Solar Fotovoltaico Residencial com Armazenamento em Baterias / Alexandre Mosquetti Ramalho Pinto. – 2024.  
215 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2024.  
Orientação: Prof. Dr. Raphael Amaral Câmara.
1. Sistema solar fotovoltaico . 2. Armazenamento de energia. 3. Baterias íon-lítio. 4. Simulação. 5. PV Syst. I. Título.

CDD 621.3

---

**ALEXANDRE MOSQUETTI RAMALHO**

**PROJETO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL COM  
ARMAZENAMENTO EM BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: \_\_/\_\_/\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Raphael Amaral Câmara (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Ernande Eugênio Campêlo Morais  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Eletricista Gean Lucas Bezerra Lino  
Faculdade Nordeste (FANOR)



À minha família

À minha futura esposa

Aos meus amigos e  
colegas

## AGRADECIMENTOS

Com a melhor das intenções começo esse agradecimento com o intuito de não esquecer ninguém. Agradeço primeiramente à minha família, pois embora pequena, além de acreditar sempre em mim, sempre me apoiou nos momentos difíceis e me incentivaram a seguir o curso. Aos meus colegas de curso, por terem me ajudado a estudar para cadeiras difíceis, terem tido paciência para me explicarem matérias complexas, e por terem sido companheiros quando dependi deles. Aos professores e funcionários da universidade por terem sido atenciosos quando precisei, por terem tirado dúvidas quando perguntei e por terem sempre tentado passar sua sabedoria e conhecimento tão precioso que adquiriram durante todos estes anos, onde imagino que não seja fácil. Ao curso de engenharia elétrica, por ter botado pessoas incríveis no meu caminho, colegas que viraram amigos e amigos que viraram irmãos para a vida toda. À minha melhor amiga, Nathália Comberstais, que se não fosse por ela eu não estaria aqui, uma das pessoas que a universidade me deu de presente para que eu levasse para a vida, considerada por mim, irmã e conselheira, nunca parou de acreditar em mim e me empurrar para frente quando eu mesmo não estava disposto a andar, onde creio que, embora eu tente, nunca pagarei minha dívida com ela por tudo que já fez por mim. Por último porém não menos importante, à minha futura esposa e mãe dos meus filhos, Dalila Castro, que sempre esteve comigo durante esta reta final de curso, me apoiando e incentivando, lidando com minhas angústias e ansiedades, mas que nunca deixou de confiar em mim.

"Uma sociedade que separa seus estudiosos de seus guerreiros terá seus pensamentos feitos por covardes e suas guerras por tolos"

(Tucídides)

## RESUMO

Neste trabalho, foi realizado um estudo detalhado sobre o dimensionamento e simulação de um sistema fotovoltaico residencial com armazenamento em baterias de íon-lítio, instalado em Fortaleza, Ceará. O objetivo principal foi avaliar a viabilidade técnica e econômica de diferentes estratégias de despacho de energia, considerando o contexto do marco legal da geração distribuída no Brasil. Utilizando o *software* PV Syst, foram simulados três cenários de despacho: autoconsumo, redução de pico e ilhamento de rede fraca. A modelagem tridimensional da instalação, permitiu uma análise precisa do desempenho do sistema em diferentes condições. Os resultados das simulações demonstraram que cada estratégia apresenta características e aplicações específicas, sendo fundamental um dimensionamento preciso do sistema de armazenamento para otimizar a utilização da energia armazenada e minimizar a dependência da rede elétrica. A estratégia de autoconsumo prioriza o consumo imediato da energia solar gerada, enquanto a redução de pico visa diminuir a demanda de energia nos horários de pico, reduzindo os custos com energia. O ilhamento de rede fraca, por sua vez, permite ao sistema operar de forma autônoma em caso de interrupções na rede elétrica. A análise comparativa das estratégias revelou que a escolha da melhor opção depende de diversos fatores, como o custo da energia elétrica, de taxas como o Fio B, dos preços dos componentes, da capacidade de armazenamento e o perfil de consumo do usuário. A combinação de diferentes estratégias pode ser uma solução eficaz para otimizar o desempenho do sistema e maximizar os benefícios da geração distribuída. O marco legal da geração distribuída, criado em 2022, implementado em 2023, tornou a busca por meios de amenizar a energia gerada injetada na rede, atrativa para os consumidores, incentivando a busca por soluções que reduzam a injeção excessiva de energia na rede elétrica e promovam o autoconsumo. Neste contexto, o presente estudo contribui para o avanço do conhecimento sobre o dimensionamento e a operação de sistemas fotovoltaicos residenciais com armazenamento, fornecendo subsídios para a tomada de decisão por parte de consumidores e instaladores.

**Palavras-chave:** Sistema solar fotovoltaico – Armazenamento de energia – Baterias íon-lítio – Simulação – PV Syst

## ABSTRACT

In this work, a detailed study was conducted on the design and simulation of a residential photovoltaic system with lithium-ion battery storage, installed in Fortaleza, Ceará. The main objective was to evaluate the technical and economic feasibility of different energy dispatch strategies, considering the context of the legal framework for distributed generation in Brazil. Using the PV Syst software, three dispatch scenarios were simulated: self-consumption, peak shaving, and weak grid islanding. The three-dimensional modeling of the installation, allowed for an accurate analysis of the system's performance under different conditions. The simulation results demonstrated that each strategy presents specific characteristics and applications, making it essential to accurately size the storage system to optimize the use of stored energy and minimize dependence on the electrical grid. The self-consumption strategy prioritizes the immediate consumption of the generated solar energy, while peak shaving aims to reduce energy demand during peak hours, lowering energy costs. Weak grid islanding, in turn, allows the system to operate autonomously in case of grid outages. The comparative analysis of the strategies revealed that the choice of the best option depends on several factors, such as the cost of electricity, fees like Fio B, component prices, storage capacity, and the user's consumption profile. The combination of different strategies can be an effective solution to optimize system performance and maximize the benefits of distributed generation. The legal framework for distributed generation, created in 2022 and implemented in 2023, made the search for ways to mitigate the energy generated and injected into the grid attractive to consumers, encouraging the pursuit of solutions that reduce excessive energy injection into the grid and promote self-consumption. In this context, the present study contributes to the advancement of knowledge on the sizing and operation of residential photovoltaic systems with storage, providing support for decision-making by consumers and installers.

**Keywords:** Solar PV system - Energy storage – Lithium-ion batteries – Simulation – PV Syst

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Geração de energia elétrica (TWh) .....	19
Figura 2 – Capacidade de geração de energia elétrica (GW) .....	19
Figura 3 – Histórico e previsão dos preços de baterias íon-lítio (em dólares por quilowatt hora - \$/kWh) .....	22
Figura 4 – Participação na formação da tarifa por função de custo de 2010 até 2024 .....	23
Figura 5 – Classificação das tecnologias de armazenamento energético .....	28
Figura 6 – Representação conceitual e esquemática de um sistema de geração e armazenamento de energia elétrica (AEE) com base em fontes renováveis .....	28
Figura 7 – Geração calculada mensal do sistema de 10,8kWp. ....	30
Figura 8 – Resultados da avaliação de equipamentos e investimento relativo na planta conceitual de geração com diferentes tecnologias de armazenamento .....	35
Figura 9 – Balanço custo benefício dos sistemas com redução de pico .....	38
Figura 10 – Balanço custo benefício dos sistemas com autoconsumo .....	38
Figura 11 – Comparação entre as famílias de bateria de Li-Íon.....	41
Figura 12 – Conta de energia da UC .....	50
Figura 13 – Tela inicial do programa .....	58
Figura 14 – Tela principal do programa .....	59
Figura 15 – Tela para escolha da localidade.....	60
Figura 16 – Tela de confirmação da localidade e escolha da base de dados meteorológicos ..	60
Figura 17 – Tela de visualização dos dados meteorológicos importados.....	61
Figura 18 – Tela de principal após definir a localidade e salvar o projeto.....	62
Figura 19 – Tela de definição do sistema após escolha dos componentes .....	63
Figura 20 – Perdas térmicas utilizadas na simulação .....	64
Figura 21 – Perdas ôhmicas utilizadas na simulação .....	65
Figura 22 – Perdas por qualidade do módulo utilizadas na simulação.....	65
Figura 23 – Perdas por sujidade no módulo utilizadas na simulação .....	66
Figura 24 – Perdas por incidência de arranjo utilizadas na simulação .....	66
Figura 25 – Perdas auxiliares utilizadas na simulação .....	67
Figura 26 – Perdas por envelhecimento utilizadas na simulação .....	67
Figura 27 – Perdas por indisponibilidade do sistema utilizadas na simulação.....	68

Figura 28 – Perdas por correção espectral utilizadas na simulação .....	68
Figura 29 – Tela de definição do perfil de ATC.....	70
Figura 30 – Curva de carga para a região Nordeste .....	71
Figura 31 – Tela de preenchimento do perfil de ATC diário .....	71
Figura 32 – Gráfico do perfil de ATC .....	72
Figura 33 – Tela de seleção de estratégia do armazenamento.....	73
Figura 34 – Tela de seleção do BBAT .....	73
Figura 35 – Tela de definição de parâmetros de carga e descarga da bateria.....	74
Figura 36 – Tela de definição de parâmetros para o sombreamento .....	75
Figura 37 – Visualização aérea geral do arquivo importado e do sistema modelado em 3D no SketchUp (Norte para cima).....	77
Figura 38 – Sombras projetadas no telhado da UC às 07:00 do dia 01/30.....	77
Figura 39 – Vista isométrica traseira do sistema modelado em 3D no SketchUp.....	78
Figura 40 – Vista isométrica frontal do sistema modelado em 3D no SketchUp.....	78
Figura 41 – Ambiente de construção de cena do PV Syst.....	80
Figura 42 – Tela de validação da importação e escolha da textura dos módulos FV.....	80
Figura 43 – Ambiente de construção de cena do PV Syst.....	81
Figura 44 – Ambiente de construção de cena no PV Syst com ênfase na residência e módulos FV reconhecidos pelo PV Syst.....	81
Figura 45 – Parâmetros de inclinação do módulo e azimute atualizados.....	82
Figura 46 – Tela de definição do modo de cálculo utilizado na simulação de sombreamento	84
Figura 47 – Tabela do fator de sombreamento calculada para simulação 01 ATC.....	84
Figura 48 – Tela principal do PV Syst após definição da cena 3D .....	85
Figura 49 – Tela definição do <i>layout</i> dos módulos por <i>string</i> .....	86
Figura 50 – Tela de definição do <i>layout</i> após módulos estarem definidos.....	86
Figura 51 – Tela de definição de <i>layout</i> após definição dos módulos na <i>string</i> .....	87
Figura 52 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria, energia injetada na rede e energia consumida da rede da simulação de ATC .....	88
Figura 53 – Principais resultados do relatório de ATC .....	89
Figura 54 – Diagrama de perdas do relatório de ATC .....	90
Figura 55 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação de ATC .....	91

Figura 56 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação de ATC .....	91
Figura 57 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração baixa (21/08), simulação de ATC .....	92
Figura 58 – <i>Payback</i> do SSFV com BBAT na estratégia ATC.....	98
Figura 59 – Definindo a estratégia RDP.....	100
Figura 60 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 01 de RDP.....	101
Figura 61 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria.....	102
Figura 62 – Diagrama de perdas do relatório 01 de RDP.....	103
Figura 63 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 01 de RDP .....	104
Figura 64 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 01 de RDP .....	104
Figura 65 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 01 de RDP .....	105
Figura 66 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 01 de RDP.....	106
Figura 67 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 01 de RDP.....	107
Figura 68 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 01 de RDP .....	107
Figura 69 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 01 de RDP .....	108
Figura 70 – <i>Payback</i> do SSFV com BBAT na estratégia RDP 01 .....	110
Figura 71 – Atualização da modelagem 3D para 8 módulos FV no PV Syst.....	113
Figura 72 – Tabela do fator de sombreamento calculada para simulação 02 de RDP .....	113
Figura 73 – Atualização do <i>layout</i> dos módulos para 8 unidades na <i>string</i> .....	114
Figura 74 – Atualização capacidade do BBAT .....	114
Figura 75 – Atualizando valor da potência máxima de carregamento das baterias .....	115
Figura 76 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 02 de RDP.....	116



Figura 77 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria, simulação 02 de RDP .....	117
Figura 78 – Diagrama de perdas do relatório 02 de RDP.....	118
Figura 79 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 02 de RDP .....	119
Figura 80 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 02 de RDP .....	119
Figura 81 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 02 de RDP .....	120
Figura 82 – Gráfico mensal ajustado de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 02 de RDP.....	121
Figura 83 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 02 de RDP.....	122
Figura 84 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 02 de RDP .....	123
Figura 85 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 02 de RDP .....	123
Figura 86 – <i>Payback</i> do SSFV com BBAT na estratégia RDP 02.....	125
Figura 87 – Definindo a estratégia de IRF .....	126
Figura 88 – Definindo a indisponibilidade do sistema.....	127
Figura 89 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação de IRF.....	128
Figura 90 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria, simulação de IRF.....	129
Figura 91 – Diagrama de perdas do relatório de IRF .....	130
Figura 92 – Visualização da indisponibilidade definida da rede.....	131
Figura 93 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 07/05, simulação de IRF.....	132
Figura 94 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 24/07, simulação de IRF .....	132
Figura 95 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 26/09, simulação de IRF .....	133
Figura 96 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 30/09, simulação de IRF .....	133

Figura 97 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 15/10, simulação de IRF .....	134
Figura 98 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 02/11, simulação de IRF .....	134
Figura 99 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 03/12, simulação de IRF .....	135
Figura 100 – <i>Payback</i> do SSFV com BBAT na estratégia IRF.....	137
Figura 101 – Gráfico mensal de consumo, geração do inversor, e energia injetada na rede da simulação do SSFV sem AEE.....	138
Figura 102 – Gráfico mensal de consumo, geração do inversor, e energia injetada na rede da simulação do SSFV sem AEE.....	139
Figura 103 – Diagrama de perdas do relatório de SSFV sem AEE.....	140
Figura 104 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação de SSFV sem AEE.....	141
Figura 105 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação de SSFV sem AEE .....	141
Figura 106 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração baixa (21/08), simulação de SSFV sem AEE .....	142
Figura 107 – <i>Payback</i> do SSFV sem AEE .....	144
Figura 108 – Gráfico do cálculo simplificado do <i>payback</i> dos sistemas.....	146

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultados das simulações (em todas: demandado anual = 3506,5 kWh) .....	29
Tabela 2 – Resultados das simulações contendo os valores econômicos de cada modelo de sistema .....	31
Tabela 3 – Comparação entre a geração FV e o consumo do ônibus elétrico.....	32
Tabela 4 – Dados utilizados .....	33
Tabela 5 – Valores de CAEE e CAEG .....	33
Tabela 6 - Participação das tecnologias de AEE em escala mundial .....	34
Tabela 7 – Diferentes climas utilizados nas simulações.....	37
Tabela 8 – Capacidades estimadas do sistema SFV e baterias.....	37
Tabela 9 – Premissas para o balanço financeiro dos exemplos de redução de pico.....	37
Tabela 10 – Dados elétricos do módulo fotovoltaico .....	51
Tabela 11 – Dados elétricos do módulo fotovoltaico (continua).....	53
Tabela 12 – Dados elétricos da bateria (continua) .....	55
Tabela 13 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de ATC.....	96
Tabela 14 – Reajustes na tarifa de energia ENEL Ceará (continua) .....	96
Tabela 15 – Custo anual acumulado da UC sem SSFV .....	97
Tabela 16 – Custo anual acumulado da UC com SSFV e BBAT na estratégia ATC (continua) .....	97
Tabela 17 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de RDP 01 .....	109
Tabela 18 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de RDP 02.....	124
Tabela 19 – Custo anual acumulado da UC com SSFV e BBAT na estratégia RDP 02.....	124
Tabela 20 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de IRF (continua).....	136
Tabela 21 – Custos do Fio B para o SSFV sem AEE, de 2024 até 2028 .....	143
Tabela 22 – Custo total do SSFV sem AEE .....	143
Tabela 23 – Custo anual acumulado da UC com SSFV sem AEE (continua) .....	143
Tabela 24 – Custo inicial de investimento dos sistemas .....	145

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	18
<b>2</b>	<b>ESTADO DA ARTE: ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA POR SISTEMAS FV</b> .....	27
2.1	Baterias estacionárias de chumbo-ácido .....	29
2.1.1	Baterias íon-lítio conectadas a um sistema FV .....	29
2.1.2	Baterias chumbo-ácido em sistema híbrido eólico-solar .....	30
2.2	Baterias Íon-lítio .....	31
2.2.1	Banco de Baterias Íon-lítio em um sistema de microgeração SFV .....	32
2.3	Tecnologias de AEE no mundo .....	34
2.3.1	Baterias Íon-lítio .....	35
2.3.2	Simulação de SFV ligados à rede com AEE .....	36
2.3.3	Alocação de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de distribuição com energia renovável intermitente .....	39
<b>3</b>	<b>REVISÃO DE LITERATURA PARA BATERIAS ÍON-LÍTIO</b> .....	41
<b>4</b>	<b>PV SYST</b> .....	44
4.1	Modelos físicos utilizados no PV Syst .....	45
4.1.1	Definição de tempo e geometria solar .....	45
4.1.2	Modelos meteorológicos: dados de irradiância e síntese climática .....	45
4.1.3	Modelo de módulo fotovoltaico e inversor conectado à rede .....	45
4.1.4	Modelagem de baterias no PV Syst: íon-lítio, correções de capacidade, envelhecimento e eficiência .....	46
4.1.4.1	Modelo de baterias de íon-lítio .....	46
4.1.4.2	Correções de capacidade: taxa de descarga e temperatura .....	46
4.1.4.3	Envelhecimento das baterias .....	46
4.1.4.4	Eficiência da bateria .....	47

4.1.5	Dimensionamento das baterias em sistemas fotovoltaicos.....	47
4.1.5.1	Gerenciamento de carga e algoritmo de controle .....	47
4.1.6	Cenários de operação.....	49
4.1.7	Fatores influentes nos resultados da simulação .....	49
<b>5</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>50</b>
5.1	Dimensionamento e Escolha do Sistema Baseado na Conta de Energia.....	50
5.2	Dimensionamento e Escolha das Baterias .....	54
5.3	Processo de Simulação .....	58
5.3.1	Criando um novo projeto .....	58
5.3.2	Definindo a localidade e importação dos dados meteorológicos .....	59
5.3.3	Definindo o sistema .....	62
5.3.4	Definindo as perdas .....	63
5.3.5	Definindo o perfil de carga .....	69
5.3.6	Definindo BBAT e estratégia de armazenamento .....	72
5.3.7	Modelagem 3D e Sombreamento .....	74
5.3.7.1	Modelagem no SketchUp .....	75
5.3.7.2	Importando o modelo 3D no PV Syst.....	79
5.3.7.3	Definindo o <i>layout</i> dos módulos.....	85
5.3.8	Resultados da simulação da estratégia de ATC.....	87
5.3.9	Resultados da simulação 01 da estratégia de RDP .....	99
5.3.10	Resultados da simulação 02 da estratégia de RDP .....	110
5.3.11	Resultados da simulação da estratégia de IRF.....	126
5.3.12	Resultados da simulação do SSFV sem AEE.....	138
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>145</b>
6.1	Recomendações para trabalhos futuros .....	147
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>148</b>
	<b>ANEXO A: DATASHEET INVERSOR GOODWE GW3648D-ES (14A) ..</b>	<b>156</b>

<b>ANEXO B: DATASHEET MÓDULO DAH SOLAR DHM-72X10 545W..</b>	<b>158</b>
<b>ANEXO C: DATASHEET BANCO DE BATERIAS BYD B-BOX PRO 7.5</b> .....	<b>160</b>
<b>ANEXO D: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO ATC .....</b>	<b>162</b>
<b>ANEXO E: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO 01 RDP .....</b>	<b>173</b>
<b>ANEXO F: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO 02 RDP .....</b>	<b>182</b>
<b>ANEXO G: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO IRF .....</b>	<b>192</b>
<b>ANEXO H: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO SEM AEE.....</b>	<b>205</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica (EE) ao redor do mundo apenas cresce, e com ela a preocupação com o meio ambiente e a busca por novas tecnologias para melhorar o uso e a eficiência das fontes de energias renováveis disponíveis no planeta. Um dos focos dessas novas tecnologias é o de solucionar um problema comum a algumas dessas fontes de energias renováveis, como solar e eólica: a forte dependência de fatores climáticos, ou seja, da natureza.

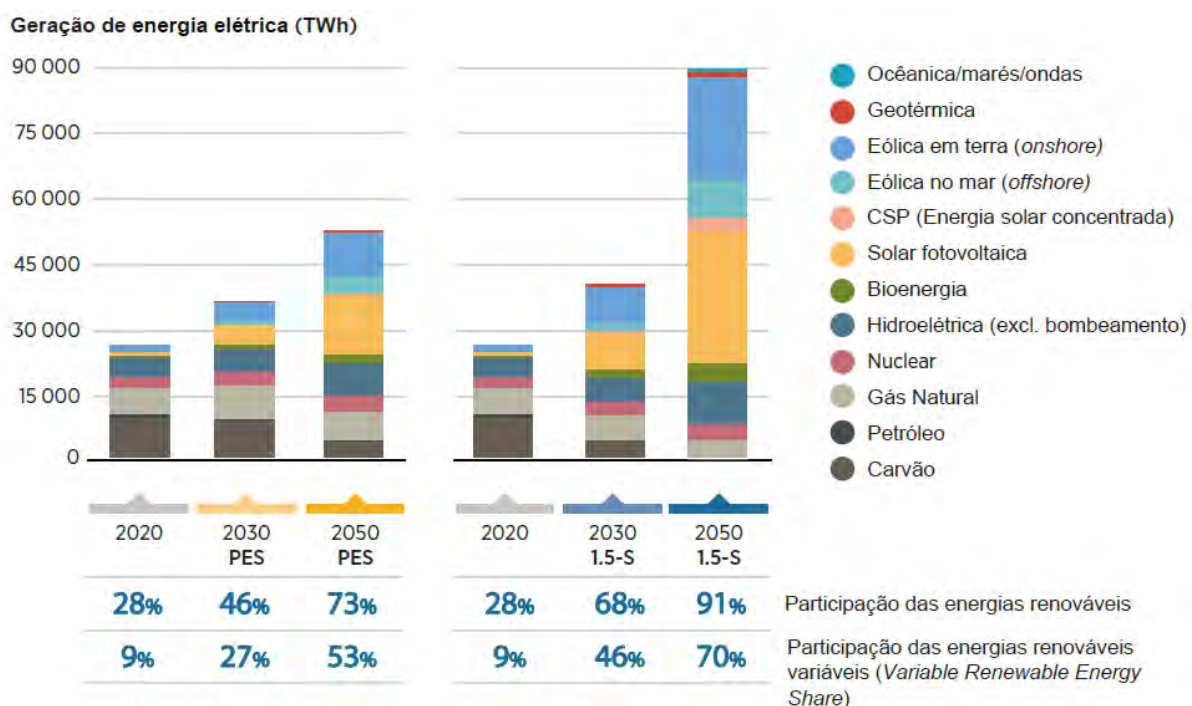
O aumento do consumo global de EE tem sido significativo nas últimas décadas, impulsionado principalmente pelo crescimento populacional, pela urbanização e pelo aumento da demanda industrial e tecnológica. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o consumo global de eletricidade aumentou cerca de 3% ao ano nas últimas décadas, com a demanda de eletricidade devendo crescer cerca de 2,1% ao ano até 2040, em grande parte impulsionada por países em desenvolvimento. Esse aumento ocorre principalmente em função do crescimento do setor de tecnologia da informação, automação industrial e, mais recentemente, a eletrificação do transporte (IEA, 2020).

Esse crescimento do consumo de EE também está associado ao aumento de fontes renováveis no *mix* energético global. A IEA afirma que a capacidade instalada de energias renováveis cresceu 7% em 2020, com 80% da nova geração de energia elétrica sendo derivada de fontes renováveis, impulsionada pela queda nos custos de tecnologias como energia solar e eólica (IEA, 2020). Em resumo, enquanto a demanda por eletricidade continua a crescer, o futuro da eletricidade está se movendo rapidamente em direção a uma matriz mais sustentável e diversificada.

Os impactos socioambientais de algumas fontes renováveis como a hídrica e a biomassa, seja pela emissão de gases, produção de resíduos, inundações de áreas e outros, tornam geração fotovoltaica (FV) e a eólica as melhores alternativas para uma energia limpa e renovável de verdade.

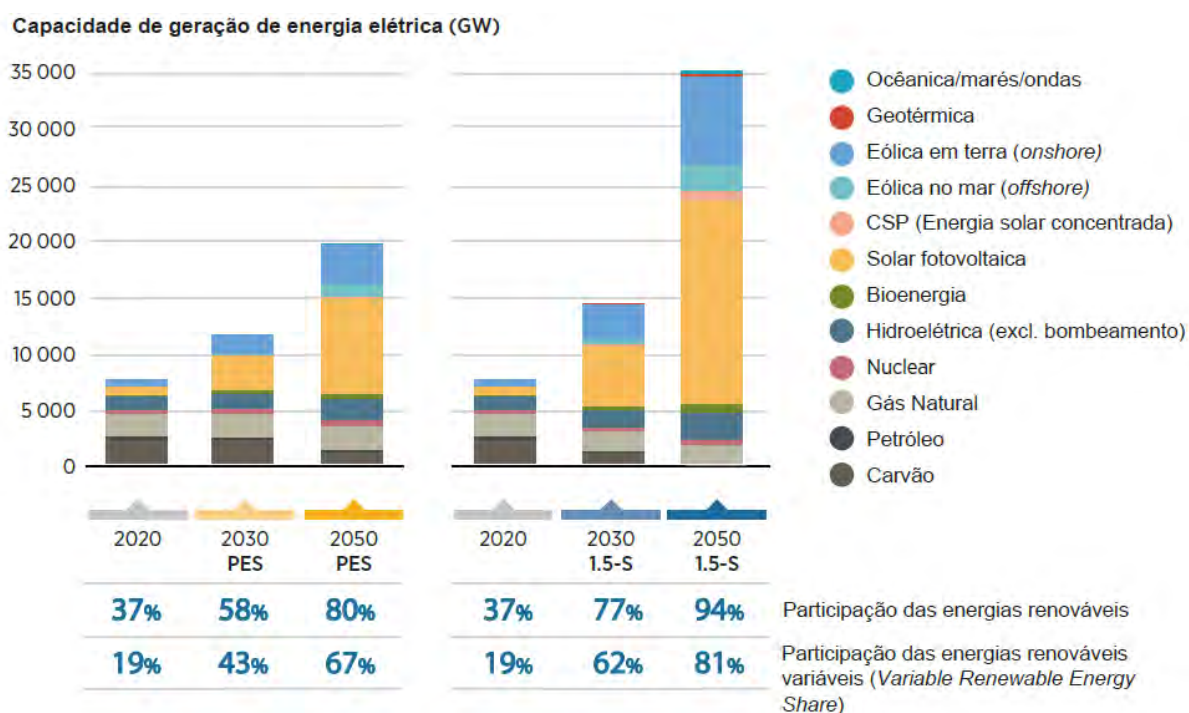
É reforçado em IRENA (2023), para atender à crescente demanda e ao mesmo tempo reduzir as emissões de gases de efeito estufa, as energias renováveis deverão desempenhar um papel central na composição energética global. Segundo o *World Energy Transitions Outlook* (2023), para limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C, será necessário aumentar a capacidade de geração de energia renovável para 1.066 GW por ano até 2050, um salto significativo em relação aos 295 GW instalados anualmente em 2020 (IRENA, 2023). Gráficos como apresentados nas Figuras 1 e 2 ilustram a mudança necessária no consumo e nas emissões de carbono.

Figura 1 – Geração de energia elétrica (TWh)



Fonte: IRENA, 2023.

Figura 2 – Capacidade de geração de energia elétrica (GW)



Fonte: IRENA, 2023.

No cenário planejado, PES (*Planned Energy Scenario*), a capacidade de renováveis crescerá para 6.773 GW até 2030 e 15.835 GW até 2050, com a participação das renováveis subindo de 28% em 2020 para mais de 70% em 2050. No entanto, esse cenário não é suficiente para limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C (IRENA, 2023).



Porém, como ambas essas tecnologias, solar e eólica, estão sujeitas a periodicidade de suas respectivas fontes de energia, no caso da solar FV (SFV), a radiação do sol disponível naquele momento do dia, há a necessidade de sistemas capazes de armazenar essa energia gerada para a utilização em períodos onde não haja produção de EE pela fonte. A criação desses sistemas viáveis economicamente e acessíveis, assim como sua difusão é indispensável para que possa haver a transição do uso de EE de fontes não-renováveis como a nuclear e de algumas termelétricas como as que utilizam carvão, para o uso de fontes renováveis no futuro, principalmente a SFV e a eólica.

Além da questão ambiental, sistemas baseados nestas fontes, sejam residenciais, ou comerciais, pequenas ou grandes usinas, dotados da capacidade de armazenar essa energia gerada durante seus períodos ativos podendo assim tornarem-se sistemas intermitentes, conhecidos pela sigla em inglês, UPS (*Unlimited power supply*), também tem como vantagens: melhorar a relação custo-benefício nos processos de produção e de fornecimento de EE; explorar novos nichos mercadológicos no setor, por meio do fornecimento de novos produtos e serviços; operar de forma resiliente em situações de ataque ou de desastres naturais; Preparar a rede elétrica para suportar a crescente demanda futura de veículos elétricos. (CGEE, 2012)

De acordo com o relatório *New Energy Outlook 2018* (NEO 2018), da *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), o setor global de energia passará por grandes transformações até 2050. Essa análise econômica anual de longo prazo combina a experiência de mais de 65 especialistas internacionais e nacionais de 12 países, fornecendo uma avaliação detalhada dos fatores econômicos e tecnológicos que moldarão o futuro do setor energético (NEO, 2018).

Estima-se que aproximadamente 11,5 trilhões de dólares sejam investidos mundialmente em novas fontes de geração de energia no período entre 2018 e 2050. Desses, 8,4 trilhões de dólares serão destinados especificamente a projetos de energia solar e eólica, enquanto 1,5 trilhões serão direcionados a fontes de energia consideradas "zero carbono", como as hidrelétricas e as usinas nucleares. A distribuição desses investimentos também varia por região: nas Américas e Europa, prevê-se um investimento de 1,9 trilhões de dólares para essas fontes; no Oriente Médio e Turquia, 1,6 trilhões; na Ásia-Pacífico, 5,5 trilhões; e, no restante do mundo, aproximadamente 0,5 trilhões de dólares (BLOOMBERGNEF, 2018).

Ainda de acordo com o NEO (2018), os especialistas preveem que, por volta de 2050, cerca de 50% da eletricidade mundial será gerada por sistemas eólicos e solares. Quando somadas as hidrelétricas, nucleares e outras fontes renováveis, esse número se eleva para 71%, representando a parcela de energia livre de carbono. Em contraste, espera-se que apenas 29%

da eletricidade mundial ainda provenha da queima de combustíveis fósseis, que atualmente representam 63% da matriz energética global (NEO, 2018).

Essa mudança significativa será impulsionada pela contínua redução dos preços das tecnologias associadas à geração de energia limpa. O relatório aponta que o custo médio de instalação de usinas fotovoltaicas (FV) deve diminuir em 71% até 2050, enquanto o preço das instalações eólicas deve cair 58% no mesmo período. Essa tendência inclui a redução de preços de componentes essenciais, como inversores, painéis solares, geradores eólicos e baterias para armazenamento de energia (NEO, 2018).

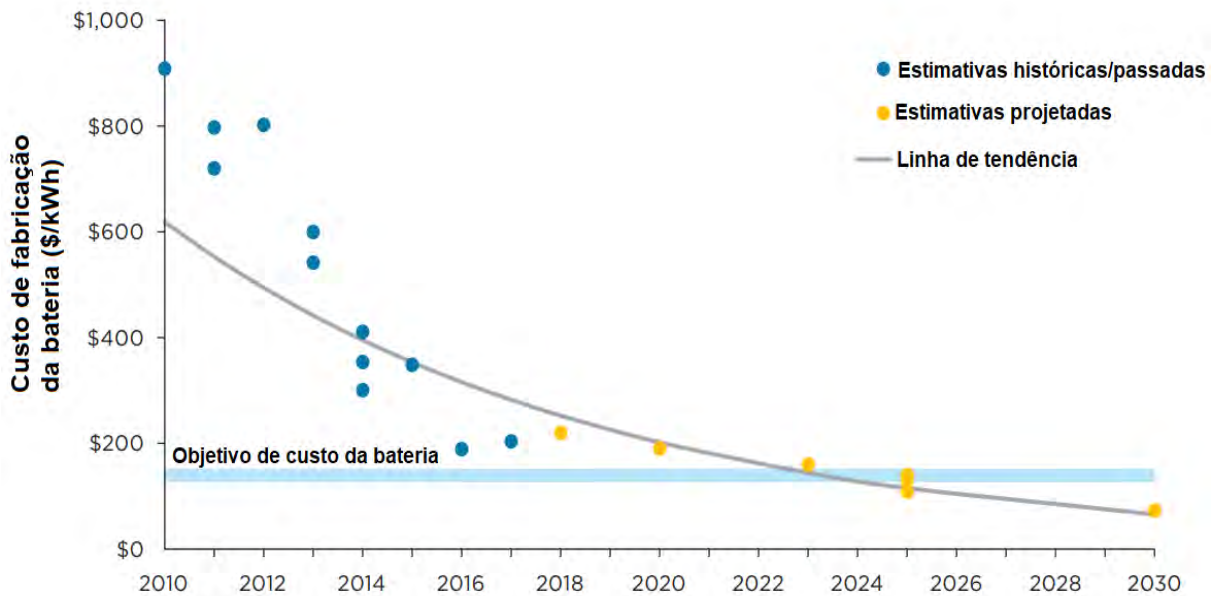
A queda nos preços das energias renováveis e das baterias tem papel fundamental na transformação do sistema elétrico global. A acessibilidade dessas tecnologias permitirá a substituição do uso predominante de combustíveis fósseis, que em 2017 representavam dois terços da geração de energia, por uma matriz que será composta por dois terços de fontes renováveis até 2050 (NEO, 2018).

Além disso, a ampla adoção de veículos elétricos (VEs) tem desempenhado um papel importante na redução dos custos das baterias. Baterias mais baratas, por sua vez, tornam a energia solar e a eólica cada vez mais capazes de se tornarem autossuficientes, contribuindo para a viabilidade dessas fontes no longo prazo (NEO, 2018).

Especialistas projetam que até 2050 serão adicionados 1.291 GW de nova capacidade de armazenamento em baterias, dos quais aproximadamente 40% estarão localizados "atrás do medidor", ou seja, no lado do consumidor final. Desde a introdução dos primeiros veículos elétricos (VEs) produzidos em massa em 2010, as baterias apresentaram uma queda significativa de preço. Naquela época, o custo das baterias era cerca de US\$ 1.000 por quilowatt-hora (kWh). Em 2016, a bateria do modelo 3 da Tesla custava US\$ 190 por kWh, enquanto a bateria do Chevrolet Bolt, da General Motors, em 2017, era estimada em US\$ 205 por kWh, representando uma queda superior a 70% no custo por kWh em apenas seis anos (NEO, 2018).

Segundo um relatório da UBS, publicado em 2018, o custo da célula de bateria da Tesla já havia atingido US\$ 111/kWh, enquanto o da LG Chem estava em US\$ 148/kWh. Elon Musk, CEO da Tesla, afirmou em 2018 que sua meta era alcançar o custo de US\$ 100/kWh em menos de dois anos. Com a redução contínua dos custos das baterias, espera-se que os veículos elétricos atinjam a paridade de preços com os veículos movidos a gasolina. Analistas preveem que essa paridade poderia ser alcançada já em 2020, enquanto outros estudos indicam que o custo das baterias de íons de lítio pode cair para US\$ 73/kWh até 2030, como ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Histórico e previsão dos preços de baterias íon-lítio (em dólares por quilowatt hora - \$/kWh)



Fonte: Union of Concerned Scientists Org.

Essas mudanças têm implicações profundas para as redes elétricas globais, que observam o aumento da penetração de fontes renováveis variáveis, como a solar e a eólica. Isso torna a flexibilidade no gerenciamento das redes uma prioridade central para garantir a estabilidade do sistema.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2019, havia uma previsão de que até 2024 cerca de 1,2 milhão de usinas fotovoltaicas (FV) fossem instaladas em residências e empresas no Brasil. Esse número representaria cerca de 15% da matriz energética nacional, e o mercado de geração FV deveria movimentar aproximadamente R\$ 100 bilhões até 2030 (CICLO VIVO, 2017).

Contudo, em 2024, as estimativas se mostraram conservadoras. Segundo a ANEEL, ao acessar a seção "Unidades com Geração Distribuída" em seu site, é possível visualizar no relatório de Geração Distribuída (GD) que atualmente existem 2,9 milhões de unidades de GD instaladas no Brasil (ANEEL, 2024a).

Esse crescimento acelerado demonstra a crescente demanda por energia solar no país, cada vez mais atrativa. Além de ser impulsionada pelas tendências globais, essa expansão é favorecida por diversas opções de financiamento oferecidas por instituições financeiras como Banco do Brasil (BB), Banco do Nordeste, Itaú e Banco Votorantim (BV) (FOLHA DE S. PAULO, 2024). No entanto, esses não são os únicos fatores que impulsionam a adoção da energia solar. A Figura 4 apresenta um gráfico extraído do site da ANEEL que ilustra a evolução

da tarifa residencial de 2010 a 2024, evidenciando o impacto desse fator no aumento da busca por alternativas energéticas mais econômicas.

Figura 4 – Participação na formação da tarifa por função de custo de 2010 até 2024



Fonte: ANEEL (2024a).

A queda nas tarifas de energia em 2013 foi causada por uma intervenção estatal em janeiro daquele ano, que reduziu abruptamente os preços. No entanto, essa medida não alterou a tendência geral de aumento dos custos, que voltou a se evidenciar nos anos subsequentes. O gráfico da Figura 4 ilustra a composição da tarifa de energia, detalhando a participação de cada elemento de custo, como energia, perdas, transporte, distribuição e encargos.

Observa-se que a maior parte do valor da tarifa está diretamente associada ao custo de produção de energia. Atualmente, as hidrelétricas representam 65,2% da oferta interna de eletricidade no Brasil, segundo o relatório final do Balanço Energético Nacional de 2018, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Como a geração de energia hidrelétrica depende dos volumes de água nos rios, que por sua vez estão relacionados às chuvas, crises hídricas que reduzem os níveis dos reservatórios resultam no acionamento de outras fontes de energia, muitas vezes mais caras que a geração hidráulica. As usinas termelétricas são um exemplo desse tipo de geração alternativa mais onerosa, e os custos adicionais são repassados ao consumidor por meio do sistema de bandeiras tarifárias, implementado em 2015. Esse sistema funciona da seguinte forma:

- a) Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo (ANEEL, 2022).

- b) Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01885 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos (ANEEL, 2022).
- c) Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04463 para cada kWh consumido (ANEEL, 2022).
- d) Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,07877 para cada kWh consumido (ANEEL, 2022).

Além do desejo de economia nas contas de energia, impulsionado pelo aumento contínuo dos custos de consumo e pela incerteza no cenário energético, um novo fator começou a estimular o mercado de baterias no Brasil. O Marco Legal da Geração Distribuída (MLGD), instituído pela Lei nº 14.300/2022, representou um divisor de águas para o setor de energia solar no país. Esse marco estabeleceu novos regulamentos que alteraram significativamente o setor, como a criação da taxa "Fio B" e a reformulação das regras de compensação de energia elétrica (EE) (BRASIL, 2022).

A Resolução Normativa nº 482/2012, e suas atualizações, especialmente a Resolução Normativa nº 687/2015, foram impactadas pela nova legislação, que introduziu novas diretrizes para o uso da infraestrutura das distribuidoras pelos geradores distribuídos. Antes da criação do MLDG, o uso da rede elétrica por aqueles que geravam sua própria energia era gratuito, mas com a introdução da taxa "Fio B", que cobre o custo pelo uso da rede de distribuição, a viabilidade econômica dos projetos fotovoltaicos foi diretamente afetada (BRASIL, 2022).

A partir de 2023, novos projetos passaram a ser gradativamente submetidos à cobrança dessa taxa, o que incentivou o uso de baterias para armazenamento. Quanto menor o uso da rede elétrica, menor será o impacto da taxa "Fio B", tornando o armazenamento de energia uma alternativa atrativa para manter a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos (BRASIL, 2022).

Esse cenário impulsionou o mercado de AEE, uma vez que, ao armazenar o excedente de energia gerado, o consumidor pode reduzir sua dependência da rede elétrica durante períodos sem incidência solar, minimizando os custos associados à taxa "Fio B". A evolução do MLDG aumentou a atratividade do AEE, pois além de garantir maior autonomia energética, o AEE oferece uma alternativa viável diante da crescente regulação do uso da rede de distribuição. Esse contexto abre novas oportunidades para o setor de baterias, que ganha relevância tanto em projetos residenciais quanto comerciais, ao permitir maior independência do sistema de compensação e contribuir para a estabilidade do sistema elétrico nacional (SECPOWER, s.d.).

Fica evidente, portanto, que a busca por sistemas de GD mais confiáveis e eficientes é necessária, não só no Brasil, mas em todo o mundo. Um exemplo atual e relevante para instalações residenciais e industriais são os sistemas de micro e minigeração FV equipados com dispositivos de AEE, como baterias e células a combustível (CaC).

Este trabalho tem como objetivo principal comparar dois cenários de geração fotovoltaica em Fortaleza/CE. O primeiro cenário considera um sistema composto apenas por inversor e módulos FV, enquanto o segundo inclui um banco de baterias (BBAT) de íon-lítio para AEE. Para o segundo cenário, serão abordadas, simuladas e discutidas três diferentes estratégias de despacho de energia utilizando baterias, conforme implementadas no *software* PV Syst.

O trabalho está dividido em capítulos:

- a) Introdução: esta seção apresenta uma visão geral do crescimento do mercado de energias renováveis no Brasil e no mundo, enfatizando a importância das fontes solar e eólica. Também destaca a necessidade de sistemas mais confiáveis, integrando tecnologias de AEE para enfrentar a intermitência das fontes renováveis.
- b) Estado da arte: nesta seção, será realizada uma revisão das tecnologias de AEE, incluindo baterias de íon-lítio, chumbo-ácido e células a combustível. Serão discutidos os avanços e desafios no armazenamento de energia de usinas FV e eólicas, além de apresentar resultados e conclusões de estudos relevantes.
- c) Revisão de literatura para baterias íon-lítio: aqui, focaremos nas baterias de íon-lítio, comparando aspectos técnicos, vantagens, desvantagens e custos em relação a outras tecnologias. A seção abordará suas aplicações em sistemas fotovoltaicos e eólicos, destacando sua relevância para o AEE.
- d) PV Syst: esta seção introduz o *software* PV Syst, utilizado para simulações de sistemas fotovoltaicos. Serão destacadas suas funcionalidades, especialmente para a análise de desempenho de sistemas que integram baterias e tecnologias de AEE.
- e) Metodologia: descreveremos a metodologia das simulações realizadas, comparando dois cenários: um sistema fotovoltaico convencional e outro com baterias de íon-lítio. As simulações utilizarão dados reais de demanda e consumo da UC no *software* PV Syst, aplicando três estratégias de despacho de energia.
- f) Conclusão: discussão final com análise dos resultados obtidos da simulação e recomendações para estudos futuros.

- g) Referências: referências usadas no trabalho.
- h) Anexos: anexos usados no trabalho.

## 2 ESTADO DA ARTE: ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA POR SISTEMAS FV

Existem várias tecnologias para acumular a energia gerada pelas fontes renováveis, variando com a forma em que ela é armazenada. A EE pode ser armazenada, de maneira geral, em 4 formas:

- a) carga elétrica, como os supercapacitores;
- b) energia cinética, um bom exemplo seriam os *flywheels*, que são grandes massas girantes onde a energia é armazenada através do giro em altas velocidades de seus rotores;
- c) energia potencial, como o bombeamento hidráulico (PHS – *Pumped Hydro Storage*) ou armazenamento de ar comprimido (CAES – *Compressed Air Energy Storage*);
- d) energia química, onde a eletricidade é armazenada, eficientemente, em baterias na forma de produtos químicos e, de acordo com a demanda, através de reações reversíveis, converte energia química em elétrica e vice-versa.

Sendo o armazenamento em forma de energia química, a mais amplamente usada para o AEE atualmente e tema de comparação desse estudo. Há diversos tipos de baterias existentes no mercado, sendo algumas tecnologias mais antigas, como as de chumbo-ácido, outras não tão recentes, mas que até hoje vem sendo exaustivamente estudadas e aprimoradas devido a sua alta densidade de energia e potência, e o mercado crescente de eletrônicos e VEs, que são as baterias de íon de lítio, até as mais novas células a combustível (CaC), onde existem diferentes tipos como:

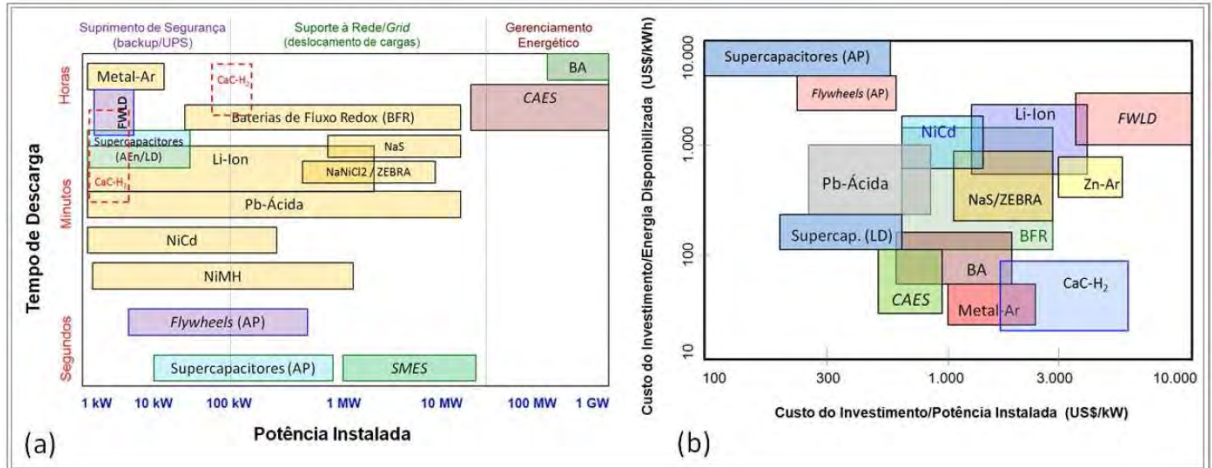
- a) células de combustível com membrana de permuta protônica (PEMFC);
- b) células de combustível alcalinas (CCA);
- c) células de combustível ácido fosfóricas (CCAF);
- d) células de combustível de carbonato fundido (CCCF);
- e) células de combustível de óxido sólido (CCOS).

No entanto, todas as tecnologias discutidas operam com o mesmo princípio básico: eletrodos separados por um eletrólito, onde ocorre a oxidação do hidrogênio no ânodo (polo negativo) e a redução do oxigênio no cátodo (polo positivo). A principal distinção das células a combustível (CaC) em relação às demais baterias é que o fornecimento e consumo dos agentes redutores e oxidantes é contínuo, o que permite seu funcionamento prolongado, sem o esgotamento de reagentes e a necessidade de recarga. A Figura 5 ilustra diferentes



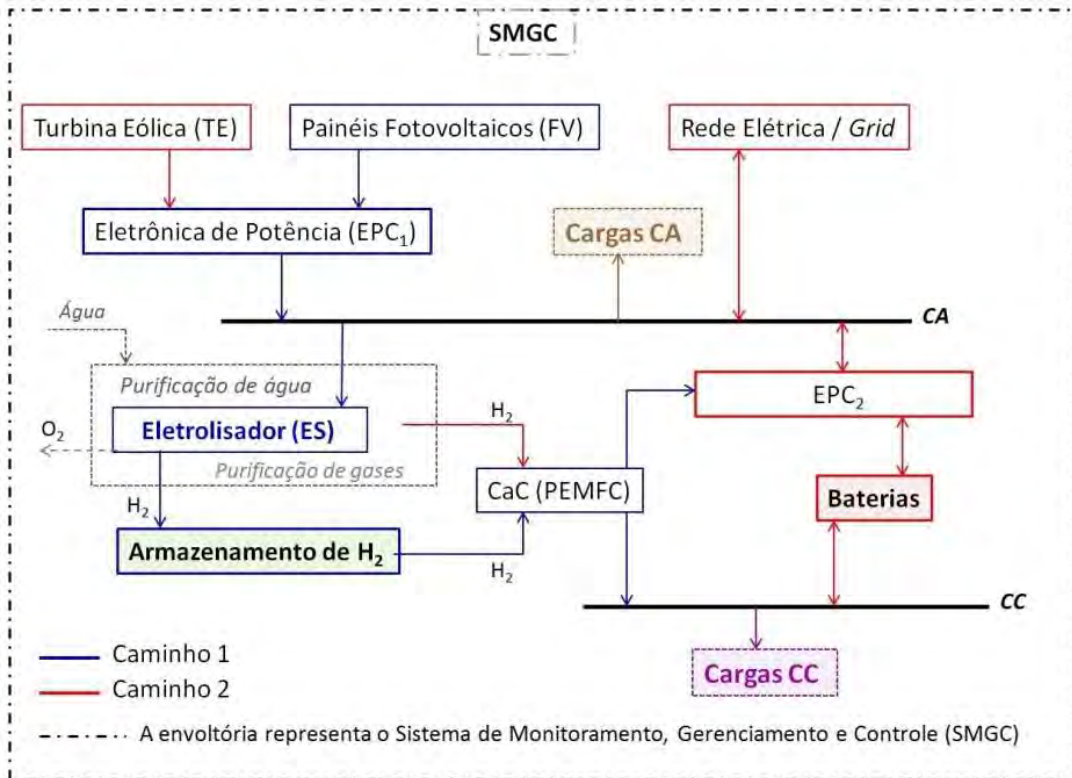
tecnologias, relacionando o tempo de descarga e a potência instalada (em MW) em (a), e o custo do investimento por energia disponibilizada (em US\$/kWh) e por potência instalada (em US\$/kW) em (b). Por sua vez, a Figura 6 apresenta um esquema conceitual de uma planta que utiliza várias dessas tecnologias juntamente com duas fontes de energia renovável.

Figura 5 – Classificação das tecnologias de armazenamento energético



Fonte: (FURTADO, 2013).

Figura 6 – Representação conceitual e esquemática de um sistema de geração e armazenamento de energia elétrica (AEE) com base em fontes renováveis



Fonte: (FURTADO, 2013).

## 2.1 Baterias estacionárias de chumbo-ácido

Em Medeiros *et al.* (2016), foi estudado um sistema FV de potência nominal 2,16 kWp operando sem e com um banco de baterias com tecnologia chumbo-ácido, em 3 modos de operação, os resultados estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Resultados das simulações (em todas: demandado anual = 3506,5 kWh)

Item:	SFCR:	Modo 01:	Modo 02:	Modo 03:
Maior pico, (W)	1075	634,25	634,25	634,25
Energia requerida para armazenamento, (kWh)	---	3,64	2,19	3,01
Rede fornece, (kWh)	2563	22147	2300	2318
Rede recebe excedente, em módulo, (kWh)	2352	1819	1972	1970
Autoconsumo FV, (kWh)	943,8	943,8	790,3	943,8
Autoconsumo baterias, (kWh)	---	415,9	415,9	298,6
Autoconsumo total, (kWh)	943,8	1359,7	1206,2	1242,4
CAC (Contribuição Anual ao Consumo)	26,9%	38,8%	34,4%	35,4%
Eficiência do sistema	92,1%	88,8%	88,8%	88,8%
Capacidade requerida do banco de baterias, (Ah)	---			502
Número de baterias (arredondado) – estimativa inicial	---	3,47 (4)	2,09 (2)	2,87 (3)
Número de baterias – estimativa final, ver a seguir	---	2	2	2
Capacidade final do banco (Ah), ver a seguir	---	350	350	350

Fonte: (MEDEIROS, 2016).

Após fazer uma análise do Estado de Carga das baterias (*State of Charge - SOC%*) os autores concluíram que os bancos estavam sendo subutilizados nos modos 01 e 03, permitindo assim uma diminuição no número de baterias em ambos para duas baterias apenas com um banco final estimado de 350 Ah (ou 4200 Wh), aceitando que em menos de 2% das horas do ano, essas possam ser descarregadas sem danos, com profundidades chegando até 86% no pior caso (modo 01). O “Modo 2” com enfoque no corte de pico foi o mais eficaz.

Baterias de maior valor inicial, porém com maior eficiência, durabilidade e que permitem descargas mais profundas, como a íon de lítio, podem ser mais vantajosas. Mantendo os demais dados anteriores, apenas uma bateria seria suficiente (Medeiros *et al.*, 2016).

### 2.1.1 Baterias íon-lítio conectadas a um sistema FV

Em (SOUZA; MARIANO; URBANETZ JUNIOR, 2020), é apresentado o projeto piloto de um sistema FV com banco de baterias Íon-lítio, instalado e conectado à rede elétrica no Campus Neville da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

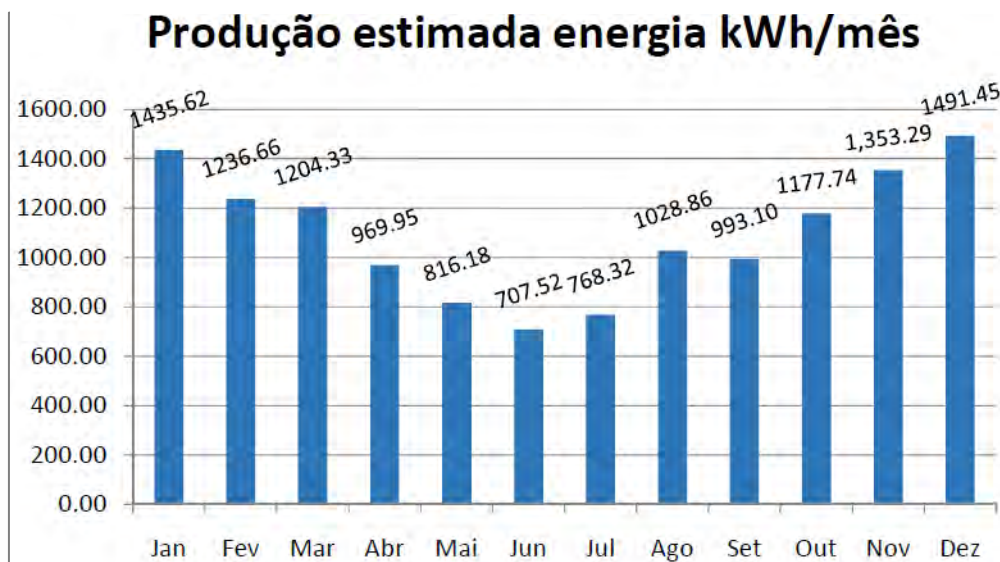
O sistema é composto de 32 unidades de módulos policristalinos de silício de 335 Wp totalizando 10,72 kWp de potência de geração SFV, dois inversores da marca NHS de 5 kW cada, e 80 unidades de baterias do tipo chumbo-ácido estacionárias de 60 Ah, modelo DF1000

do fabricante Heliar Freedom, totalizando 57,60 kWh em capacidade de armazenamento de energia.

O projeto foi modelado antes de sua implementação, no *software* SketchUp, para um estudo de sombreamento, com os módulos inclinados de 25° (similar a latitude do local) e desvio azimutal de 0° para o Norte. Após a análise dos possíveis arranjos em campo, foi decidido um *layout* ótimo, onde houvesse o menor impacto das sombras nos módulos durante o ano inteiro, para obtenção da maior geração possível para o local de implantação.

Para o cálculo da geração de energia mensal e anual estimada, os autores utilizaram os dados de irradiação global horizontal provenientes da base de dados do Atlas Paranaense de Energias Solar, a Figura 7 apresenta a geração calculada mensal.

Figura 7 – Geração calculada mensal do sistema de 10,8kWp.



Fonte: (SOUZA; MARIANO; URBANETZ JUNIOR, 2020).

Embora concluída a etapa de implantação do sistema, os autores ainda estão trabalhando nos protocolos de comunicação e no desenvolvimento das funções dos inversores bidirecionais da NHS, para que os mesmos possam injetar a energia armazenada dos bancos de baterias no horário de ponta que é o horário em que o kWh custa mais caro. Além disso ainda estão sendo desenvolvidas e testadas as rotinas das estratégias de gerenciamento de energia do inversor (SOUZA; MARIANO; URBANETZ JUNIOR, 2020).

### 2.1.2 Baterias chumbo-ácido em sistema híbrido eólico-solar

Em (SILVA; RODRIGUES; TAPIA, 2020), foi estudado a viabilidade técnica e econômica de um sistema híbrido autônomo eólico-solar localizado no interior do estado do Rio Grande do Norte.

Foram feitas simulações no *software* HOMER para 3 modelos diferentes de sistemas, um contendo apenas inversores e módulos FV e baterias de chumbo-ácido, outro contendo um aerogerador com banco de baterias chumbo-ácido e, por último, um sistema híbrido, contendo geração SFV e eólica, também utilizando baterias chumbo-ácido como sistema de armazenamento de energia.

As baterias consideradas foram do modelo Moura Clean 12MF220, 220 Ah de capacidade e vida útil de 4 anos.

As simulações utilizaram dados mensais de energia consumida coletados de um conjunto de casas localizadas no município de Touros, totalizando uma média diária de 4,366 kWh por cada casa do projeto, composto por 20 casas, totalizando 87,32 kWh de média diária, e tendo uma curva de carga levantada pela coleta de informações do uso de aparelhos domésticos ao longo do dia, através de entrevistas com os moradores.

A Tabela 2 mostra o resultado das simulações.

Tabela 2 – Resultados das simulações contendo os valores econômicos de cada modelo de sistema

Sistema	Capacidade Fotovoltaica (kw)	Nº de Turbinas eólica	Nº de Baterias	Capacidade do inversor (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$/kWh)	Custo Operacional (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
Híbrido	44,1	1	67	10,3	810.666,3	1,38	21.193,10	382.602,73
Fotovoltaico	49,5	-	89	10,9	820.872,90	1,40	28.867,17	288.085,77
Eólico	-	10	218	32,3	2.706.360,6	4,60	54.506,15	1.700.367,29

Fonte: (SILVA; RODRIGUES; TAPIA, 2020).

Os autores Silva, Rodrigues e Tapia (2020, p. 9) concluíram que o sistema híbrido se apresentou como solução viável diante dos outros sistemas propostos, visto que reduziu a quantidade de baterias, assim como de placas FV necessárias, porém ainda é um sistema menos atrativo quando comparado à sistemas conectados diretamente à rede elétrica, devido ao seu alto custo.

## 2.2 Baterias Íon-lítio

Em Mattes *et al.* (2018), é analisado o desempenho de um ônibus elétrico (e-Bus – *Electric Bus*) com capacidade para 38 assentos, duas mesas de conferência com tomadas 220V, portas USBs, e climatizado com ares-condicionados, que é recarregado por sistemas FV com potência total de 105,53 kWp. O ônibus é composto de oito bancos de baterias íon-lítio, totalizando 128 kWh de capacidade, que alimentam um motor trifásico 250 L com 200/400 kW de potência, onde realiza cinco viagens de 52 km por dia e, após cada viagem, é recarregado

por um carregador de 75 kW. A viagem consiste em dois trechos de 26km cada, saindo do Laboratório Fotovoltaica UFSC, no Sapiens Parque, até a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), e voltando até o Lab. Fotovoltaica. O percurso dos dois trechos somados, não resulta em uma profundidade de descarga de mais de 50% nos bancos de bateria, ou seja, o SOC% não passa de 50%. Isto é possível pois o sistema de frenagem regenerativa restaura até 20,2% da energia usada para o motor de volta para as baterias e amplia a autonomia para até 25%. A Tabela 3 mostra a geração de EE dos sistemas FV, assim como o consumo mensal do ônibus elétrico.

Tabela 3 – Comparação entre a geração FV e o consumo do ônibus elétrico

Mês	Geração FV (kWh/mês)	Consumo do ônibus elétrico (kW)	Porcentagem de geração FV usada para o ônibus elétrico (%)
Março	7.577,8	2.877,6	38%
Abril	7.972,5	5.645,6	71%
Mai	4.858,6	6.858,9	141%
Junho	5.448,8	6.318,4	116%
Julho	8.196,1	5.707	70%
Agosto	7.943,3	5.514,4	69%
Setembro	8.473,5	5.993,5	71%
Outubro	10.055,9	6.210,4	62%
Total	60.526,5	45.125,9	75%

Fonte: (MATTES, 2018).

Em um ano os sistemas FV geraram mais de 100 MWh, com uma produtividade de 1,098 kWh/kWp/mês, com um consumo de mais de 45 MWh em 37,486 km viajados pelo ônibus elétrico.

Durante o período de funcionamento regular do e-Bus, o seu consumo representou apenas 75% da geração FV do Lab. Fotovoltaica-UFSC, o que significa que o veículo é totalmente alimentado por energia solar (MATTES, 2018).

### 2.2.1 Banco de Baterias Íon-lítio em um sistema de microgeração SFV

Em (FINOTTI; ALMEIDA; ZILLES, 2018) foi estudada a viabilidade financeira de um sistema SFV de 2kWp com e sem um banco de baterias Íon-lítio de 7,2 kWh, para suprir apenas metade do consumo mensal de uma determinada residência: 275 kWh/mês. O sistema SFV foi dimensionado com o simulador do site América do Sol.

Os dados e custos do sistema em questão encontram-se na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados utilizados

Variáveis	Valores
Preço do SFV	7.150,00 R\$/kWp
Custo de O&M (em relação ao Investimento Inicial)	0,5% ao ano
Taxa de desconto	10% ao ano
Vida útil do SFV	25 anos
Reajuste tarifário	5,8 % ao ano
Bateria Powerwall Tesla de 7,2 kWh	R\$ 18.037,50

Fonte: (FINOTTI; ALMEIDA; ZILLES, 2018).

A comparação foi feita em duas situações: na primeira, o sistema SFV é utilizado sem o banco de baterias e é optado pela utilização da tarifa convencional; na segunda, os autores optam pela tarifa branca e 50% da energia gerada pelo SFV é armazenada e consumida no período noturno, sendo a energia armazenada em 80% no horário de pico e 20% no horário intermediário.

Porém, levando em consideração a troca programada do banco de baterias para a metade do tempo de vida útil do sistema, o custo final da segunda opção foi de R\$ 51,095,00, quase 3,5 vezes maior. Segundo os autores Finotti, Almeida e Zilles (2018, p. 2), a escolha da tarifa branca serviu também como opção para mitigar o custo do investimento para o segundo caso.

Na Tabela 5 encontram-se os valores de CAEE (Custo Anualizado da Energia Economizada) e CAEG (Custo Anualizado da Energia Gerada), para ambos os casos.

Tabela 5 – Valores de CAEE e CAEG

Valor	SFV + Tarifa convencional	SFV + Baterias + Tarifa Branca
CAEE	1,061 R\$/kWh	1,316 R\$/kWh
CAEG	0,524 R\$/kWh,	1,783 R\$/kWh,

Fonte: (FINOTTI; ALMEIDA; ZILLES, 2018).

Os autores comentam que economia gerada, ou seja, o valor que se deixaria de pagar por kWh, é de 0,536 R\$/kWh com a instalação do SSFV sem bateria, utilizando a tarifa convencional. Porém, os resultados com utilização de baterias e optando-se pela tarifa branca não se mostraram compensatórios, uma vez que houve uma perda de 0,467 R\$/kWh (FINOTTI; ALMEIDA; ZILLES, 2018).



Todavia, os autores Finotti, Almeida e Zilles (2018, p. 4), concluem que a inserção de baterias no SSFV encareceu bastante o investimento, e, mesmo com adesão do uso da tarifa branca, a aquisição de baterias em um SSFV, atualmente, não se mostrou vantajoso. Entretanto, com decréscimo de preço estimado para o futuro, as baterias não serão um elemento custoso para aquisição e complementação na geração distribuída, mas sim, um item indispensável em relação ao AEE e a prestação de serviços auxiliares. Por fim, se o único objetivo da utilização de armazenamento é gerar ganhos financeiros com a economia de energia, o uso de baterias definitivamente não é compensatório, considerando a situação atual, mesmo com o armazenamento e consumo de energia no horário em que esta tem um custo mais elevado (FINOTTI; ALMEIDA; ZILLES, 2018).

### 2.3 Tecnologias de AEE no mundo

Furtado *et al.* (2013), analisam as principais opções tecnológicas para AEE proveniente de fontes renováveis, mais especificamente eólica e solar, mais significativas no cenário atual da época. A Tabela 6 mostra a potência instalada mundial em mega-watts (MW) das tecnologias de armazenamento mais utilizadas.

Tabela 6 - Participação das tecnologias de AEE em escala mundial

<b>Tecnologias de Armazenamento Energético</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>	<b>Participação Relativa (%)</b>
Bombagem de água (BA)	132.600	99,290
Armazenamento em ar comprimido	470	0,352
Baterias-Na/S	346	0,259
Baterias-Pb-Ácidas	49	0,037
Baterias-NiCd	29	0,022
Flywheels (Volantes de Inércia)	26	0,019
Baterias-Li-Ion	22	0,016
Baterias de Fluxo Redox (BFR)	3	0,002
Outros	< 3	< 0,003

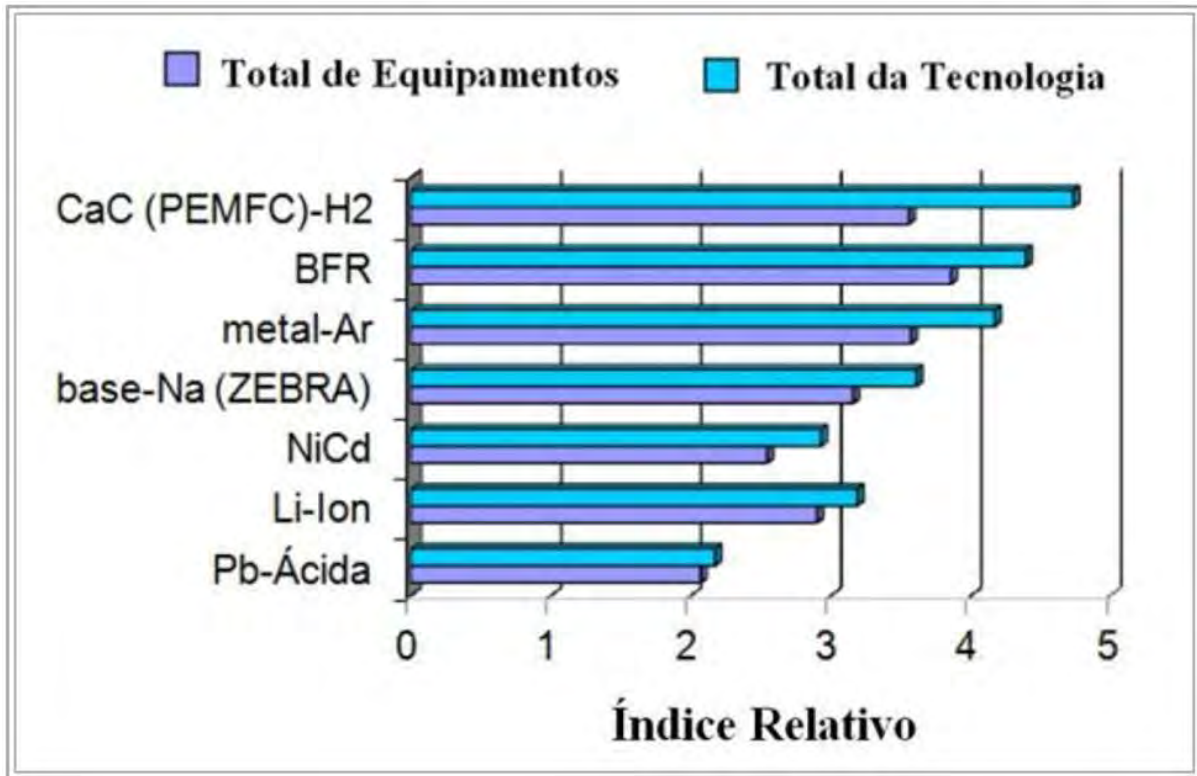
Fonte: (FURTADO, 2013).

Os autores em Furtado *et al.* (2013) também fizeram uma análise tecnológica conceitual da planta, a qual congrega turbinas eólicas (TE) e painéis FV como geradores primários de EE, AEE sob as formas de hidrogênio (H<sub>2</sub>) e de baterias e CaC como gerador secundário de EE, onde o H<sub>2</sub> é gerado localmente a partir da água e usando EE proveniente das TE e dos FV em função dos sete tipos de tecnologias de AEE consideradas: os seis tipos de baterias e o sistema CaC-H<sub>2</sub> do tipo PEMFC. Eles conseguiram estimar através de um índice relativo de custo, apresentado em gráfico na Figura 8, o valor relativo dos equipamentos em função de uma base normalizada (valores entre 0 e 5), assim como o valor normalizado relativo a toda a planta de

geração de EE para cada tecnologia de AE considerada individualmente mostrados no gráfico da Figura 8.

Fonte: (FURTADO, 2013).

Figura 8 – Resultados da avaliação de equipamentos e investimento relativo na planta conceitual de geração com diferentes tecnologias de armazenamento



Os autores então concluem que as baterias chumbo-ácido permanecem oferecendo o melhor custo-benefício embora a vida útil seja baixa, onde geralmente para sistemas maiores o uso desse tipo de tecnologia torna-se impraticável, recorrendo-se assim para o uso de tecnologias subsequentes, Íon-lítio, NiCd, e aquelas à base de sódio, como a ZEBRA (*Zero Emissions Batteries Research Activity*), sendo de fato a mais utilizada. O custo elevado da CaC-H<sub>2</sub> se dá ao investimento adicional de eletrolisador e unidade PEMFC, além dos próprios tanques de armazenamento de hidrogênio e ou compressores, quando esse se dá apenas por compressão. O uso combinado de diferentes opções de AEE, ao equilibrar de forma mais eficaz a relação entre custo e benefício com base nas distintas características técnicas, tende a ser uma alternativa mais viável do que optar por uma única tecnologia (FURTADO, 2013).

### 2.3.1 Baterias Íon-lítio

Em López *et al.* (2018), é analisado a viabilidade de um sistema FV composto por um banco de baterias Íon-lítio para uma carga doméstica típica de 3 pessoas na Espanha com uma



demanda anual de 2.800 kWh (média de 7,67 kWh/dia). O estudo trabalhou com duas configurações diferentes: uma usando um inversor *Sunny Boy Storage* da *SMA* com potência nominal de 2500 VA e um banco de baterias de 13,5 kWh da *Tesla* modelo *Powerball 2 DC*; e a outra com um inversor *Solarix PI 1200* da *STECA* com potência nominal de 900 VA, um controlador de baterias *P TAROM 4140* (149 A), um carregador genérico de 3000 W e um banco de baterias de 3.0 kWh da *LG Chem* modelo *RESU3.3*. As simulações foram feitas para 4 casos, cada caso possuindo entre 4 e 9 cenários diferentes, variando-se: o preço de aquisição das baterias (desconto), preço de venda da EE acumulada nas baterias para a rede em horários de pico, inflação sobre o preço da EE. Os casos sendo:

- a) caso 1: as baterias são carregadas quando o preço da energia é mais barato, e descarregadas quando este é mais caro, suprimindo a demanda;
- b) caso 2: mesmo do caso 1, porém descarregam também injetando energia na rede (que é vendida para a concessionária);
- c) caso 3: mesmo do caso 1, porém com o sistema FV;
- d) caso 4: mesmo do caso 2, porém com o sistema FV.

Os resultados dos casos foram comparados a um “caso 0” onde não há banco de baterias nem sistema FV. Um sistema FV de 5,6 kWp composto por 20 módulos de 280 Wp instalado em Zaragoza na Espanha foi considerado nos casos 3 e 4.

Com os preços atuais das baterias e mesmo com a melhor tarifa na Espanha (alta diferença entre os preços no pico e vale), os sistemas com armazenamento em baterias conectados à rede não são rentáveis em comparação com sistemas sem baterias. O custo da bateria de íon-lítio deveria ser reduzido pelo menos 70% para ser rentável nestas aplicações. Em tal cenário, se a venda de eletricidade para a rede fosse permitida e o preço de venda fosse 70% do preço de pico da tarifa espanhola “Supervalley”, tais sistemas poderiam ser uma boa opção com boa rentabilidade, melhorando com uma planta FV (López *et al.*, 2018).

### 2.3.2 Simulação de SFV ligados à rede com AEE

Em (MERMOUD; VILLOZ; WITTMER, 2019) são apresentadas diferentes possibilidades de dimensionamento e simulação para sistemas SFV conectados à rede com sistemas de AEE no *software* PV Syst.

As três estratégias de despacho implementadas são: a redução de pico, onde após determinado pico de geração, esta energia em excesso é utilizada para carregamento da bateria, e após a geração reduzir abaixo do pico, a bateria começa a descarregar, injetando a energia

armazenada na rede; o autoconsumo, que visa suprir um determinado perfil de carga com geração SFV + armazenamento; e o ilhamento de rede fraca, que usa parte da capacidade de armazenamento como reserva para suprir possíveis faltas da rede.

Para as simulações foram utilizadas 5 localidades: Atacama, Sharorah, Kuala Lumpur, Genebra e Estocolmo. Onde as características de cada cidade estão apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Diferentes climas utilizados nas simulações

Localidade	Tipo de clima
Atacama	Deserto, ensolarado e frio
Sharorah	Deserto, ensolarado e quente
Kuala Lumpur	Tropical, nublado e caloroso
Genebra	Clima Temperado
Estocolmo	Alta latitude

Fonte: (MERMOUD; VILLOZ; WITTMER, 2019).

Para a estratégia de redução de pico, a Tabela 8 apresenta as capacidades estimadas para o sistema SFV e banco de baterias para as 4 localidades.

Tabela 8 – Capacidades estimadas do sistema SFV e baterias

Localidade	Taxa de sobrecarga kWp/kW	Capacidade da bateria kWh/kWp
Atacama	4,2	5
Sharorah	4,3	4
Kuala Lumpur	6,25	4
Estocolmo	7,5	5

Fonte: (MERMOUD; VILLOZ; WITTMER, 2019).

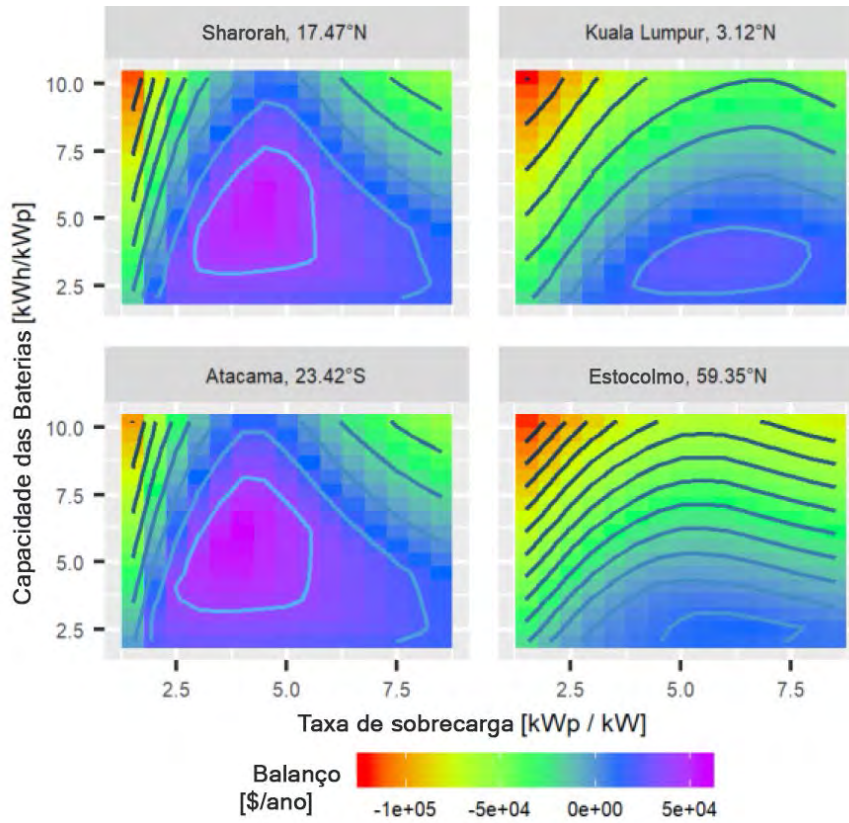
Utilizando as premissas de preço da Tabela 8, os autores conseguiram estimar o balanço custo benefício entre a capacidade do sistema SFV e das baterias, para as 4 localidades, apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Premissas para o balanço financeiro dos exemplos de redução de pico

Eletricidade para a rede	0,15 \$/kWh
Custo das baterias	120 \$/kWh
Vida útil das baterias	6-10 anos
Custo do sistema SFV	0,4 \$/Wh
Vida útil do sistema	25 anos

Fonte: (MERMOUD; VILLOZ; WITTMER, 2019).

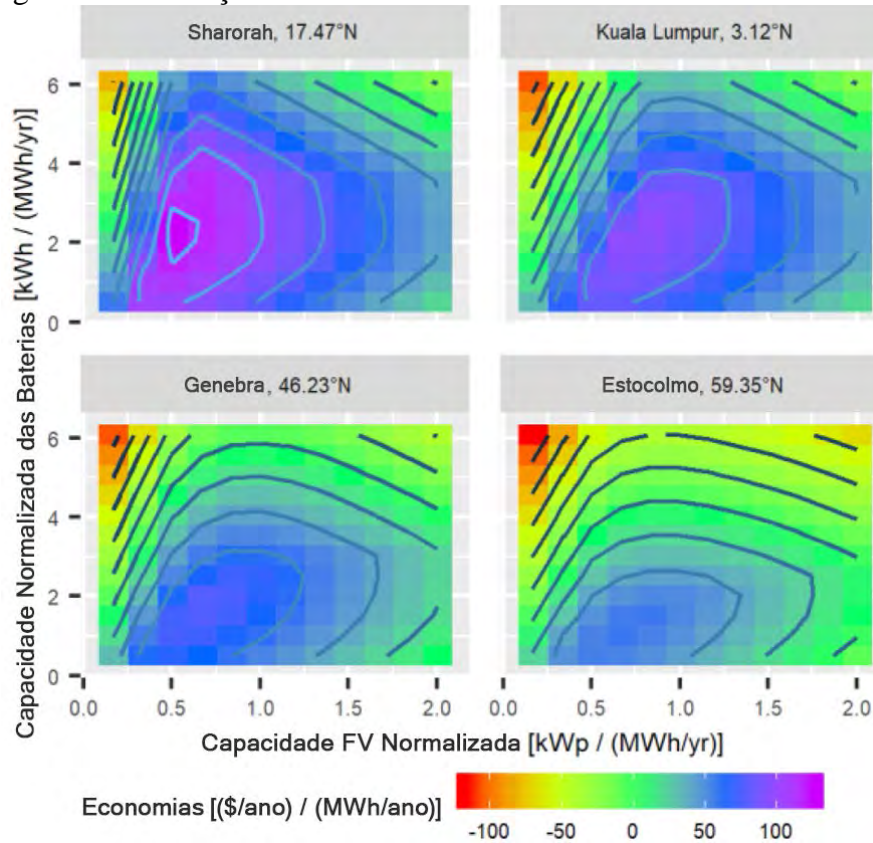
Figura 9 – Balanço custo benefício dos sistemas com redução de pico



Fonte: (MERMOUD; VILLOZ; WITTMER, 2019).

A Figura 10 apresenta o balanço custo benefício para a estratégia de autoconsumo.

Figura 10 – Balanço custo benefício dos sistemas com autoconsumo



Fonte: (MERMOUD; VILLOZ; WITTMER, 2019).

Sistemas de redução de pico mostram-se mais vantajosos em regiões com alta incidência solar, mas dependem de projeções de preços bastante otimistas para se tornarem rentáveis. Por outro lado, os sistemas de autoconsumo geram economia em diversos climas, sendo que os climas ensolarados oferecem maior lucratividade (MERMOUD; VILLOZ; WITTMER, 2019).

Os autores também afirmam que no futuro, o *software* contará com uma quarta estratégia de despacho, a Troca de Carga (“*Load Shifting*”), que permitirá distribuir a injeção de energia gerada pelo sistema SFV na rede, em janelas de tempo específicas, podendo ser utilizada na otimização econômica no contexto de tarifas de rede dinâmicas.

### **2.3.3 Alocação de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de distribuição com energia renovável intermitente**

Em Pontes *et al.* (2021), é proposta uma metodologia para otimização da alocação de sistemas de armazenamento de energia (AEE) em redes de distribuição com fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica (SFV). O estudo utiliza um modelo matemático de programação não-linear inteira mista (PNLIM), considerando dois objetivos principais: a minimização dos custos operacionais e a maximização da vida útil das baterias. A metodologia foi testada em dois cenários: um sistema de 5 barras e o sistema IEEE de 24 barras.

Diferentes estratégias de operação foram implementadas, com destaque para o uso do armazenamento de energia para reduzir picos de demanda e otimizar a operação em momentos de alta demanda de carga ou intermitência da geração solar e eólica. A metodologia busca equilibrar a geração intermitente com o consumo, evitando sobrecargas e melhorando a confiabilidade do sistema.

As simulações consideraram dois cenários de otimização: um focado na minimização do custo da energia comprada da subestação e outro que combinou essa estratégia com a maximização da vida útil das baterias, reduzindo o desgaste causado por ciclos profundos de carga e descarga.

Os resultados mostraram que a alocação otimizada dos AEE contribuiu significativamente para a melhoria da eficiência do sistema. No cenário de 5 barras, a vida útil das baterias foi estendida em 45%, enquanto no sistema de 24 barras houve uma melhora de aproximadamente 71%. Isso demonstra a importância de integrar sistemas de armazenamento de energia em redes com fontes renováveis, especialmente em ambientes com geração solar intermitente.

Além disso, a pesquisa destaca a importância do gerenciamento do ciclo de carga e descarga das baterias, apontando que o uso controlado do AEE pode evitar danos prematuros aos dispositivos e reduzir os custos operacionais no longo prazo. Esses resultados são altamente relevantes para sistemas SFV conectados à rede, onde a eficiência e o controle dos picos de demanda são cruciais para garantir a viabilidade técnica e econômica da operação.

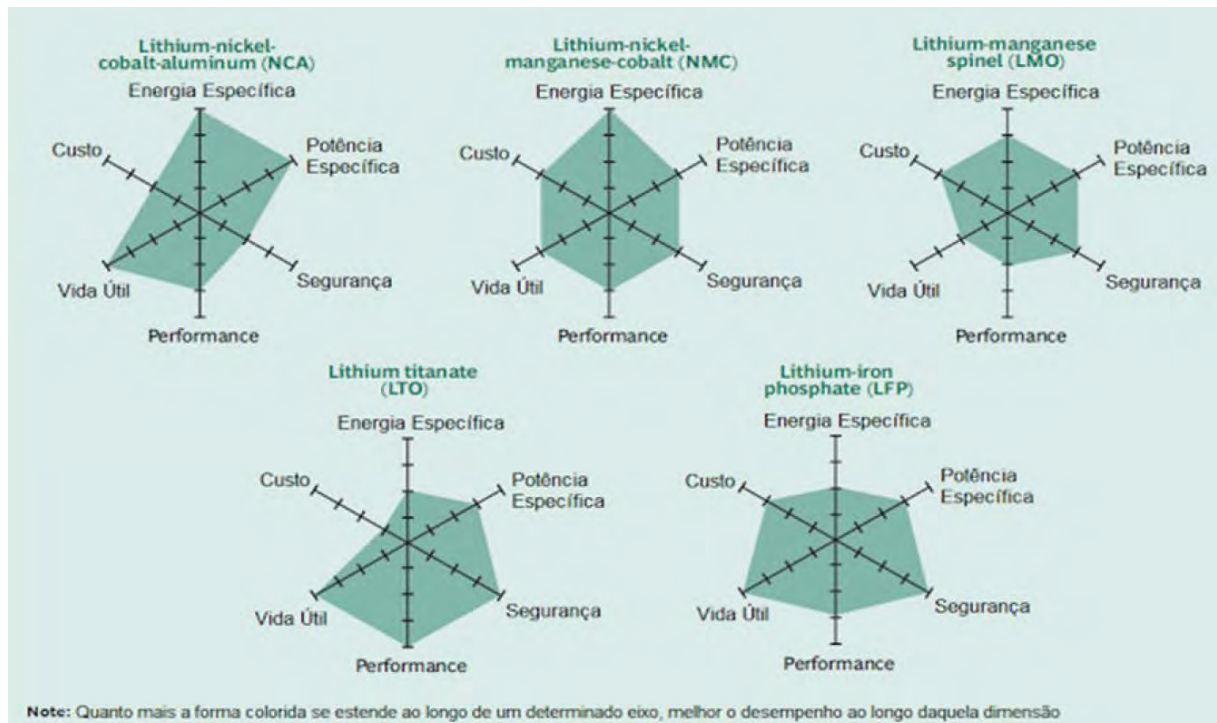
De acordo com Pontes *et al.* (2021, p. 7), para redes de distribuição com fontes intermitentes, o uso de AEE é uma solução eficaz para melhorar a estabilidade e a confiabilidade do sistema, além de promover uma redução nos custos operacionais.

### 3 REVISÃO DE LITERATURA PARA BATERIAS ÍON-LÍTIO

O lítio por ser um metal leve e de alto potencial eletroquímico além de possuir uma das maiores densidades energéticas dentre os metais, começou muito cedo (1958) a ser pesquisado e utilizado em sistemas de AEE que necessitam de elevadas densidades de potência e energia. A fim de comparação, baterias Lí-íon possuem energia específica quatro vezes maior que as baterias chumbo-ácidas (LINDEN; REDDY, 2002).

Existem diferentes tipos de baterias Lí-íon onde a principal diferença são os materiais utilizados no ânodo e no cátodo. O material mais utilizado no ânodo é o grafite (SCROSATI; JÜRGENGANCHE, 2010). Já o cátodo, composto por materiais à base de óxido metálico de Lítio (Li), tais como  $\text{LiMnO}_2$  (óxido de manganês),  $\text{LiCoO}_2$  e  $\text{LiFePO}_4$  (ferro fosfato de lítio), entre outras combinações. O eletrólito é sal de lítio diluído em solventes orgânicos (EC-DMC – *ethylene carbonate-dimethyl carbonate*), embebido em um separador (material polimérico isolante elétrico, que possui porosidade suficiente para o transporte dos íons de Li e inerte perante o eletrólito e materiais dos eletrodos). A Figura 11 mostra um como os diferentes parâmetros citados variam com o diferente tipo de material utilizado nas baterias.

Figura 11 – Comparação entre as famílias de bateria de Li-Íon.



Fonte: (The Boston Consulting Group, 2018).

Cinco parâmetros são os mais importantes e estudados na literatura no que se refere ao uso de diferentes óxidos metálicos de Li no cátodo, estes são: segurança; energia específica;

custo; vida útil; potência específica e performance. Sendo a segurança considerada ainda uma questão relevante e preocupante, sendo sobreaquecimento e sobrecarga as principais causas de acidentes de acordo com McDowall (2010). Assim, para garantir a operação segura da bateria de íon-lítio, deve-se haver um circuito eletrônico (BMS – *Battery Management System*) responsável por controlar a sua operação, impedindo que ocorram condições de risco, como sobrecarga, subcarga, temperatura elevada, curto circuito externo, entre outras.

Outros materiais como estanho e silício estão em fase de pesquisa e desenvolvimento, porém sem desempenhos aceitáveis ainda (TERRANOVA *et al.*, 2014).

Há diversas modelagens numéricas para baterias Li-Íon na literatura, sendo pelo estado de carga:

$$E_B(t) = E_B(t + 1) + \eta_B \times \sum \{E_G(t) - E_L(t)\} \quad (1)$$

$$(1 - DOD) \leq E_B(t) \leq 1 \quad (2)$$

Onde:  $\eta_B$  é a eficiência de carga / descarga do banco,  $DOD$  é a profundidade de descarga e  $E_G$ ,  $E_B$  e  $E_L$  são a energia gerada pela fonte renovável, a energia armazenada pela bateria e a demanda da carga (*load*) respectivamente.

Ou pela relação tensão-corrente (V-I) fornecida pelas fórmulas 3 e 4:

$$V = E_0 - K \times \frac{CAP}{0.1 \times CAP + \int it} \times i^* - K \times \frac{CAP}{CAP - \int it} \int it + A \times e^{-B \int it} - i \times R \quad (3)$$

$$V = E_0 - K \times \frac{CAP}{CAP + \int it} \times i^* - K \times \frac{CAP}{CAP - \int it} \int it + A \times e^{-B \int it} - i \times R \quad (4)$$

As Fórmulas 3 e 4 seriam um aperfeiçoamento do modelo de Shepherd, desenvolvido por Tremblay e Dessaint (2009). O modelo descreve as curvas de carga e descarga da bateria respectivamente, onde:  $i^*$  é a corrente filtrada;  $E_0$  (tensão de circuito aberto da bateria);  $K$  (polarização constante, V/(Ah) e resistência à polarização,  $\Omega$ );  $A$  (amplitude da zona exponencial, V);  $R$  (resistência interna,  $\Omega$ ); e  $B$  (a constante de tempo da zona exponencial inversa,  $(Ah)^{-1}$ ). Todas variáveis tiradas de Tremblay e Dessaint (2009) e podem ser encontrados em Zhang *et al.* (2017).

Para estimar a vida útil de um banco de baterias existem dois métodos consolidados na literatura: Ciclos completos equivalentes até a falha e contagem de ciclos “*Rainflow*”; e um novo, mais realista, chamado de *Schiffer weighted Ah-throughput model* ou “Modelo de rendimento ponderado de Ah de Schiffer) proposto por Schiffer *et al.* (2007).

Comparados estes três métodos em um sistema FV de 2kW, com um banco de baterias de 18,72 kWh onde os dois primeiros métodos chegaram ao mesmo resultado de 18 anos, e o método proposto por Schiffer chegou à um resultado de 8,12 anos apenas de vida útil para o banco (Cristóbal-Monreal; Dufo-López; Yusta-Loyo, 2016).

Temos então que as tecnologias de baterias íon-lítio NCA (óxido de níquel cobalto alumínio), NMC (óxido de níquel manganês cobalto), LMO (óxido de manganês de lítio), LTO (óxido de titanato de lítio) e LFP (fosfato de ferro-lítio) apresentam diferenças significativas em termos de custo, potência específica, vida útil, performance e segurança. A NCA, com alta densidade energética e performance, se destaca em aplicações que exigem alta potência e eficiência, e apresenta custo moderado, mas tendo questões de segurança críticas. A NMC oferece um equilíbrio entre custo, vida útil, segurança e performance, sendo amplamente usada em veículos elétricos e aplicações industriais. As baterias LMO, embora não tão caras, porém seguras como as NMC, têm uma vida útil reduzida e baixa performance, limitando seu uso a dispositivos portáteis. As LTO são altamente seguras e têm uma excelente vida útil, mas seu alto custo e baixa densidade energética restringem sua aplicação a situações onde segurança e longevidade são prioridades, como em sistemas estacionários. Finalmente, as LFP se destacam pela excelente segurança e ótima vida útil, com custos moderados, sendo preferidas para aplicações de AEE residenciais e comerciais que priorizam estabilidade e durabilidade. Sendo as LFP o tipo de tecnologia escolhida para o sistema AEE que será utilizado neste estudo. Onde a grande maioria das marcas no mercado de AEE para sistemas de geração, principalmente SFV, utilizam este tipo de tecnologia em seus módulos de bateria, devido às suas características comentadas acima, onde o foco dos sistemas é longevidade e segurança.



## 4 PV SYST

O *software* escolhido para as simulações foi o PV Syst. Desenvolvido por André Mermoud, formado pela Universidade de Genebra em 1971 e Ph D. em física de partículas, começou em 1978 um estudo detalhado sobre sistemas solares térmicos e sistemas de energia inovadores em edifícios, na Universidade e em várias empresas de engenharia, e em 1992 ele começou a desenvolver o *software*, que conhecemos hoje como PV Syst, para estudo e simulação de sistemas fotovoltaicos. Ele desenvolveu uma ferramenta para construções de sombreamento 3D, simulação de sistemas FV autônomos e sistemas FV de bombeamento (incluindo pesquisas sobre modelagem de baterias e bombas) (PV SYST, 2024).

Este *software* permite simular sistemas de micro-redes alimentados por energia SFV, assim como conectados a dispositivos de AEE, como banco de baterias.

Para sistemas que incluam baterias, o *software* oferece possibilidade de uso de baterias de Íon-lítio e Chumbo-ácido, assim como 3 tipos de estratégias de despacho distintas: redução de picos, autoconsumo e ilhamento de rede fraca (PV SYST, 2024).

Além de possuir uma grande biblioteca dos equipamentos que podem ser utilizados nas simulações, também é possível adicionar elementos da internet, assim como alterar parâmetros dos que já existem criando assim um novo elemento (PV SYST, 2024).

Um grande diferencial do PV Syst é a possibilidade de se modelar o sistema FV em 3D, ou importar tal modelagem de outros programas, como por exemplo: *SketchUp*. O programa utiliza da modelagem para simular perdas por sombreamento ao longo do dia, durante um ano, permitindo a visualização da sombra projetada pelos objetos 3D com a alteração do horário e período do ano da localidade escolhida, e inclui-las no relatório final gerado pelo mesmo, assim como a possibilidade de inclusão e alteração dos parâmetros de outros tipos de perdas: ôhmicas, sujidade, *mismatch*, eficiência, etc (PV SYST, 2024).

Após a configuração do sistema e de seu modo de operação, definido pelo usuário, o processo de simulação funciona durante o período de um ano, sempre efetuando cálculos de balanço de energia a cada hora de funcionamento do sistema, comparando demanda elétrica com a energia que o sistema pode fornecer naquele momento e calculando os fluxos de energia que entram e saem em cada componente do sistema. Fluxos estes que são apresentados em forma de gráficos e Tabelas, dando a liberdade de analisá-los de uma maneira ampla (anual), ou obter os valores exatos de cada hora em determinado dia, mês ou período do ano escolhido. (PV SYST, 2024)

Por já estar consolidado globalmente, ser versátil, intuitivo e apresentar todos os resultados que se almejam da comparação, o PV Syst é a escolha que faz mais sentido para a realização das simulações deste trabalho (PV SYST, 2024).

## **4.1 Modelos físicos utilizados no PV Syst**

### **4.1.1 Definição de tempo e geometria solar**

A definição de tempo é crucial no PV Syst, pois determina a base temporal sobre a qual as simulações são realizadas. O *software* utiliza uma abordagem de interpolação entre dados climáticos horários, permitindo simulações em várias resoluções temporais, como anuais, mensais ou horárias, dependendo dos dados disponíveis. O modelo de geometria solar leva em consideração a posição do sol em relação ao sistema PV, usando parâmetros como declinação solar, ângulo de incidência, e inclinação dos módulos. Este modelo é essencial para calcular a irradiância incidente, que por sua vez afeta a produção de energia do sistema (PV SYST, 2024).

### **4.1.2 Modelos meteorológicos: dados de irradiância e síntese climática**

O modelo meteorológico de irradiância no PV Syst incorpora uma metodologia detalhada para estimar a irradiância incidente sobre os módulos fotovoltaicos. Ele utiliza dados de irradiância global e difusa e os combina com modelos de transposição, como o modelo de Perez, para ajustar os dados à inclinação e orientação do painel. O *software* também permite a geração de dados sintéticos, criando séries temporais quando os dados meteorológicos reais são insuficientes. Isso é feito com base em médias mensais e cálculos probabilísticos para criar perfis horários e diários, preenchendo lacunas de dados (PV SYST, 2024).

### **4.1.3 Modelo de módulo fotovoltaico e inversor conectado à rede**

O modelo de módulo PV no PV Syst é baseado em uma abordagem de cinco parâmetros, levando em consideração a corrente e a tensão em diferentes condições de operação. Este modelo é calibrado com dados de fabricantes, mas também permite ajustes para simular diferentes condições, como variações de temperatura e irradiância. O modelo de inversor conectado à rede foca na eficiência de conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), além de lidar com o *maximum power point tracking* (MPPT) para maximizar a energia gerada. A curva de eficiência do inversor, que varia com a carga, é modelada com base nos parâmetros fornecidos pelos fabricantes (PV SYST, 2024).

#### **4.1.4 Modelagem de baterias no PV Syst: íon-lítio, correções de capacidade, envelhecimento e eficiência**

A modelagem de baterias no PV Syst oferece uma abordagem abrangente e detalhada, principalmente para baterias de íon-lítio, que são cada vez mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos devido à sua eficiência, longa vida útil e alta densidade de energia. Este capítulo detalha o comportamento das baterias no *software*, abordando a capacidade em função da temperatura e da taxa de descarga, os efeitos do envelhecimento e a eficiência da bateria em diferentes condições operacionais (PV SYST, 2024).

##### **4.1.4.1 Modelo de baterias de íon-lítio**

O modelo de baterias de íon-lítio no PV Syst inclui diversos parâmetros que afetam o desempenho e a capacidade da bateria, como o estado de carga (SOC), eficiência de carga e descarga, e resistência interna. Além disso, o software modela o impacto da temperatura e da taxa de descarga sobre a capacidade, permitindo simulações que refletem condições operacionais reais. A eficiência típica das baterias de íon-lítio é superior a 95%, variando conforme as condições de operação e a corrente de carga (PV SYST, 2024).

##### **4.1.4.2 Correções de capacidade: taxa de descarga e temperatura**

O PV Syst realiza correções na capacidade da bateria com base na temperatura ambiente e na taxa de descarga. À medida que a temperatura cai abaixo de 25°C, a capacidade nominal da bateria diminui, especialmente em temperaturas muito baixas. A taxa de descarga também influencia a capacidade efetiva, já que descargas mais rápidas (C-rate mais elevado) reduzem o desempenho. Essas correções são fundamentais para garantir a precisão no dimensionamento da bateria, especialmente em sistemas fotovoltaicos autônomos (PV SYST, 2024).

##### **4.1.4.3 Envelhecimento das baterias**

O envelhecimento das baterias é um fator crucial que afeta o desempenho e a longevidade dos sistemas de armazenamento de energia. O PV Syst modela dois tipos de envelhecimento:

- a) Envelhecimento por ciclo, causado pelos ciclos de carga e descarga. A profundidade de descarga (DOD) tem um impacto direto no número de ciclos que a bateria pode suportar antes de uma degradação significativa;

- b) Envelhecimento por calendário, que considera a perda de capacidade ao longo do tempo, independentemente do uso. Fatores como temperatura e o nível médio de carga também influenciam essa degradação;
- c) O *software* aplica modelos de envelhecimento baseados nas especificações dos fabricantes, simulando a perda de capacidade ao longo da vida útil do sistema.

#### **4.1.4.4 Eficiência da bateria**

A eficiência da bateria é outro fator relevante no PV Syst. O *software* leva em consideração as perdas internas durante o processo de carga e descarga. A eficiência das baterias de íon-lítio, por exemplo, varia dependendo da corrente de carga/descarga e da temperatura. Em condições normais, a eficiência de íon-lítio é alta, mas pode ser afetada por fatores como altas correntes ou temperaturas extremas. O PV Syst modela essas variações, permitindo ajustes no desempenho do sistema de acordo com as condições operacionais (PV SYST, 2024).

Para calcular a eficiência do sistema, o PV Syst considera as perdas em diferentes estágios, incluindo perdas por resistências internas, eficiência de conversão de energia, e perdas térmicas que impactam diretamente a energia armazenada e utilizada (PV SYST, 2024).

#### **4.1.5 Dimensionamento das baterias em sistemas fotovoltaicos**

O dimensionamento correto das baterias em sistemas fotovoltaicos (FV) é crucial para garantir que o sistema tenha capacidade suficiente para armazenar energia e atender à demanda quando a geração solar não é suficiente, como durante a noite ou em dias nublados. No PV Syst, o processo de dimensionamento das baterias envolve a avaliação da capacidade de armazenamento necessária, o tempo de autonomia desejado e a potência do sistema. A seguir, exploramos as metodologias e fórmulas envolvidas nesse cálculo (PV SYST, 2024).

##### **4.1.5.1 Gerenciamento de carga e algoritmo de controle**

O gerenciamento de carga em um sistema fotovoltaico com baterias é um processo essencial para maximizar o uso eficiente da energia gerada e armazenada. O PV Syst utiliza algoritmos de controle para tomar decisões sobre quando usar a energia diretamente dos módulos fotovoltaicos, quando armazená-la nas baterias e quando injetar o excedente na rede elétrica (em sistemas conectados à rede). Os três algoritmos presentes no PV Syst são:

- a) Autoconsumo (ATC): o *Self-consumption*, ou autoconsumo, é a estratégia na qual a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é prioritariamente utilizada para atender as demandas energéticas da residência ou instalação. Qualquer excedente de energia gerada que não seja consumido instantaneamente é armazenado nas baterias, e essa energia armazenada pode ser utilizada posteriormente quando a produção fotovoltaica for insuficiente (por exemplo, durante a noite ou em períodos nublados). O principal objetivo dessa estratégia é maximizar o uso da energia solar dentro da própria instalação, minimizando a necessidade de consumir energia proveniente da rede elétrica da concessionária (PV SYST, 2024).
- b) Redução de Pico (RDP): *Peak shaving*, ou redução de picos, é uma estratégia usada para reduzir os picos de demanda elétrica durante horários de alto consumo. Nessa abordagem, as baterias armazenam energia quando a demanda é baixa e, durante os horários de maior consumo, essa energia armazenada é utilizada para complementar a energia fornecida pela rede, evitando o uso de grandes quantidades de energia da rede em momentos de pico. Essa estratégia é frequentemente utilizada para reduzir os custos com tarifas de EE, que podem ser mais altas durante os períodos de maior demanda (PV SYST, 2024).
- c) Ilhamento de rede fraca (IRF): o *Weak grid islanding*, ou ilhamento de rede fraca, refere-se à estratégia em que o sistema de armazenamento com baterias é utilizado para garantir a continuidade do fornecimento de energia em áreas onde a rede elétrica é instável ou fraca. Quando ocorrem interrupções ou quedas de tensão na rede, o sistema opera de forma isolada (conhecido como modo ilha ou ilhamento), usando a energia armazenada nas baterias para manter o fornecimento de eletricidade para a instalação. Esse tipo de operação é ideal para locais remotos ou onde a rede elétrica não é confiável, permitindo que o sistema funcione de forma autônoma quando necessário (PV SYST, 2024).

A lógica de controle utilizada visa maximizar a eficiência do sistema e minimizar o uso da rede elétrica (ou geradores, em sistemas isolados). O PV Syst permite simular diferentes estratégias de gerenciamento de energia, como priorizar o autoconsumo, maximizar a injeção de energia na rede ou otimizar o armazenamento de energia (PV SYST, 2024).

#### 4.1.6 Cenários de operação

O PV Syst permite a simulação de diferentes cenários de operação, como sistemas conectados à rede (*grid-tied*) ou sistemas isolados (*off-grid*). Em sistemas conectados à rede, a bateria pode ser usada para armazenar o excedente de geração e fornecer energia durante os períodos de alta demanda ou de indisponibilidade da geração solar. Já nos sistemas isolados, a bateria desempenha um papel essencial na continuidade do fornecimento de energia, e o dimensionamento adequado é fundamental para garantir a confiabilidade do sistema (PV SYST, 2024).

#### 4.1.7 Fatores influentes nos resultados da simulação

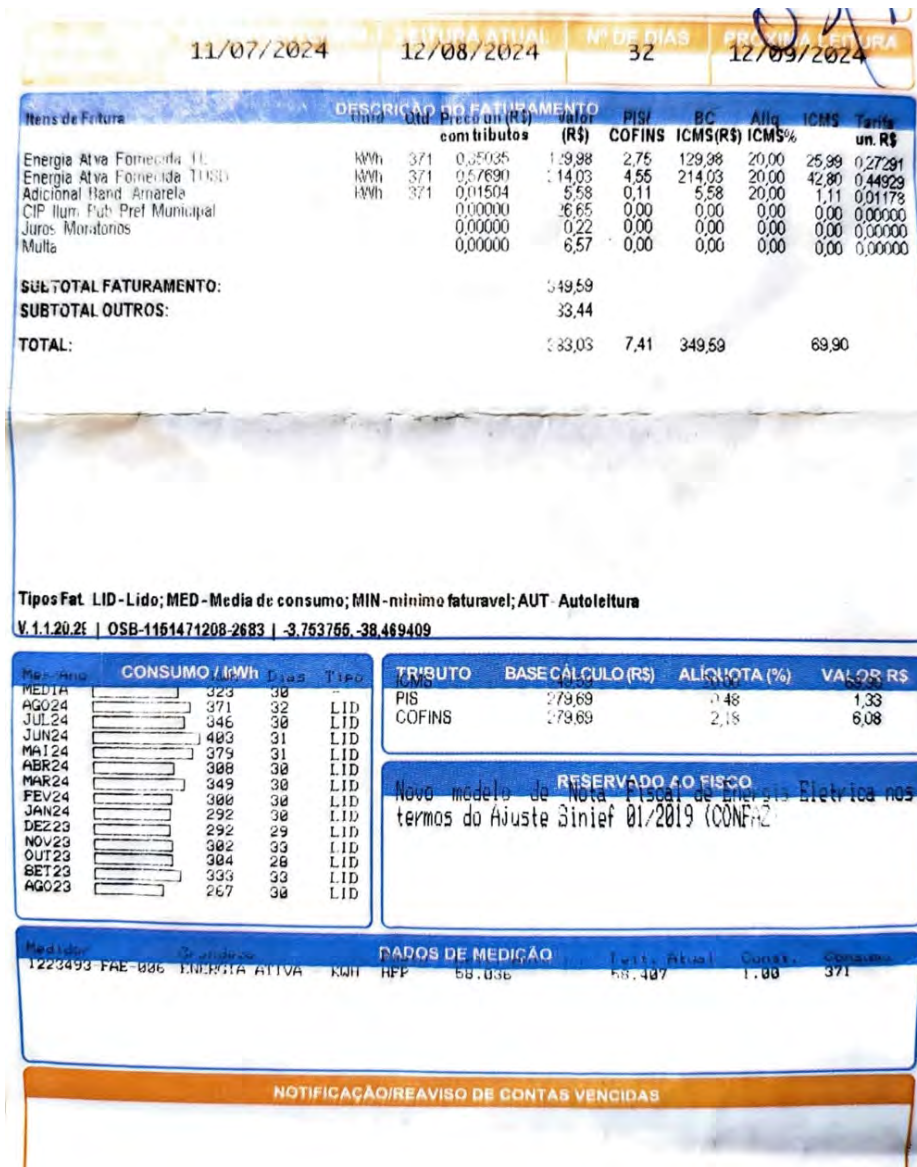
- a) Perfis de consumo: o PV Syst permite a definição de perfis de consumo de energia ao longo do dia, o que influencia diretamente na dinâmica de carregamento e descarregamento das baterias. (PV SYST, 2024)
- b) Dimensionamento do sistema: a quantidade de módulos FV e o dimensionamento correto da bateria são fatores críticos para o desempenho do sistema. Baterias subdimensionadas podem levar à perda de energia não armazenada, enquanto baterias superdimensionadas podem aumentar os custos sem benefícios significativos (PV SYST, 2024).
- c) Perdas por autoconsumo da bateria: o *software* também considera perdas internas das baterias, como a autodescarga, que ocorre mesmo quando não há consumo externo (PV SYST, 2024).

## 5 METODOLOGIA

### 5.1 Dimensionamento e Escolha do Sistema Baseado na Conta de Energia

Para iniciar o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico (SSFV), foi realizada uma análise das contas de EE da residência durante um período de 12 meses, a fim de determinar o consumo médio mensal,  $Con_{mensal}$ , em kWh/mês. O período de 12 meses escolhido começa em setembro de 2023 e vai até agosto de 2024. Os valores de consumo mensal podem ser encontrados na Figura 12.

Figura 12 – Conta de energia da UC



Fonte: (o próprio autor).

$$Con_{anual} = 333 + 304 + 302 + 292 + 292 + 300 + 349 + 308 + 379 + 403 + 346 + 371 = 3979kWh/ano \quad (5)$$

Onde o consumo diário,  $Con_{diário}$ , é calculado pela fórmula 6:

$$Con_{diário} = Con_{anual} \times \frac{1 \text{ ano}}{365 \text{ dia}} = \frac{3979kWh}{1 \text{ ano}} \times \frac{1 \text{ ano}}{365 \text{ dia}} = 10,9kWh/dia \quad (6)$$

Com base no valor de consumo diário é necessário agora realizar uma especificação inicial do sistema, para que este possa ser simulado no software a fim de verificar se a geração anual resultante da simulação é o suficiente para atender a demanda energética desta residência ao longo do ano.

Para isto é necessário definir a potência do módulo com o qual iremos trabalhar. No mercado de empresas que oferecem o serviço de venda e montagem de SSFVs residenciais e comerciais, geralmente essa escolha é feita pelas próprias empresas baseada nos modelos de módulos mais recentes disponíveis para compra e/ou em estoque. Para este sistema o módulo utilizado será de 545 Wp, modelo DHM-72X10 545W, da fabricante DAH Solar, por se tratar de uma marca bastante utilizada no mercado fotovoltaico no estado do Ceará, onde o autor também já os utilizou em alguns dos projetos na qual fez parte, na empresa em que trabalha. Os dados elétricos importantes do módulo podem ser observados na Tabela 10.

Tabela 10 – Dados elétricos do módulo fotovoltaico

Características	Valor
Modelo	DHM-72X10 545W
Fabricante	DAH Solar
Tipo de célula	Mono 182x91mm
Dimensões	2278x1134x30mm
Peso	29 kg
Máxima Potência (Pmax)	545 W
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	50,0 V
Máxima Tensão de Operação (Vmp)	42,2 V
Corrente de curto circuito (Isc)	13,72 A
Máxima corrente de operação (Imp)	12,91 A
Eficiência do módulo	21,09%
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,31%/°C

Fonte: (o próprio autor).

Com o intuito de suprir a demanda diária média com a geração de energia SFV através dos módulos FV, um dimensionamento inicial da quantidade de módulos necessários,  $N_{mod}$ , precisa ser feito. Segundo Pinho e Galdino (2014) a energia diária gerada por módulo pode ser calculada através da fórmula abaixo.



$$G_{mod_{diária}} = P_{mod} \times HSP \times TD \quad (7)$$

$$G_{mod_{diária}} = 0,545 W \times 5,776 kWh/m^2 \cdot dia \times (0,75)$$

$$G_{mod_{diária}} = 2,281 kWh/dia$$

Onde:  $P_{mod}$  é a potência do módulo;  $HSP$  é a irradiância global horizontal média diária para o estado do Ceará, dado retirado do site fornecido pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) que publicou o Atlas Brasileiro de Energia Solar (LABREN, 2024);  $TD$  é taxa de desempenho, sendo adotado valor de 75 % segundo Araújo *et al.* (2024), que considera as perdas estimadas na geração de energia SFV, provenientes de diversos fatores como perdas ôhmicas, nebulosidade, sujidade no módulos, eficiência do inversor etc.

Este valor de geração também é afetado por outros fatores como sombreamento, azimute e inclinação do módulo FV. Porém, a fim de simplificar o dimensionamento inicial,  $N_{mod}$ , foi calculada dividindo o consumo anual,  $Con_{anual}$ , pela estimativa da energia gerado por módulo no ano,  $G_{mod_{anual}}$ .

Logo,

$$G_{mod_{diária}} = G_{mod_{anual}} \times \frac{1 \text{ ano}}{365 \text{ dia}} \quad (8)$$

$$G_{mod_{anual}} = G_{mod_{diária}} \times 365 = \frac{2,281 kWh}{dia} \times \frac{365 dia}{ano} = 832,5 kWh/ano$$

Finalmente,

$$N_{mod} = \frac{Con_{anual}}{G_{mod_{anual}}} = \frac{3979 kWh/ano}{832,5 kWh/ano} = 4,78 \cong 5 \text{ módulos} \quad (9)$$

A eficácia deste método de dimensionamento simplificado será verificada nos resultados das simulações. Portanto para a simulação inicial do sistema utilizaremos 5 módulos de 545 Wp, totalizando 2,725 kWp em potência de módulos fotovoltaicos. Mas vale lembrar que este é o valor de geração para cinco módulos FV não limitados pela potência do inversor, pois se a potência da *string* for maior que a potência de saída CA do inversor, prática conhecida como *oversizing* ou sobredimensionamento, apenas a multiplicação de  $G_{mod_{diária}}$  por  $N_{mod}$  não irá resultar na energia total CA gerada pelo inversor disponível para atendimento do consumo, carregamento das baterias e ou injeção na rede. Porém é possível que o arredondamento feito para o valor de módulos compensasse uma possível limitação do inversor da potência de saída CA do mesmo.

A partir do cálculo da potência do sistema em Watt-pico (Wp), a escolha do inversor é feita considerando diversos fatores, como a potência máxima suportável de entrada pelo inversor, informação do fabricante sobre a porcentagem de sobredimensionamento aceitável em que o inversor fotovoltaico consegue trabalhar sem apresentar defeitos (valor que geralmente varia de 30% à 50%), máxima tensão de entrada, máxima corrente suportada por MPPT etc. Além disso a escolha do inversor é determinada também pelo tipo de instalação do estabelecimento. A residência em questão é atendida apenas por uma fase e um neutro, logo limitando o inversor a ser do tipo monofásico.

Por atender todos os critérios necessários, ser um inversor híbrido que permite a utilização de baterias íon-lítio no arranjo do sistema e além de ser uma marca amplamente utilizada no mercado brasileiro, inclusive já utilizada pelo próprio autor, o inversor escolhido foi então o GW3648D-ES (14A) da fabricante Goodwe, os dados do inversor estão na Tabela 11.

Tabela 11 – Dados elétricos do módulo fotovoltaico (continua)

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Modelo	GW3648D-ES (14A)
Fabricante	Goodwe
Máxima potência de entrada	4600 W
Máxima tensão de entrada	580 V
Faixa de operação de tensão do MPPT	125 ~ 550 V
Tensão de Start-up	125 V
Tensão nominal de entrada	360 V
Máxima corrente de entrada por MPPT	14 A
Máxima corrente de curto por MPPT	17,5 A
Número de MPPTs	2
Número de entrada por MPPT	1
Potência de saída nominal	3680 W
Tensão de saída nominal	230 V
Faixa de tensão de saída	0 ~ 300 V
Frequência CA nominal de rede	50/60
Máxima corrente de saída CA	16 A
Fator de potência	~1 (ajustável 0,8 indutivo/capacitivo)
Máxima distorção harmônica	< 3%

Fonte: (GOODWE, 2024).

Como a potência do inversor escolhido é maior que potência dos módulos, não precisamos nos preocupar em redimensionar a quantidade dos mesmos, pois a geração calculada da *string* não será limitada pela potência de saída CA do inversor. Além disso, se quiséssemos, temos a possibilidade de limitação da potência de saída do inversor. Por ser híbrido, podemos conectá-lo a um sistema de baterias Íon-lítio, e a existência de um segundo MPPT na qual poderá ser conectada uma segunda *string* caso a potência do sistema precise aumentar, devido a um aumento de carga instalada na residência, torna este inversor uma ótima escolha para o sistema que iremos simular.

## 5.2 Dimensionamento e Escolha das Baterias

Com o dimensionamento do SSFV concluído, o próximo passo foi determinar a capacidade de armazenamento necessária para garantir autonomia ao sistema em períodos de baixa incidência solar ou falhas da rede elétrica. O tempo de autonomia desejado  $A_t$ , expresso em dias, foi utilizado para calcular a energia total que precisaria ser armazenada nas baterias,  $E_{baterias}$ . Essa energia será determinada com base no consumo médio mensal  $C_{mensal}$ , ajustado para os dias de autonomia.

O tempo de autonomia desejado pode ser estipulado por vários critérios que dependem do sistema na qual o BBAT faz parte e a necessidade do usuário. Para o caso da residência objeto desta simulação, situada no Brasil, queremos inicialmente que o sistema dimensionado seja capaz de suprir uma eventual queda de energia por parte da rede, onde a mesma ficará indisponível até que uma equipe de campo da concessionária resolva o problema e a energia seja reestabelecida. O valor médio de tempo que a concessionária ENEL Ceará necessita para religar a energia aos consumidores da cidade de Fortaleza foi retirado de uma notícia do site do Governo do Estado. Onde o autor da notícia comenta que em Fortaleza, as subestações que atendem os bairros onde estão localizadas, além das áreas vizinhas, apresentam maiores índices de demora nas religações em bairros como Bom Jardim, Barra do Ceará, Messejana, Dias Macedo, Mondubim, Mucuripe, Pici, Parangaba, Presidente Kennedy e São João do Tauape. O bairro Bom Jardim tem a maior média de espera, com quase 11 horas para as religações, enquanto São João do Tauape e seus arredores têm a menor, com uma média de quase 10 horas (Governo do estado do Ceará, 2024).

Com o valor de 11 horas sendo a maior média para espera das religações na cidade de Fortaleza, de forma conservadora foi escolhido um tempo de autonomia de 12 horas, ou 0,5

dias. Após a definição do tempo de autonomia devemos dimensionar o BBAT para atender a demanda de 12 horas ou 0,5 dias.

Como queremos dimensionar a bateria para suprir a necessidade de apenas 0,5 dias devemos deduzir a fórmula da capacidade da bateria levando em consideração os valores da potência da carga a ser atendida, tensão, profundidade de descarga, eficiência da bateria e tempo de autonomia. Porém precisamos definir um modelo antes e procurar estes valores na sua folha de dados. Por se tratar de um BBAT (BBAT) de um fabricante reconhecido globalmente pela qualidade de suas baterias, por sua capacidade de fornecer suporte contínuo, possuir uma arquitetura modular que permite expandir a capacidade de armazenamento conforme necessidade do usuário, utilização da tecnologia de LFP em suas baterias, conhecida por oferecer maior segurança, vida útil mais longa, e maior resistência a ciclos profundos de descarga em comparação com outras tecnologias, como o NMC (conforme apresentado na Figura 11 no Capítulo 3) e serem compatíveis com o modelo de inversor escolhido, os dados foram pegos do BBAT modelo BYD Battery-Box Pro 7.5, da fabricante BYD (BYD, 2024). Dentre outras opções disponíveis no mercado, foram consideradas baterias como Tesla Powerwall, LG Chem RESU e Pylontech, reconhecidas por sua durabilidade e alta eficiência. A escolha final também levou em consideração a viabilidade técnica e garantia, bem como a integração eficiente com o sistema fotovoltaico uma vez que a compatibilidade é garantida pelos fabricantes (GOODWE, 2024).

Onde os dados da bateria podem ser observados na Tabela 12.

Tabela 12 – Dados elétricos da bateria (continua)

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Modelo	BYD B-Box Pro 7.5
Fabricante	BYD
Energia utilizável	7,68 kWh
Tipo de célula	LFP (LiFePO4)
Módulo de bateria	B-Plus 2.5 (2.56 kWh – 50Ah) 3 módulos
Tensão nominal	51,2 V
Faixa de operação de tensão	43,2 V ~ 56,4 V
Potência nominal	7,68 kW
Eficiência total do ciclo de carga e descarga	≥ 95,3%
Faixa de temperatura operacional	-10 ~ +50
Umidade relativa	0 ~ 95%

Características	Valor
Comunicação	CAN, RS485
Peso	146 kg
Dimensões	600x883x510 (LxAxC mm)
Classificação de proteção	IP20
Método de montagem	Gabinete

Fonte: (BYD, 2024).

As condições de testes de carga e descarga para determinar a eficiência total do ciclo de carga e descarga foram realizados com um DOD de 100% e +25° (BYD, 2024).

Tendo todos estes dados em mãos podemos agora deduzir e calcular a fórmula para a capacidade do BBAT para 0,5 dias. A potência da bateria está diretamente relacionada à potência que queremos atender com o banco. Chamaremos de  $E_{load}$  a carga que será atendida pela bateria, e  $T_{aut}$  o tempo de autonomia desejado (em dias):

$$E_{load} = Con_{diário} \times T_{aut} \quad (10)$$

$$E_{load} = \frac{10,9kWh}{dia} \times \frac{1 dia}{2}$$

$$E_{load} = 5,5265 kWh$$

Devemos também levar em consideração que a profundidade de descarga (DOD) limita quanto da capacidade total da bateria pode ser utilizada. Sua fórmula é dada por:

$$DOD = 100\% - SOC \quad (11)$$

Onde estando intrinsecamente ligado ao DOD, o gerenciamento eficiente do SOC de baterias de íon-lítio em sistemas fotovoltaicos é uma questão crítica para maximizar a vida útil da bateria e a eficiência do sistema (Khatib; Muhsen, 2020).

Escolha dos limites de SOC:

- Limite superior de 95%: Carregar a bateria até 100% pode causar estresse químico e térmico, acelerando a degradação dos componentes internos. Estudos sugerem que limitar a carga máxima a 95% pode evitar esse desgaste prematuro sem comprometer significativamente a capacidade útil da bateria. Isso é particularmente relevante em ambientes de altas temperaturas, onde a degradação é ainda mais acentuada (Khatib; Muhsen, 2020).
- Limite inferior de 20%: De maneira similar, a descarga profunda da bateria (abaixo de 20%) pode causar danos irreversíveis às células, afetando a capacidade de retenção de carga e o desempenho geral. Manter a bateria acima de 20% evita que os ciclos de descarga profunda causem estresse desnecessário,

prolongando a vida útil em sistemas de armazenamento que dependem de ciclos repetidos, como em sistemas FV (Khatib; Muhsen, 2020).

A definição de limites de SOC no *software* PV Syst é essencial para alcançar o equilíbrio ideal entre desempenho e durabilidade. Segundo Khatib *et al.* (2020), o uso de faixas de SOC otimizadas é fundamental para a operação segura e eficiente de sistemas de energia baseados em baterias de íon-lítio. O estudo destaca que a otimização do SOC ajuda a mitigar os efeitos negativos da sobrecarga e descarga profunda, que são as principais causas de degradação das baterias em ambientes de alta demanda (Khatib; Muhsen, 2020).

Logo, utilizando a fórmula 11 para definir o DOD:

$$DOD = 100\% - (SOC_{Lim_{inferior}} + SOC_{Lim_{superior}})$$

$$100\% - (20\% + 5\%) = 100\% - 25\% = 75\%$$

O  $SOC_{Lim_{superior}}$ , é obtido pegando-se o valor máximo de capacidade da bateria (100%) e subtraindo do limite superior (95%), e o valor de  $SOC_{Lim_{inferior}}$ , é encontrado subtraindo a capacidade mínima da bateria (0%) do limite inferior (20%).

Visando aumentar a vida útil do sistema limitando a descarga a 20% e o carregamento a 95% da capacidade total da bateria, temos que a capacidade útil do nosso BBAT é igual a 3/4 (três quartos) de sua capacidade nominal.

Por último devemos levar em consideração a eficiência de carga e descarga da folha de dados do BBAT, onde se consideram as perdas do processo cíclico de carga e descarga do banco. Perdas estas que também limitam a capacidade útil do nosso banco. Utilizando todas as considerações comentadas acabamos com a seguinte fórmula:

$$C_{bat} = \frac{E_{load} \times T_{aut}}{DOD \times \eta_{bat}} \quad (12)$$

$$C_{bat} = \frac{10,9 \times 0,5}{0,75 \times 0,953} = 7,625 \text{ kWh}$$

Onde:

- $C_{bat}$  é a capacidade total da bateria (em kWh);
- $E_{load}$  é a demanda de energia do sistema (em kWh/dia);
- $T_{aut}$  é o tempo de autonomia desejado (em dias);
- DOD é a profundidade de descarga máxima permitida da bateria (em %);
- $\eta_{bat}$  é a eficiência da bateria (em %);

Com o modelo e a capacidade da bateria definida foi calculada a quantidade de baterias necessárias  $N_{bat}$  para garantir a autonomia do sistema, onde  $C_{BYD}$  é a energia utilizável do BBAT escolhido, valor encontrado na Tabela 12:

$$N_{bat} = \frac{C_{bat}}{C_{BYD}} = \frac{7,625 \text{ kWh}}{7,68 \text{ kWh}} = 0,993 \cong 1 \text{ Unidade} \quad (13)$$

Logo para esta simulação inicial foi definido um sistema com 1 BBAT do modelo B-Box Pro 7.5, composto por 3 módulos B-Plus 2.5 (50 Ah) em paralelo (totalizando 150 Ah), conectado ao inversor GW3648D-E que possui uma *string* formada por 5 módulos DHM-72X10 545 Wp em série.

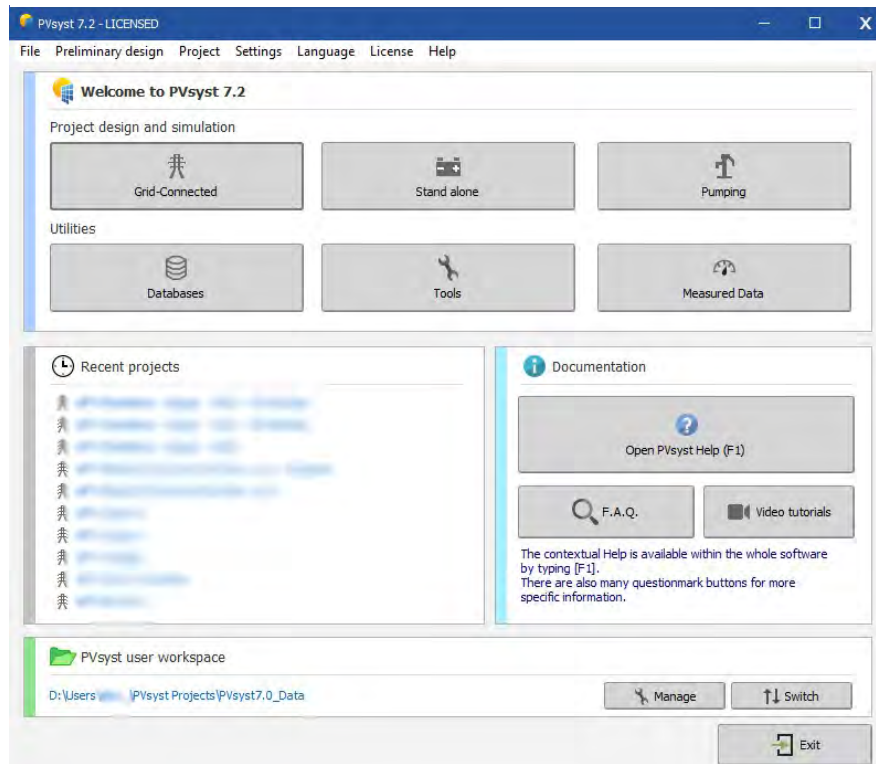
### 5.3 Processo de Simulação

Com o dimensionamento do sistema fotovoltaico e das baterias concluído, iniciamos o processo de simulação no *software* PV Syst.

#### 5.3.1 Criando um novo projeto

A versão utilizada do *software* para as simulações foi a 7.2.2, e ao abri-lo, o usuário se depara com a tela inicial do programa, onde se deve escolher o tipo de modelo de projeto com o qual se quer trabalhar, dentre eles o *Grid Connected* (Sistema conectado à rede) e o *Stand Alone* (Sistemas sem conexão com a rede, também conhecidos como *Off-Grid*). Como iremos simular um sistema residencial conectado à rede em conjunto com a utilização de baterias, selecionamos o *Grid Connected*.

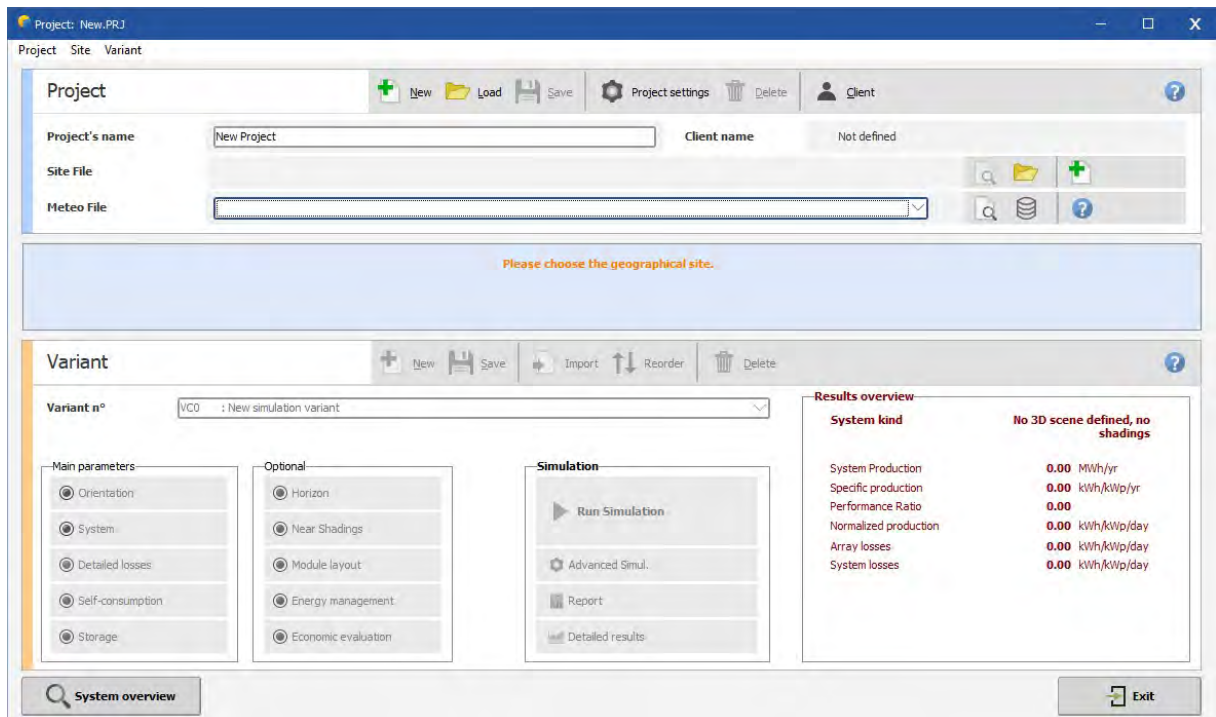
Figura 13 – Tela inicial do programa



Fonte: (o próprio autor).

Após a escolha do modelo do sistema, nos é apresentado a tela principal e mais importante do programa (Figura 13), onde nela iremos navegar pelas opções de configuração do sistema, desde a escolha das coordenadas geográficas do projeto, o dimensionamento do sistema como um todo, modelagem 3D para simulação de sombreamento, definição de perdas até avaliação econômica. Nela também devemos escolher um nome para o nosso projeto e salvá-lo, para esta primeira simulação chamaremos de “TCC\_modelo01”.

Figura 14 – Tela principal do programa



Fonte: (o próprio autor).

Após definido o nome do projeto, não podemos salvá-lo ainda, para isso devemos definir as coordenadas geográficas e a base de dados meteorológicos que o PV Syst deverá utilizar para a região selecionada. Dentre eles temos o Meteonorm 8.0, NASA-SSE, PVGIS TMY dentre outros, onde utilizaremos o Meteonorm 8.0 por possuir uma base de dados mais recentes que os demais para a localidade escolhida (PV SYST, 2024).

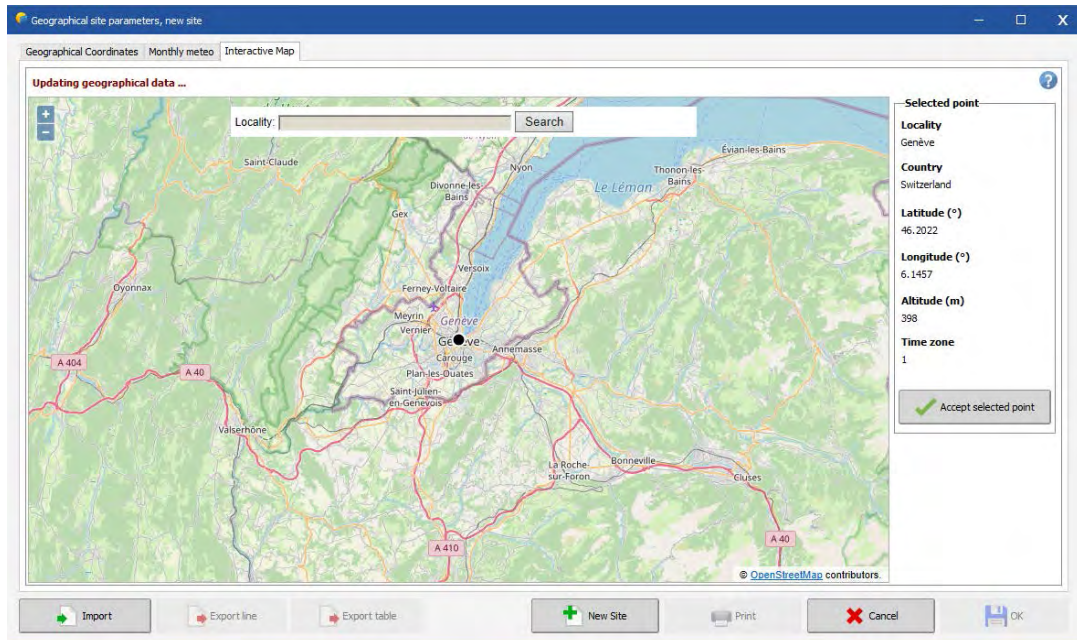
### 5.3.2 Definindo a localidade e importação dos dados meteorológicos

Para definir o local escolhido para a simulação devemos clicar no ícone com formato de folha de papel com um símbolo de “+” na cor verde que fica à extrema direita do nome “Site File”. Ao clicar neste ícone somos direcionados à uma nova janela onde devemos definir o ponto no mapa que melhor representa o local de instalação do sistema onde pretendemos simular, a busca é facilitada pela opção de digitar o nome da cidade, estado ou país na barra de busca centralizada no topo da janela e clicar no botão de “Search”. Como o sistema objeto de



estudo em questão está localizado em Fortaleza, simplesmente digitamos “Fortaleza” e após o mapa interativo do programa mostrar a cidade no mapa, podemos refinar a localidade definindo o ponto o mais próximo possível de onde o sistema será instalado. No caso refinamos a localidade situando o ponto em cima da residência do autor.

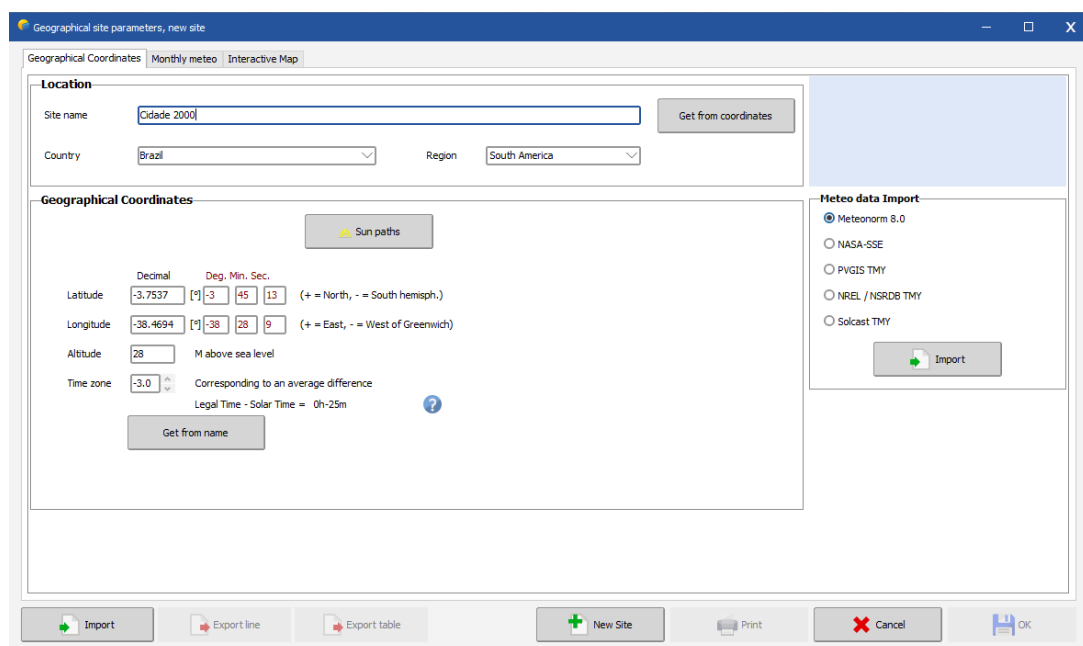
Figura 15 – Tela para escolha da localidade



Fonte: (o próprio autor).

Após definido o ponto clicamos em “Accept selected point” e somos levados para a tela de confirmação do local escolhido e definição da base de dados meteorológicos que queremos utilizar na simulação, como já foi citado, utilizaremos o “Meteonorm 8.0”.

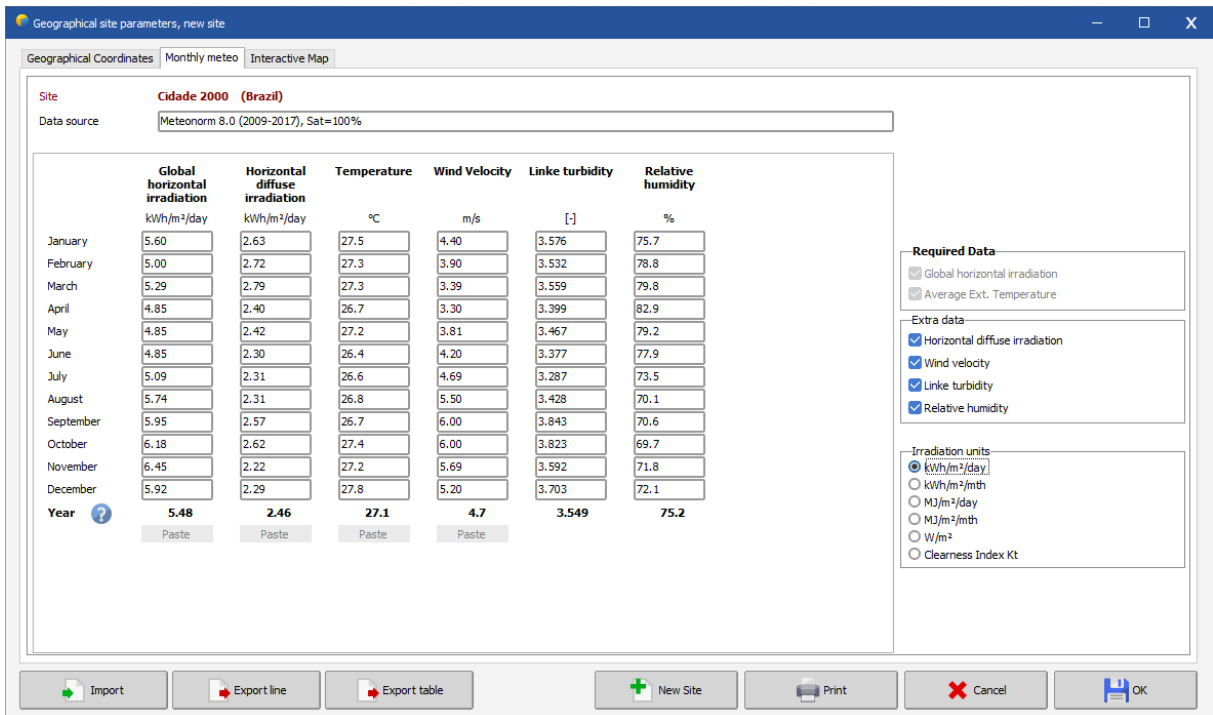
Figura 16 – Tela de confirmação da localidade e escolha da base de dados meteorológicos



Fonte: (o próprio autor).

Ao importar o banco de dados escolhido, a tela do programa nos direciona para a aba seguinte onde apresenta vários parâmetros importados com seus respectivos valores durante o período de 12 meses, assim como nos dá a escolha de definição da unidade de irradiância de preferência do usuário. A fim de compatibilizar e validar os dados apresentados pelo LABREN, optamos pela apresentação dos valores em “kWh/m<sup>2</sup>/dia”. Clicamos em OK e prosseguimos.

Figura 17 – Tela de visualização dos dados meteorológicos importados



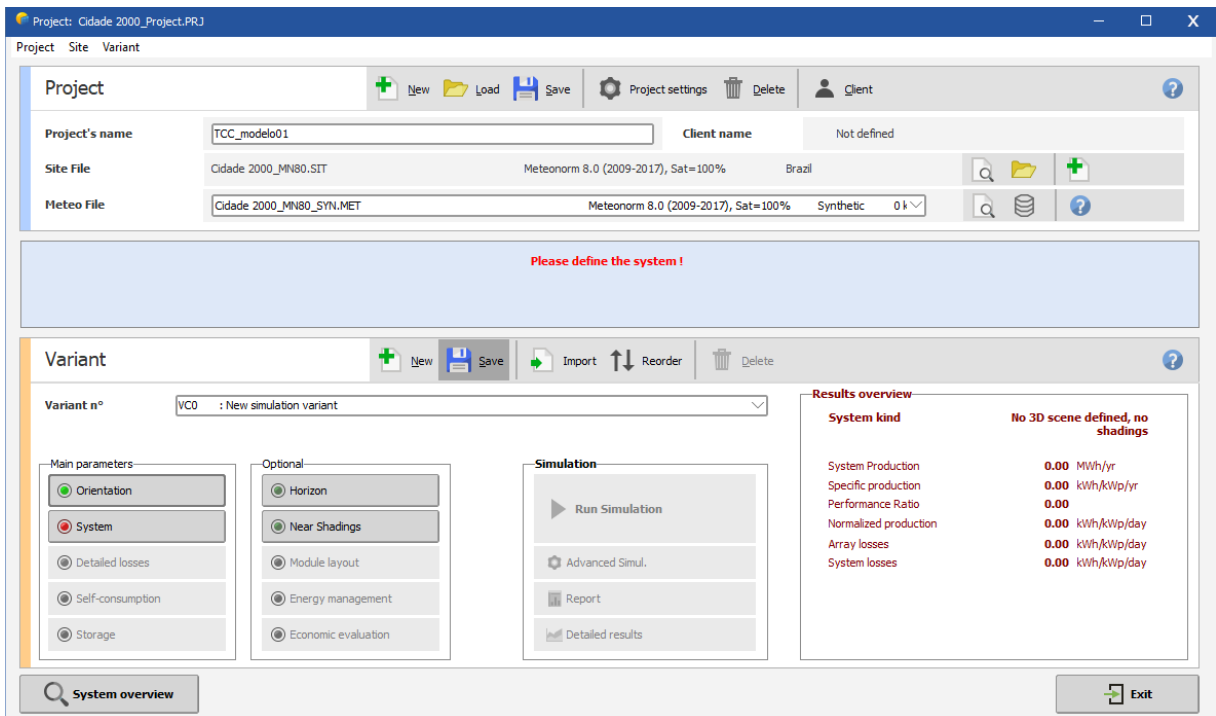
Fonte: (o próprio autor).

Finalizando a escolha da localidade voltamos a tela principal do programa, podendo agora salvar nosso projeto, assim como é nos dada a opção de salvar os arquivos de dados meteorológicos que o programa cria para armazenar as informações de localidade para o nosso projeto. Permitindo que ao criar um novo projeto para uma mesma localidade, não necessitarmos passar por todos esses passos para importar os dados meteorológicos da região, onde podemos simplesmente selecionar a localidade com seus respectivos arquivos já criados anteriormente.

Agora devemos definir a orientação do sistema e o próprio sistema que utilizaremos. Como iremos importar um modelo 3D para a simulação, não importa a orientação que definirmos agora pois o programa irá reconhecer a inclinação dos módulos em relação ao plano assim como o azimute dos mesmos, e irá ajustar estes valores automaticamente. Se não fosse o caso, o PV Syst ainda oferece diversas possibilidades para orientação do sistema sem necessidade de modelagem 3D para simulação. Podendo ser configurados vários azimutes para

várias inclinações de módulo, incluindo também comportamento de *trackers* ou mesas fixas de módulos onde pode-se visualizar e definir o espaçamento entre elas.

Figura 18 – Tela de principal após definir a localidade e salvar o projeto



Fonte: (o próprio autor).

### 5.3.3 Definindo o sistema

Para definir o sistema devemos clicar no botam “System” que irá abrir uma nova janela, esta sendo uma das mais importantes do programa. Nela devemos escolher o modelo e quantidade de módulos, modelo e quantidade de inversores e tamanho e quantidade de *strings*. O programa nos oferece uma variedade de modelos de vários fabricantes já presente na base de dados tanto para inversores quanto para módulos fotovoltaicos, mas as vezes é necessária a criação ou a importação destes arquivos caso os elementos do sistema que você irá simular não estejam presentes. Os arquivos dos módulos e inversores são respectivamente no formato “.PAN” e “.OND”. Foi possível encontrar o arquivo em formato “.PAN” do módulo fotovoltaico utilizado na simulação, porém se fará necessária a criação do arquivo “.OND” do inversor utilizando os parâmetros apresentados na folha de dados do mesmo, no entanto não iremos criar um inversor do zero no programa, pois ele nos possibilita utilizar um inversor já existente no seu banco de dados. Assim utilizamos como base o inversor GW3600D-SS por ter potência parecida de 3,6 kW e ser o mais atual (2018) do mesmo fabricante que há no banco de dados do PV Syst. Muitos fabricantes não oferecem estes arquivos para *download* em suas páginas da *web*.

Após a escolha dos componentes do sistema o programa faz um resumo do seu sistema, mostrando informações como área dos módulos, potência nominal do sistema, e a razão entre as potências CC e CA do sistema, assim como nos alerta que o inversor está um pouco sobredimensionado, informação que já era sabida e explicamos o motivo anteriormente. Com o sistema definido podemos dar OK e continuar com as próximas configurações para a simulação.

Figura 19 – Tela de definição do sistema após escolha dos componentes

The screenshot shows the 'Grid system definition' software interface. The main window is titled 'Grid system definition, Variant VCO: "Simulação 01\*'. The interface is divided into several sections:

- Sub-array name and Orientation:** Name: PV Array, Tilt: 15°, Azimuth: 0°, Orient: Fixed Tilted Plane.
- Pre-sizing Help:** No sizing selected. Options for 'Enter planned power' (0.0 kWp) and '... or available area(modules)' (0 m²).
- Select the PV module:** Filter: All PV modules. Selected: DAH Solar, 545 Wp 36V, Si-mono, DHM72X10-545, Since 2020, Datasheets 2020. Sizing voltages: Vmpp (60°C) 36.3 V, Voc (-10°C) 55.0 V.
- Select the inverter:** Output voltage: 230 V Mono 50Hz. Selected: Goodwe, 3.7 kW, 125 - 550 V, 50/60Hz, GW3648D-ES, Since 2018. Nb. of inverters: 1. Operating voltage: 125-550 V, Global Inverter's power: 3.7 kWac. Input maximum voltage: 580 V. Inverter with 2 MPPT.
- Design the array:** Number of modules and strings. Mod. in series: 5, Nb. strings: 1. Overload loss: 0.0%, Pnom ratio: 0.74. Nb. modules: 5, Area: 13 m². Operating conditions: Vmpp (60°C) 182 V, Vmpp (20°C) 212 V, Voc (-10°C) 275 V. Plane irradiance: 1054 W/m². Max. operating power (at 1054 W/m² and 50°C): 2.6 kW. Array nom. Power (STC): 2.7 kWp.
- List of subarrays:** Table with columns: Name, #Mod #Inv., #String #MPPT. Rows: PV Array (5, 1), DAH Solar - DHM72X10-545 (1, 1), Goodwe - GW3648D-ES (1, 1).
- Global system summary:** Nb. of modules: 5, Module area: 13 m², Nb. of inverters: 1, Nominal PV Power: 2.7 kWp, Maximum PV Power: 2.6 kWDC, Nominal AC Power: 3.7 kWAC, Pnom ratio: 0.740.

Buttons at the bottom: System overview, Simplified sketch, Cancel, OK.

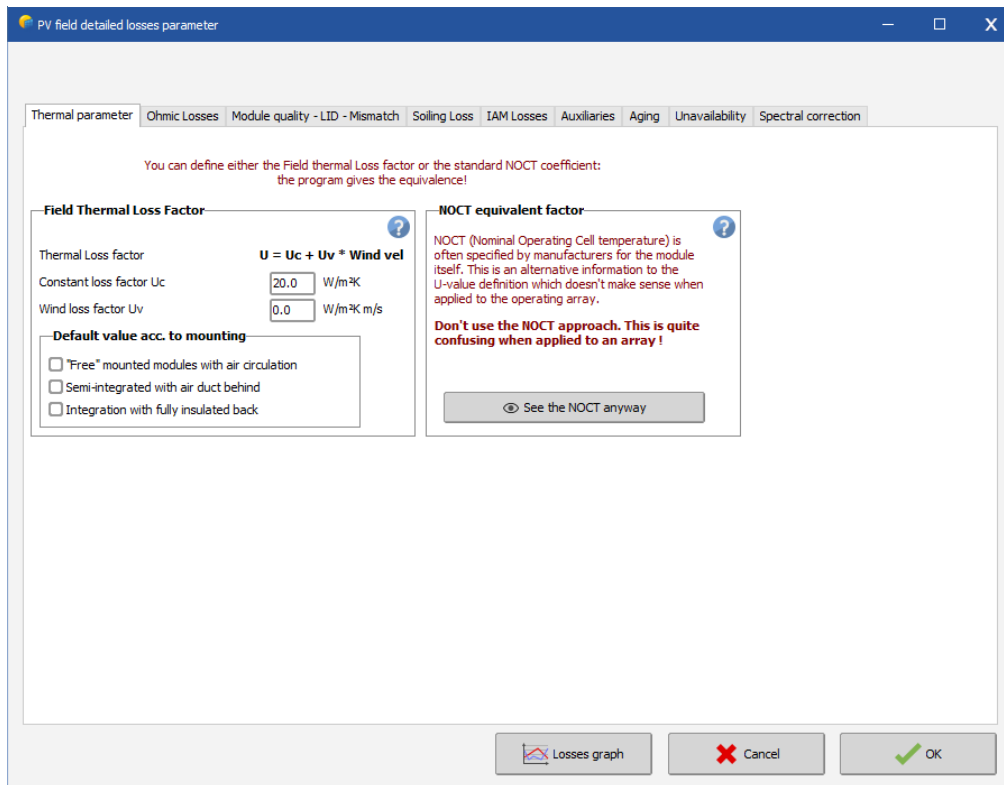
Fonte: (o próprio autor).

### 5.3.4 Definindo as perdas

Com a definição do sistema precisamos definir as perdas. Clicando em “Detailed losses” o programa abre uma nova janela com diversas abas e vários parâmetros que devem ser escolhidos e serão utilizados na simulação. Para grandes usinas de minigeração distribuída e geração centralizada, são parâmetros que podem interferir bastante no resultado da simulação, portanto devem ser analisados com cuidado, já que resultam em importantes decisões econômicas para as partes envolvidas no projeto. Vamos deixar as perdas padrões que o PV Syst oferece também nos seus valores padrões. E como simularemos inicialmente para o primeiro ano de geração, não utilizaremos as perdas por “aging” ou “envelhecimento”. As únicas perdas não padrão para este sistema foram as perdas ôhmicas, onde utilizamos as normas ABNT NBR 5410 e a ABNT NBR 16612 para dimensionamento dos cabos CA e CC respectivamente, e estimamos o comprimento dos circuitos no modelo 3D que será apresentado.

Uma vez que temos a seção e comprimento do cabeamento dos circuitos CA e CC, estes valores são preenchidos na aba “*Ohmic losses*” (perdas ôhmicas). O circuito CA utilizará um cabo de cobre de 4 mm<sup>2</sup> isolamento em PVC, e o comprimento do circuito quantificado com folga foi de 20 metros. O circuito CC da *string* utilizará um cabo de cobre de 4 mm<sup>2</sup> isolamento em XLPE com comprimento de 10 metros, e embora o cabo de 2,5 mm<sup>2</sup> suporte a corrente da *string*, o cabo de 4 mm<sup>2</sup> é mais comumente utilizado no mercado e neste tipo de instalação, além de ser a seção dos cabos existentes no módulo. Onde o conector, conhecido como MC4, também deve ser compatível com os terminais de conexão do módulo e do cabo escolhido para ligação entre inversor e *strings*. As perdas utilizadas podem ser observadas nas Figuras 20 a 28.

Figura 20 – Perdas térmicas utilizadas na simulação



Fonte: (o próprio autor).

A correta definição dos parâmetros de perdas no PV Syst é essencial em casos específicos, como em condições climáticas atípicas, onde fatores como altas temperaturas, vento intenso, quantidade de manutenções programadas ou sujeira podem impactar significativamente o desempenho do SSFV. Ajustar adequadamente essas perdas garante uma simulação mais precisa. Contudo, os valores padrão fornecidos pelo *software* são projetados para oferecer uma boa estimativa de desempenho em condições normais, sendo suficientemente confiáveis quando o usuário não dispõe de dados específicos e detalhados sobre as condições do local de instalação. Como citado anteriormente, utilizaremos os valores padrão.

Figura 21 – Perdas ôhmicas utilizadas na simulação

PV field detailed losses parameter

Thermal parameter | Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Aging | Unavailability | Spectral correction

**DC circuit: ohmic losses for the array**

Specified by

- Global wiring resistance: 94.0 mΩ  Calculated  Detailed computation
- Loss fraction at STC: 0.59 %  Default

Voltage Drop across series diode: 0.0 V  Default

**AC losses after the inverter**

**AC circuit: inverter to injection point (per inverter)**

- Uses AC circuit ohmic loss
- Length Inverter to injection: 20.0 m
- Loss fraction at STC: 0.95 %
- Wire section: 4 mm²
- STC: Pac = 2.67 kW, Vac = 230 V Mono, I = 11.60 A
- Voltage drop at STC: 2.2 V (0.95%)
- Material:  Copper  Alu
- Uses one or several MV transformers
- Uses a HV transformer

Losses graph | Cancel | OK

Fonte: (o próprio autor).

Figura 22 – Perdas por qualidade do módulo utilizadas na simulação

PV field detailed losses parameter

Thermal parameter | Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Aging | Unavailability | Spectral correction

**Module quality**

Module efficiency loss: -0.3 %  default

Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications.

(negative value indicates over-performance)

**Module mismatch losses**

Power Loss at MPP: 2.0 %  default

Loss when running at fixed voltage: 2.5 %  default

Not relevant when MPPT operation

Detailed computation

**LID - Light Induced Degradation**

LID loss factor: 2.0 %  default

Degradation of crystalline silicon modules in the first operating hours with respect to the manufacturing flash test STC values

**Strings voltage mismatch**

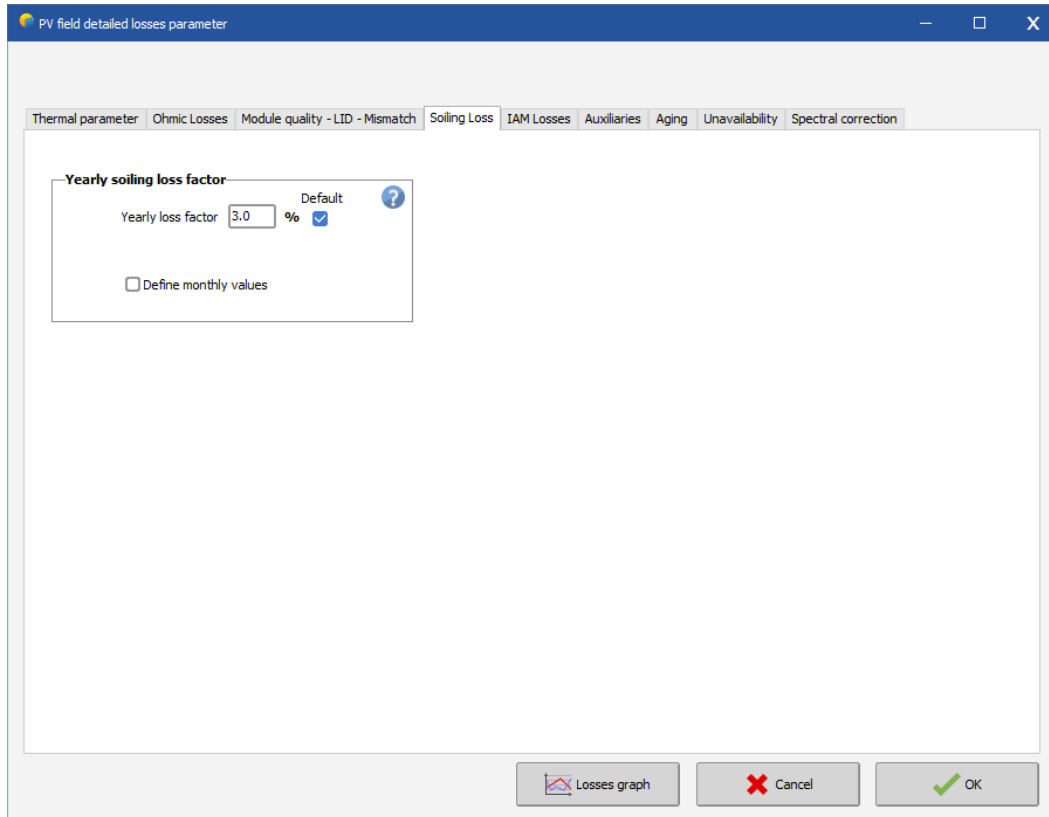
Power Loss at MPP: 0.1 %  Default

Detailed study

Losses graph | Cancel | OK

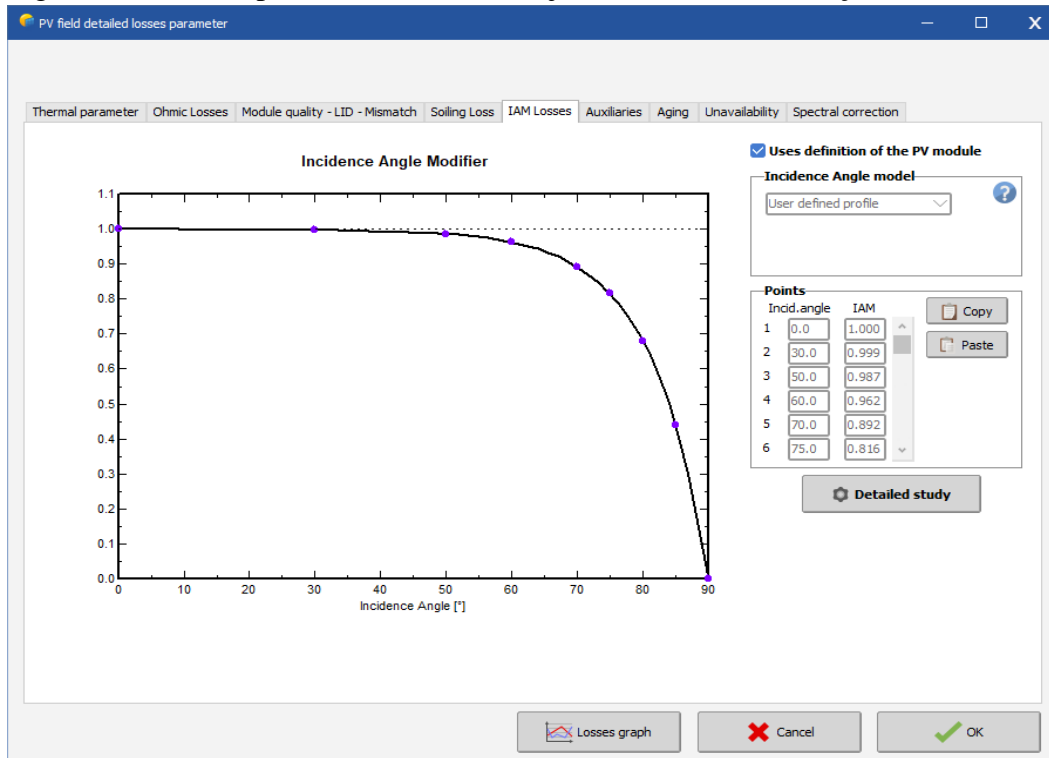
Fonte: (o próprio autor).

Figura 23 – Perdas por sujidade no módulo utilizadas na simulação



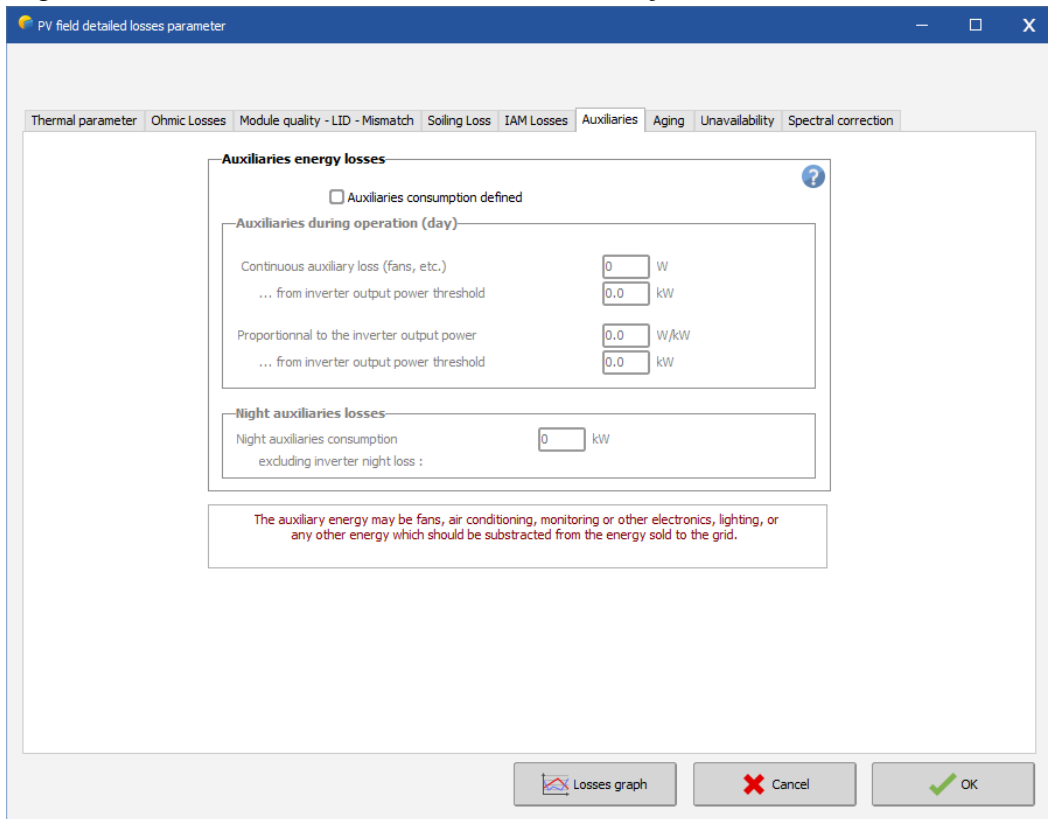
Fonte: (o próprio autor).

Figura 24 – Perdas por incidência de arranjo utilizadas na simulação



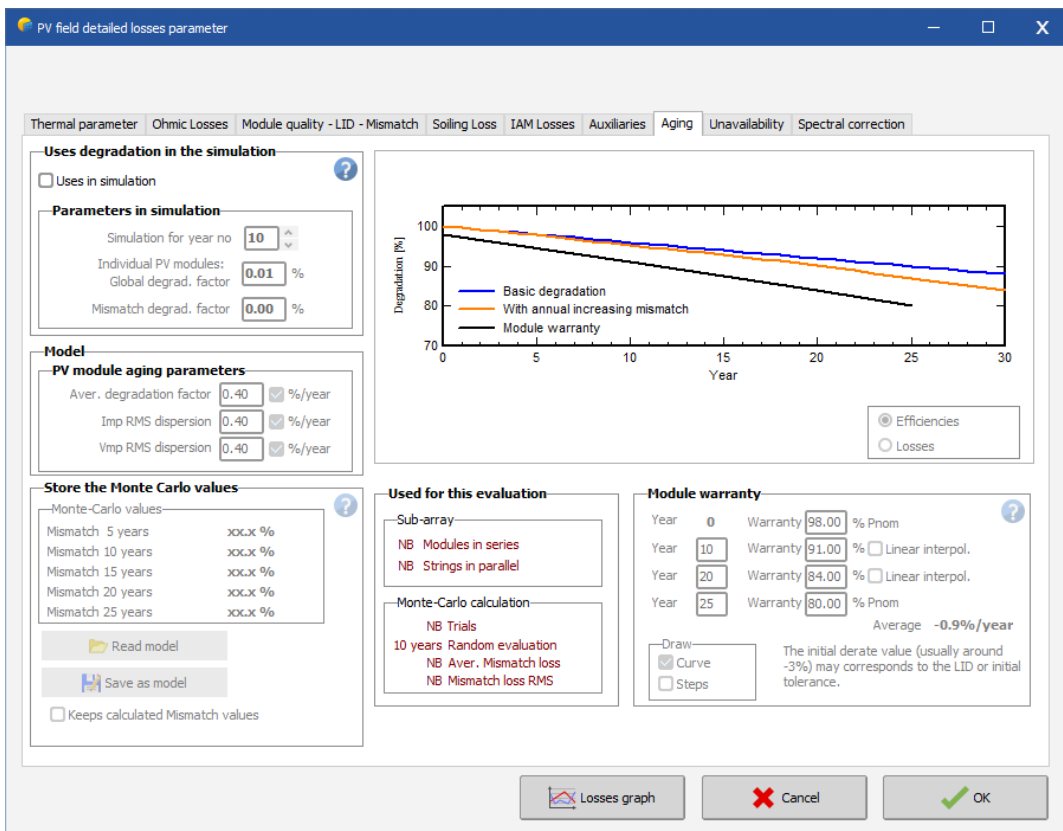
Fonte: (o próprio autor).

Figura 25 – Perdas auxiliares utilizadas na simulação



Fonte: (o próprio autor).

Figura 26 – Perdas por envelhecimento utilizadas na simulação



Fonte: (o próprio autor).



Figura 27 – Perdas por indisponibilidade do sistema utilizadas na simulação

**Unavailability of the system**

Unavailability time fraction: 2.0 %  Default

Unavailability duration: 7.30 days/yr

Number of periods: 4

**Unavailability periods**

Beginning Date / Hour	Duration
01/01/24 9:00:00 PM	44 hour
01/04/24 1:00:00 PM	44 hour
01/08/24 1:00:00 AM	44 hour
01/12/24 7:00:00 PM	44 hour

Fonte: (o próprio autor).

Figura 28 – Perdas por correção espectral utilizadas na simulação

Use spectral correction in simulation

**FirstSolar model**

According to PV module technology

C0: 0.8591400

C1: -0.0208800

C2: -0.0058853

C3: 0.1202900

C4: 0.0268140

C5: -0.0017810

Coefficient Set: Monocrystalline Si  Default

**Meteo input** Relative humidity is available in the Meteo variables. It will be used to estimate the precipitable water column

**PV modules** PV module model: DHM72X10-545

Fonte: (o próprio autor).

### 5.3.5 Definindo o perfil de carga

Definidas as perdas que serão utilizadas pelo programa, precisamos definir o perfil de carga da residência. Pois este será levado em consideração na simulação quando escolhido o algoritmo de carregamento e descarregamento das baterias.

Após clicarmos em OK, voltamos a tela principal do programa e ao clicar em “*Self-consumption*” o programa abre uma janela onde devemos escolher como iremos definir os valores do perfil de carga, tendo diversas opções que incluem consumo fixo, valores mensais, perfil diário, perfis de probabilidade, sem consumo próprio e até possibilidade de importar valores diários ou horários de uma planilha em formato “.CSV”. Sabemos que o consumo diário calculado anteriormente foi de aproximadamente 10,9 kWh/dia, com este valor em mãos optamos pela escolha do perfil diário, que ao o selecionarmos, nos dá mais opções, sendo elas constante ao longo do ano, modulação por estação, normalização mensal e modulação semanal. A modulação por estação nos permite a definição de perfis diários para as 4 estações do ano, onde para regiões com as estações do ano bem definidas faz mais sentido utilizar já que no inverno o consumo diário pode aumentar devido ao uso de aquecedores, assim como o consumo também pode sofrer aumento no verão devido à utilização de ventiladores e ar-condicionado, como nós não possuímos as 4 estações bem definidas para o estado do Ceará, não há muitos motivos que justifiquem a utilização deste tipo de modulação. A normalização mensal permite a definição de perfis diários de consumo por mês, também não justificável para o caso em questão. A modulação semanal se torna a mais fiel para perfis residenciais já que permite a definição de perfis para os dias de trabalho (segunda à sexta) e finais de semana (sábado e domingo), o que reflete melhor o perfil de consumo do brasileiro, já que ao trabalhar fora de casa na semana, o consumo tende a ser menor durante os dias de trabalho, e ao passar o final de semana em casa, o consumo tende a ser maior e com um gráfico diário de consumo diferente também. Contudo como o autor trabalha no modelo *home office*, não há uma grande diferença de consumo entre os dias de trabalho e os dias de folga, logo utilizaremos a opção de “constante ao longo do ano”.

A escolha do perfil de carga é um elemento fundamental na simulação de SSFVs com baterias, pois define como a energia gerada será utilizada ao longo do tempo. E como apresentado, o PV Syst oferece diversas opções para modelar esse perfil. A definição realista do perfil de carga, especialmente quando aliada a fatores como modos de trabalho, como o *home office*, é essencial para ajustar o modelo às particularidades de cada usuário e obter simulações mais realistas.

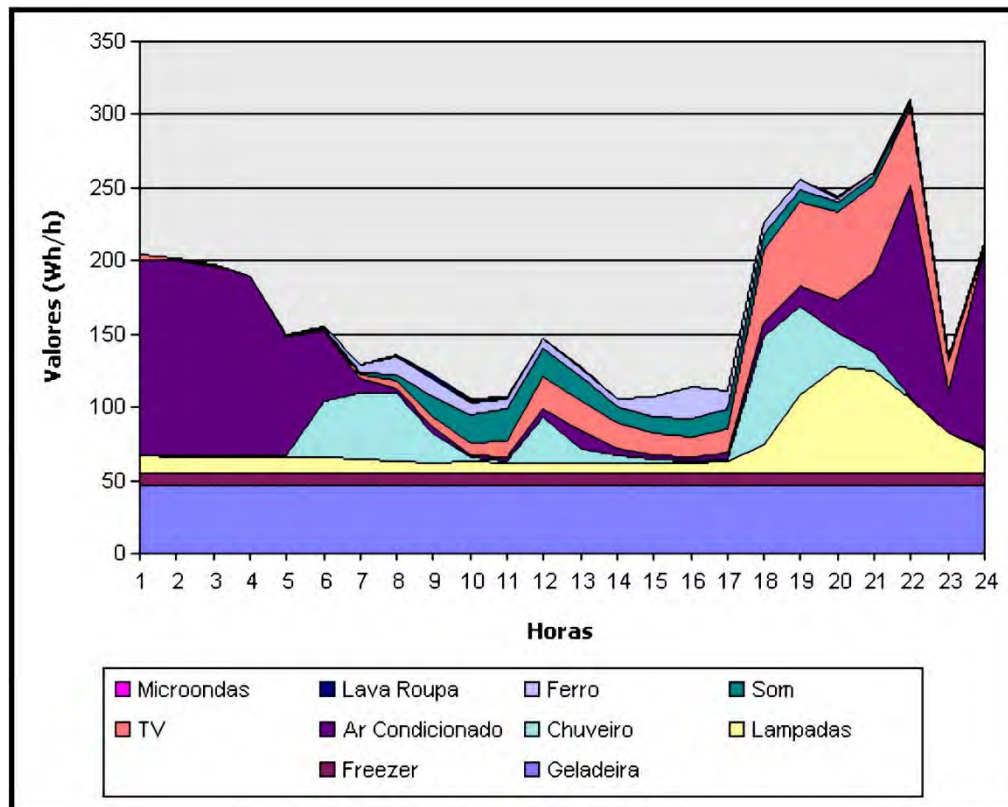
Figura 29 – Tela de definição do perfil de ATC

Fonte: (o próprio autor).

Selecionadas as opções mencionadas, uma segunda aba, denominada "*Daily profile*", torna-se acessível, permitindo o preenchimento dos valores de consumo por hora, em W ou kW, dentro do intervalo das 00h às 23h. Considerando que o autor não dispõe de um medidor de energia inteligente (conhecido como *Smart Meter*), capaz de fornecer dados detalhados sobre o consumo energético residencial, o perfil de consumo diário foi construído com base na curva de carga para a região Nordeste, conforme apresentada na Figura 30 (ANEEL, 2010). Essa curva foi ajustada à realidade do autor, cuja residência é ocupada por três pessoas, sendo que uma delas sai para o trabalho às 6h30min e retorna às 19h. A residência não possui sistema de ar condicionado. Além disso, como mencionado anteriormente, o autor trabalha em regime de *home office*, iniciando suas atividades no computador às 8h, com intervalo de uma hora para o almoço, e finalizando o expediente às 18h, embora permaneça utilizando o computador até as 22h.

Todos estes detalhes essenciais da rotina na residência, além de detalhes menos relevantes, foram levados em consideração ao adaptar uma curva de carga padrão. Retirando-se por exemplo a carga relacionada a ar-condicionado e chuveiros elétricos, que tem um impacto significativo na EE consumida durante os períodos de utilizações destes equipamentos.

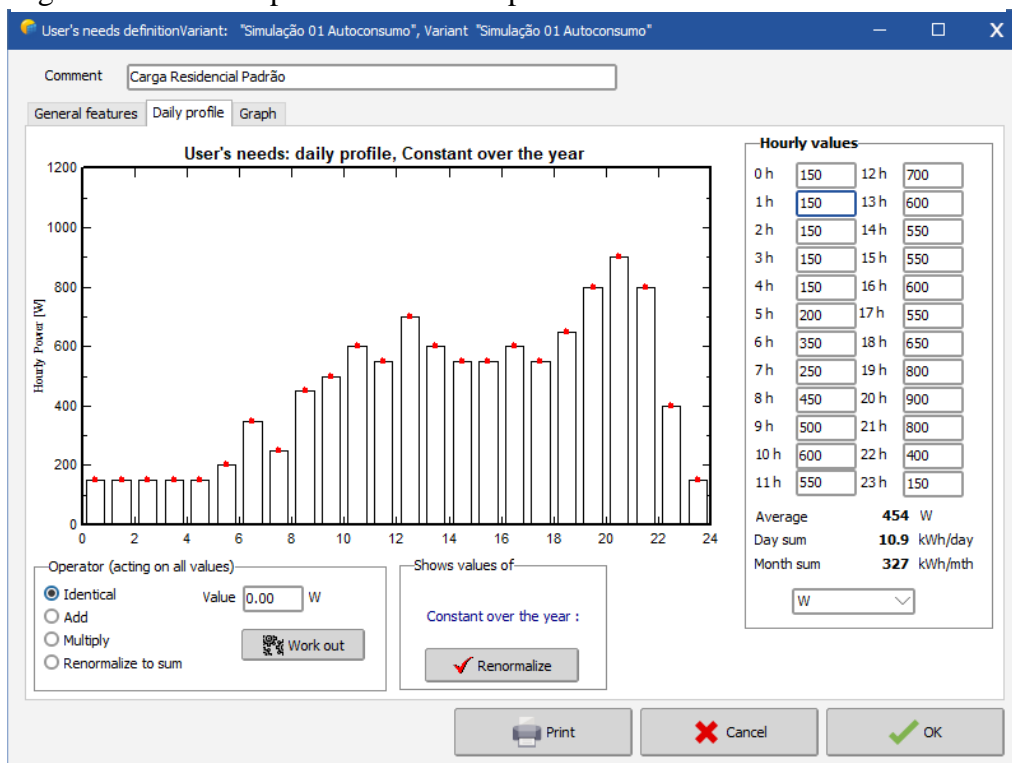
Figura 30 – Curva de carga para a região Nordeste



Fonte: (ANEEL, 2010).

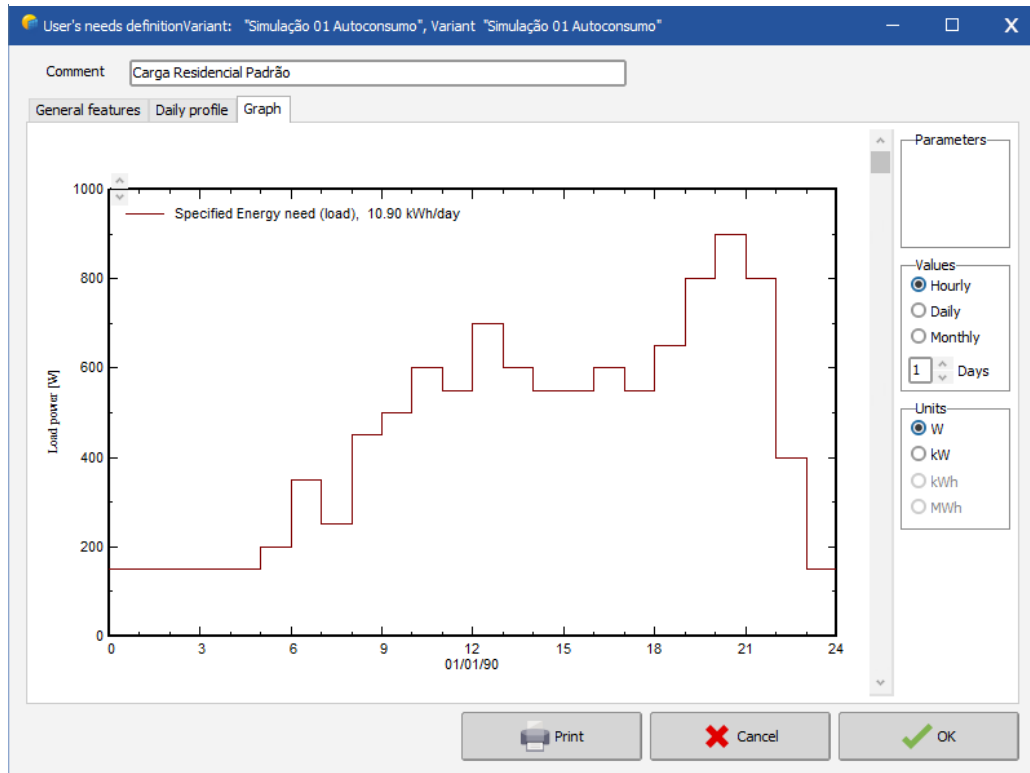
Após os ajustes mencionados chegou-se aos gráficos de carga apresentados nas Figuras 31 e 32.

Figura 31 – Tela de preenchimento do perfil de ATC diário



Fonte: (o próprio autor).

Figura 32 – Gráfico do perfil de ATC



Fonte: (o próprio autor).

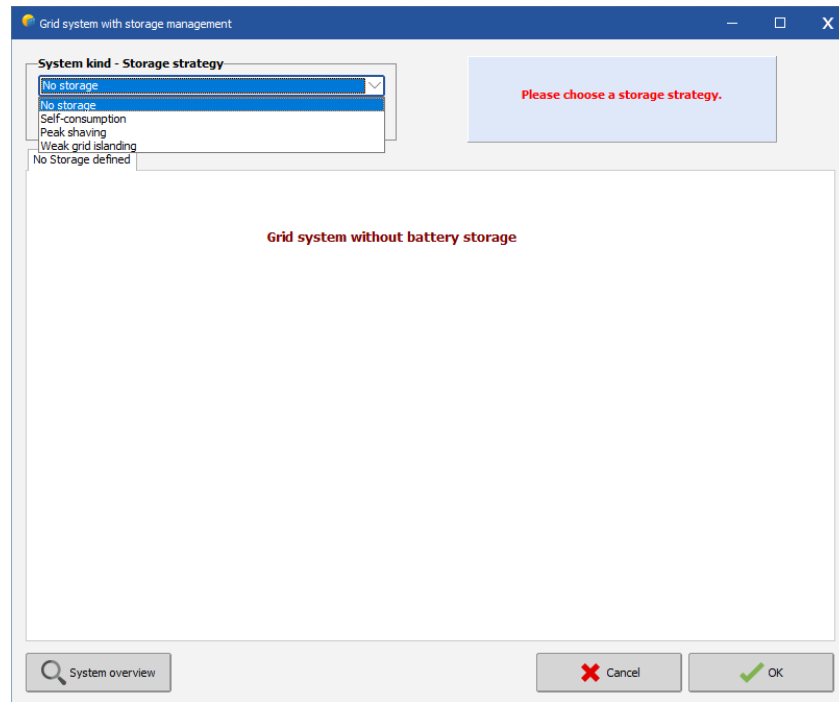
### 5.3.6 Definindo BBAT e estratégia de armazenamento

Definido o perfil de consumo diário, é necessário selecionar o BBAT escolhido e qual será a estratégia utilizada para o AEE pelo sistema. São elas: autoconsumo (ATC), redução de pico (RDP) e ilhamento de rede fraca (IRF). As três estratégias de despacho foram citadas e explicadas no capítulo anterior.

Além de simularmos um sistema com e sem AEE iremos analisar também os resultados alcançados utilizando os 3 diferentes tipos de estratégia de armazenamento para as baterias inclusos no PV Syst. Começaremos com a estratégia de ATC. Ao selecionarmos a estratégia que iremos utilizar, aparece na janela do programa a opção de escolhermos o modelo da bateria que iremos utilizar no sistema, assim como quantidade, configuração do banco em série e paralelo, modo de operação por temperatura etc. Também são mostradas informações sobre as baterias e o sistema FV como um todo. Por fim, na aba “*Storage pack*” devemos definir o modo de operação por temperatura. Para o caso em questão consideramos que o BBAT assim como o inversor, serão instalados em um quarto pequeno na garagem da residência, onde este não possui refrigeração forçada. Nestas condições iremos optar por “*External ambient temperature*” onde o sistema irá considerar que o BBAT estará sujeito à temperatura ambiente de determinada hora do dia obtida dos dados meteorológicos importados para a nossa região. Deve-se comentar

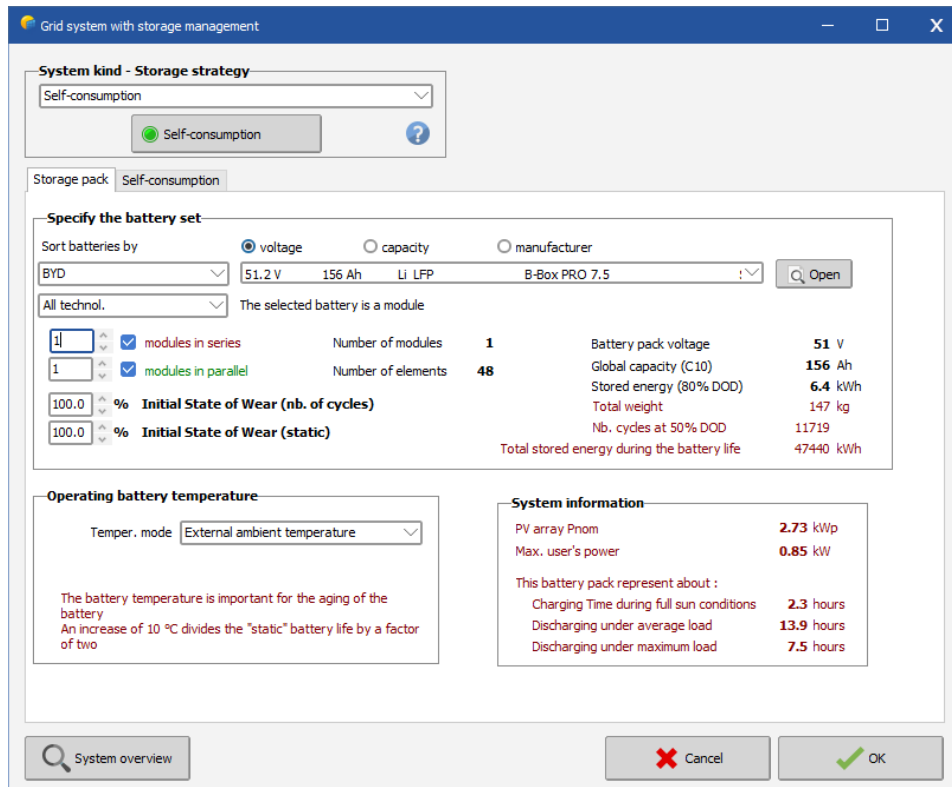
que esta não é a situação ideal sabendo que a temperatura na qual a bateria opera é importante para a vida útil da mesma, podendo reduzi-la significativamente (SPITTHOFF; SHEARING; BURHEIM, 2021).

Figura 33 – Tela de seleção de estratégia do armazenamento



Fonte: (o próprio autor).

Figura 34 – Tela de seleção do BBAT



Fonte: (o próprio autor).

Após definição do modo de temperatura operacional e do BBAT em si, na aba seguinte “*Self consumption*” definimos os níveis de SOC assim como outros parâmetros de eficiência, carregamento e descarregamento das baterias.

Figura 35 – Tela de definição de parâmetros de carga e descarga da bateria

The screenshot displays the 'Grid system with storage management' window. At the top, the 'System kind - Storage strategy' is set to 'Self-consumption'. Below this, the 'Storage pack' is also 'Self-consumption'. The interface is divided into several sections:

- Battery SOC thresholds:** Maximum charging (OFF) is set to 95% and Minimum discharging (OFF) is set to 20%. Both have checkboxes checked.
- Operating conditions:**
  - Charging:** When excess solar power is available. The power may attain the PV array power, minus the user's consumption at this time.
  - Discharging:** As soon as the user needs power. The power may attain the user's instantaneous maximum power, especially during night.
  - Allows solar injection into the grid
- Battery input charger:**
  - Max. charging power: 2.4 kW (checkbox unchecked)
  - Info: PV array Pnom: 2.73 kWp
  - Max. output power (clear sky): 2.39 kWac
  - Maximum efficiency: 97.0% (checkbox checked)
  - EURO efficiency (equivalent): 95.0% (checkbox checked)
- Battery to Grid inverter:**
  - Max. discharging power: 0.9 kW (checkbox checked)
  - Info: Max. user's power: 0.85 kW
  - Average user's power: 0.46 kW
  - Maximum efficiency: 97.0% (checkbox checked)
  - EURO efficiency: 95.0% (checkbox checked)

At the bottom, there is a 'System overview' button, a 'Cancel' button with a red X, and an 'OK' button with a green checkmark.

Fonte: (o próprio autor).

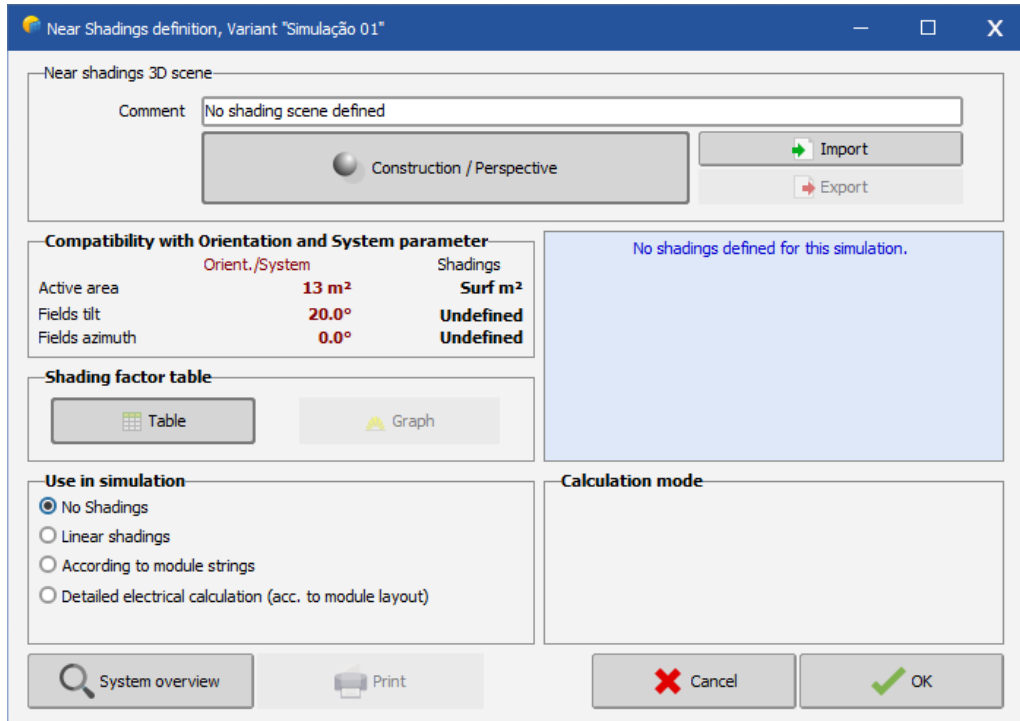
### 5.3.7 Modelagem 3D e Sombreamento

Após configurar corretamente os parâmetros do nosso sistema FV completo no programa, iremos modelar a residência em 3D para que o PV Syst possa simular o efeito do sombreamento nos módulos assim como obter os dados de ângulo de inclinação e azimute dos mesmos. Como já comentado, este não é um passo necessário para todos os casos, para usinas FV instaladas em terrenos abertos onde não há edificações próximas ou em telhado onde a edificação é a mais alta dos arredores, podem ser apenas definidos os azimutes e ângulos de inclinação dos módulos na janela “*Orientation*” e prosseguir com a simulação.

Como queremos uma simulação mais realista, clicando em OK na tela anterior, podemos agora clicar em “*Near Shadings*” na tela principal, onde o programa nos apresenta uma janela onde temos a opção de importar uma cena (as modelagens 3D feitas no PV Syst são chamadas

de “cenar” podendo serem exportadas e importadas para o programa). Como não temos uma cena feita, devemos clicar em “*Construction / Perspective*” (Construção/Perspectiva).

Figura 36 – Tela de definição de parâmetros para o sombreamento



Fonte: (o próprio autor).

Ao clicar em Construção/Perspectiva o programa abre um ambiente onde nele podemos modelar em 3D nosso sistema e os objetos que podem sombreá-lo. Porém temos a opção também de importar um arquivo de outro *software* de modelagem para este ambiente, sendo essa a abordagem escolhida para este estudo. Uma vez que a modelagem em 3D no PV Syst é limitada á formatos predefinidos que não permite, ou torna muito oneroso, o processo de modelagem para telhados mais complexos, como é o telhado da residência a ser modelada.

### 5.3.7.1 Modelagem no SketchUp

O SketchUp, programa desenvolvido pela Trimble Inc., é uma ferramenta amplamente utilizada que permite a criação de modelos 3D de forma intuitiva e acessível. Sua interface amigável e recursos versáteis fazem do SketchUp uma escolha popular entre estudantes e profissionais da área. Durante o desenvolvimento deste trabalho, a familiaridade do autor com o programa e a necessidade de modelar uma residência específica com um telhado um pouco complexo em três dimensões levou à utilização deste *software*.

Com o intuito de construir um modelo que proporcione uma simulação o mais próximo possível da realidade, o autor escolheu representar não só a residência em questão como



também seus arredores num raio de um pouco mais de 350 metros (para a simulação em questão este é um valor desnecessariamente grande, mas há situações onde edificações muito altas e muito longe projetam sombras que não devem ser desconsideradas). Este feito só foi possível com o auxílio de um site chamado CadMapper. Onde nele é possível baixar um mapa gratuitamente de até 1km<sup>2</sup> de área, onde áreas maiores requerem pagamento, e em diversos formatos. O formato escolhido por ser compatível tanto com o SketchUp como o Autocad, foi o formato “.dxf”, que fornece contornos de avenidas, ruas e edificações, assim como não só o contorno, mas edificações em 3D (quando disponível no banco de dados do site para a região selecionada).

Após feito o *download* do arquivo no *site*, o mesmo foi aberto no programa Autocad, compatível com a extensão “.dxf”, para verificação e validação do arquivo baixado, e este foi salvo em “.dwg”. De volta ao SketchUp, foi criado um novo projeto, escolhendo a unidade “metros” como preferência, e ao clicar em “Arquivo” foi selecionada a opção de “Importar”, que possibilita a inclusão de arquivos com extensões compatíveis no projeto. Embora o “.dxf” seja compatível para a importação no programa, o autor optou pela importação do novo arquivo criado em “.dwg”. É importante se atentar às unidades já que ambos arquivos precisam compartilhar da mesma unidade de medida de preferência para não haver problemas com a escala dos objetos no arquivo após importação.

Importado o arquivo com 1 km<sup>2</sup> de edificações em 3D da região, foram definidas manualmente as coordenadas geográficas da residência dentro do SketchUp. Embora este pareça um passo desnecessário, uma vez que ao importarmos o arquivo no PV Syst o sistema simulará as sombras com base nas coordenadas já especificadas anteriormente no *software*, é um passo fundamental que ajuda no posicionamento dos módulos que compõe o sistema, já que será feito um pequeno estudo de sombreamento utilizando as sombras geradas ao longo dos dias pelo SketchUp.

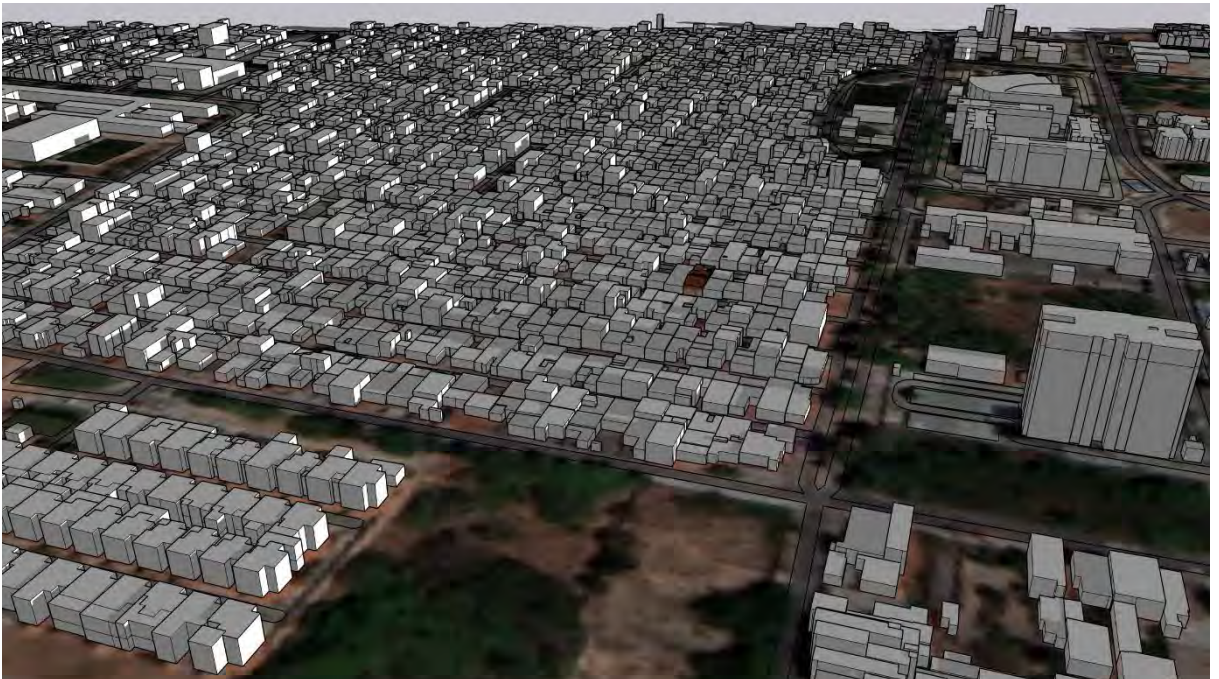
Embora o CadMapper seja muito útil ao poupar tempo do usuário quando se trata de projetar várias ruas e edificações existentes, o arquivo gerado não é perfeito, possuindo mais falhas ainda quando se trata dos modelos 3D exportados. E não foi diferente com o arquivo importado, onde o mesmo não possuía inclinação para os telhados, assim como não ofereceu o detalhe da caixa d’água no telhado. Porém o arquivo importado já foi um bom começo para início da modelagem fiel da residência. Com o auxílio do programa Google Earth e de fotos tiradas pelo autor, após algumas horas de trabalho o modelo da residência ficou conforme apresentado na Figura 39.

Figura 37 – Visualização aérea geral do arquivo importado e do sistema modelado em 3D no SketchUp (Norte para cima)



Fonte: (o próprio autor).

Figura 38 – Sombras projetadas no telhado da UC às 07:00 do dia 01/30



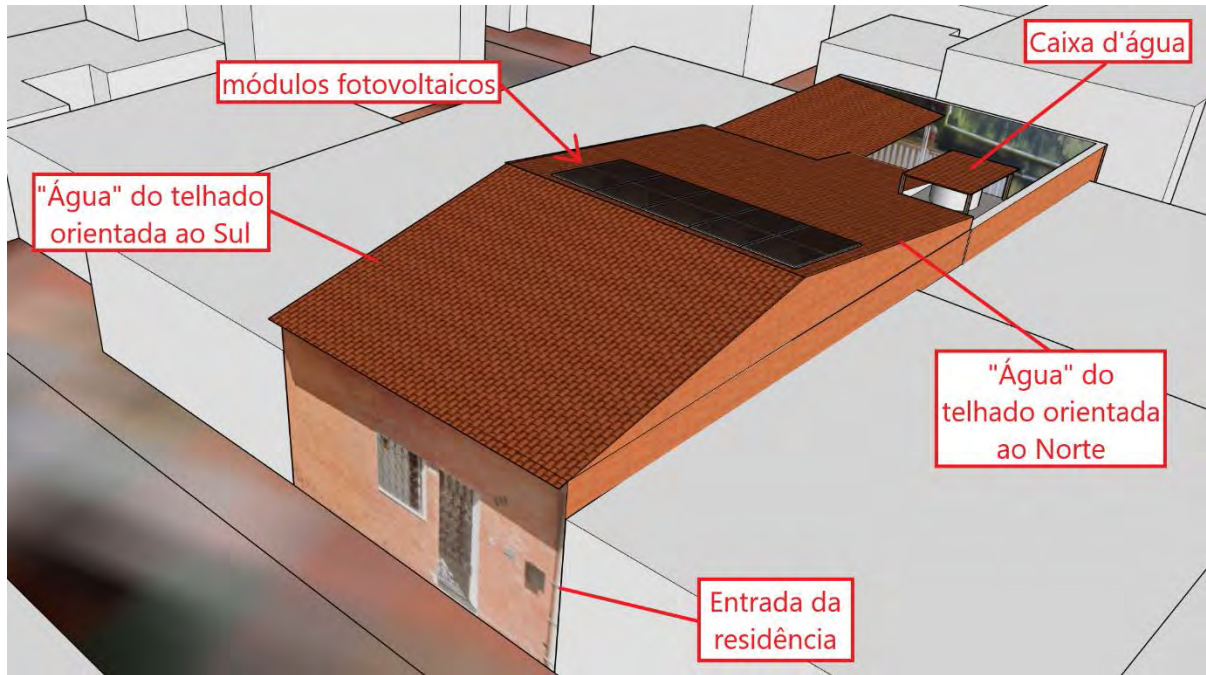
Fonte: (o próprio autor).

A Figura 37 apresenta uma visão aérea distante da região onde está localizada a UC, onde serão posicionados os módulos FV para a simulação. A vista frontal, mostrada na Figura 38, é um estudo prévio de sombreamento, onde foi constatado pelo autor que não há projeções de sombras significativas no telhado da UC que afetariam a geração. No entanto, será utilizado todo o arquivo importado para a simulação no PV Syst. Considerando que a importação e



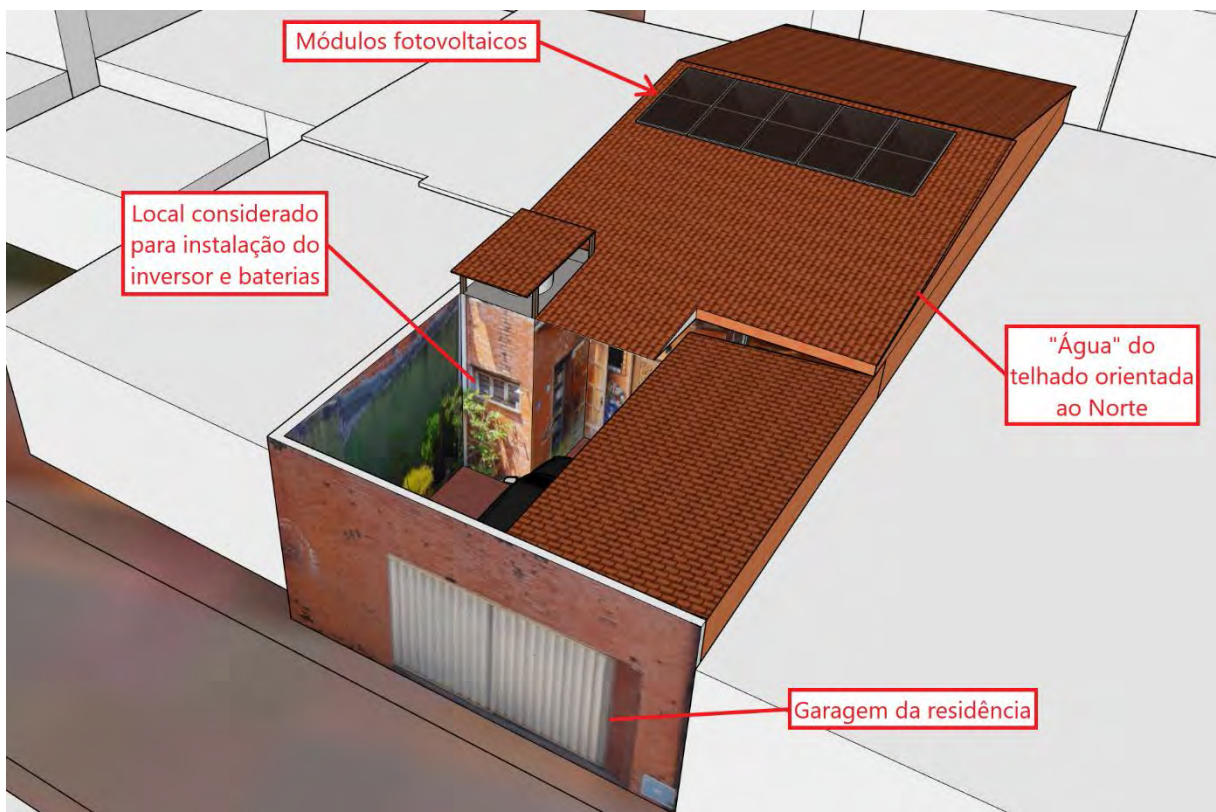
simulação de um arquivo tão extenso pode impactar significativamente o tempo de processamento, recomenda-se a realização deste estudo prévio de sombreamento no próprio *software* de modelagem. Que permite a exclusão de elementos desnecessários com o objetivo de aumentar a eficiência das simulações e reduzir o tempo de cálculo do programa.

Figura 39 – Vista isométrica traseira do sistema modelado em 3D no SketchUp



Fonte: (o próprio autor).

Figura 40 – Vista isométrica frontal do sistema modelado em 3D no SketchUp



Fonte: (o próprio autor).

Como é facilmente observável nas Figuras 39 e 40, o SketchUp é uma ótima ferramenta para modelar edificações e outros objetos, e oferece a possibilidade de “fotorrealismo” já que permite o usuário importar imagens e adicioná-las como textura às faces dos objetos criados, além de ter um variado banco de texturas pré-definidas para telhados, chão, paredes etc. O que pode ser visto também foi a necessidade de modelar o telhado para posicionamento dos módulos FV, já que o CadMapper cria apenas edificações simples com telhados planos. Os módulos FV também foram criados no próprio *software* com as dimensões informadas na folha de dados do mesmo. A imagem do módulo foi retirada do *datasheet* e foi criada uma textura dentro do SketchUp para aplica-la à face do módulo, nomeando-a de “Módulo”. Essa informação será importante quando importarmos o projeto para o PV Syst.

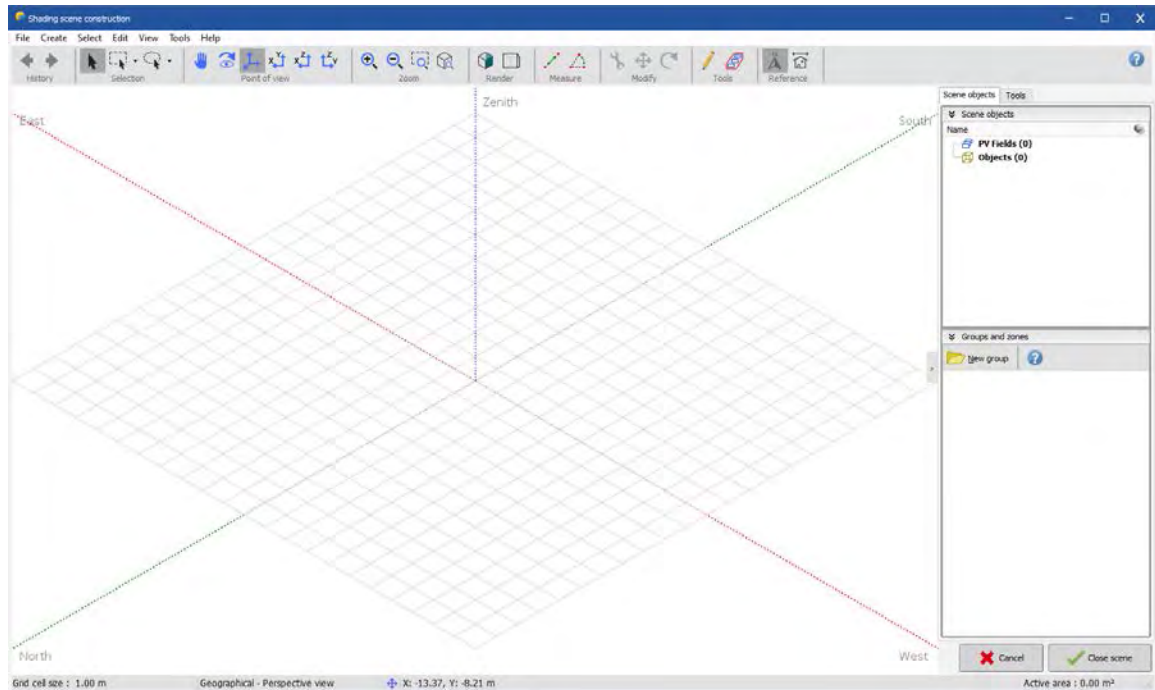
Uma vez que foram modelados os módulos, a residência e seus arredores, precisamos agora exportar o arquivo em um formato compatível para a importação no ambiente do PV Syst. O formato escolhido foi o “.3ds”, o qual o autor nunca teve problemas ao utilizá-lo no programa. Para isto escolheu-se a opção “Exportar” após clicar em “Arquivo”. Em seguida selecionou-se a opção “Modelo 3D” e na janela aberta nomeou-se o arquivo e definiu-se o formato do mesmo (em 3DS file). Finalizada a exportação clicou-se em OK e fechou-se o SketchUp.

### 5.3.7.2 Importando o modelo 3D no PV Syst

Voltando ao ambiente de construção de cenas do PV Syst, precisamos agora importar nosso arquivo “.3ds” criado com ajuda do SketchUp. Para isso devemos escolher a opção de “*Import*” após clicar em “*File*” no canto superior esquerdo da tela e selecionar “*Import a 3D scene (3DS, DAE, PVC)*”. O programa então vai abrir uma janela para localizarmos o nosso arquivo exportado do SketchUp em nosso computador. Após o encontrarmos e clicarmos em OK, o PV Syst irá começar a importar o arquivo. Esta tarefa pode levar alguns minutos a depender das especificações do computador do usuário e tamanho do arquivo. Quando o PV Syst termina de importar o arquivo, uma nova janela surge onde o usuário deverá conferir as informações do arquivo importado, podendo definir uma nova unidade de medida para o arquivo, e a opção de escolher quais texturas presentes no arquivo representam os módulos FV. O PV Syst utilizará a localização, orientação, angulação e área dessas texturas para simular os módulos FV onde nelas serão projetadas as sombras dos demais objetos 3D, assim como simular como a irradiância é absorvida na face das mesmas, para o cálculo da geração. Como nomeamos a textura que representa os módulos FV como “Módulos”, basta selecionar apenas esta opção e clicar em OK. Como geralmente acontece em alguns *softwares* em inglês, vogais

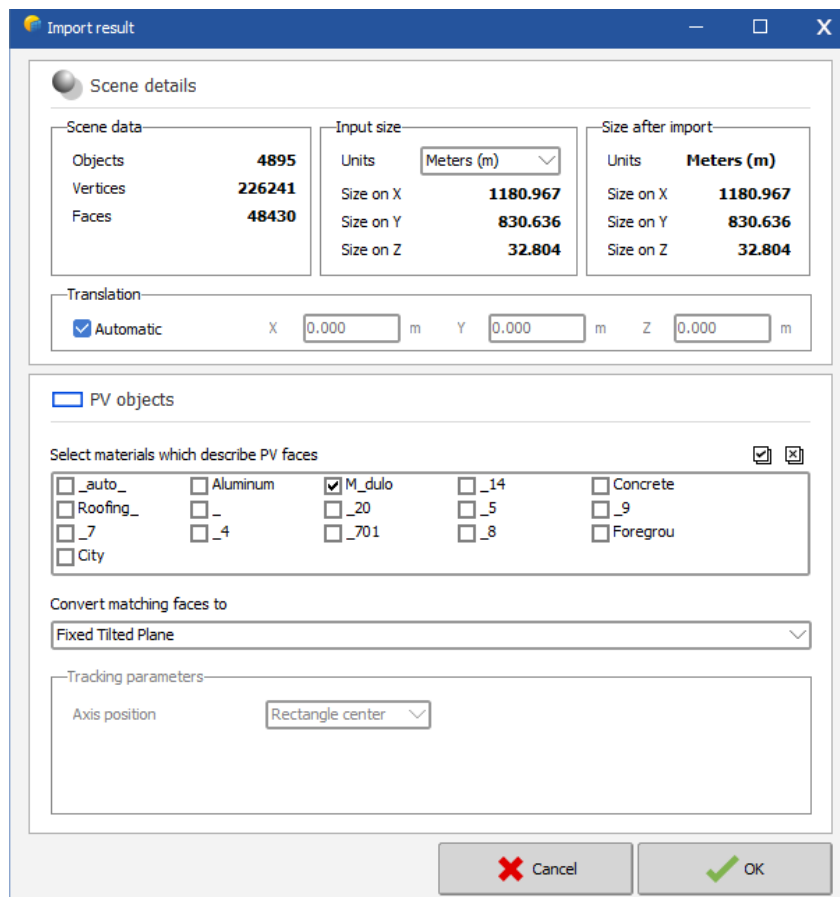
com acento, como o caso do “ó” em “Módulos”, são substituídas por um sublinhado ou caractere irreconhecível, no caso do PV Syst, sublinhado, retornando: “M\_dulos”.

Figura 41 – Ambiente de construção de cena do PV Syst



Fonte: (o próprio autor).

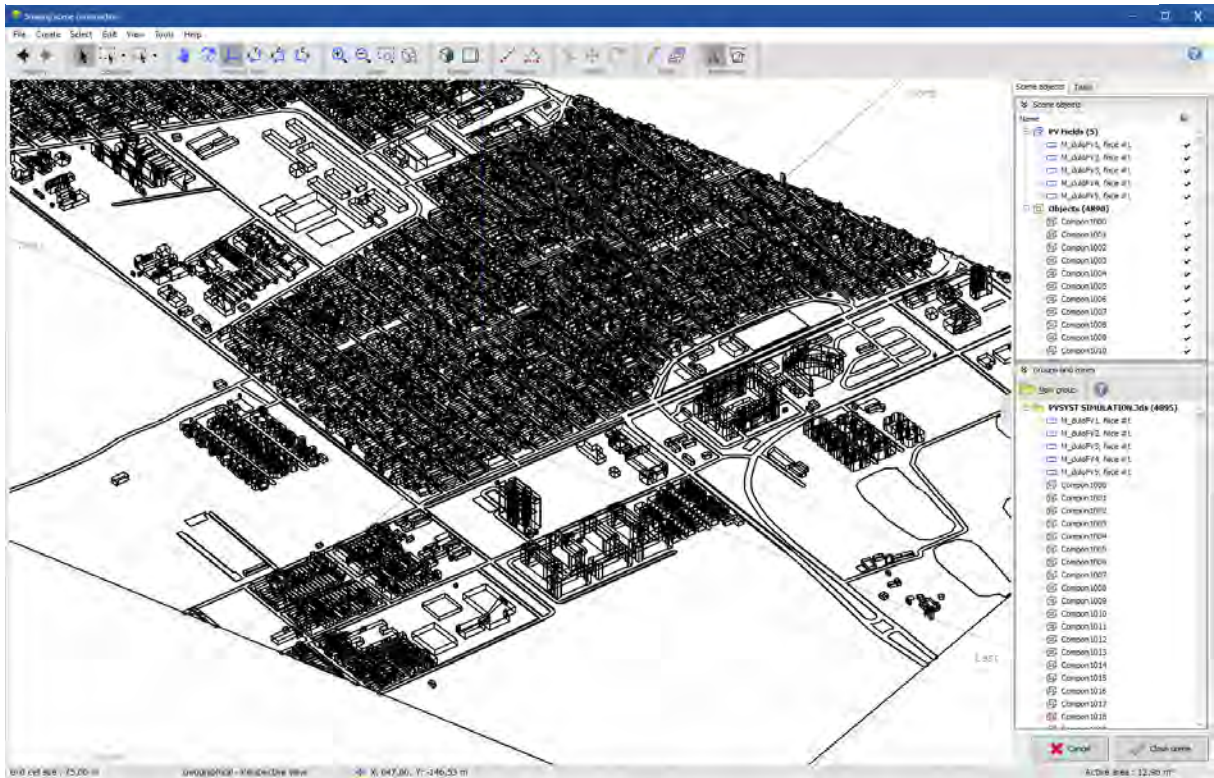
Figura 42 – Tela de validação da importação e escolha da textura dos módulos



Fonte: (o próprio autor).

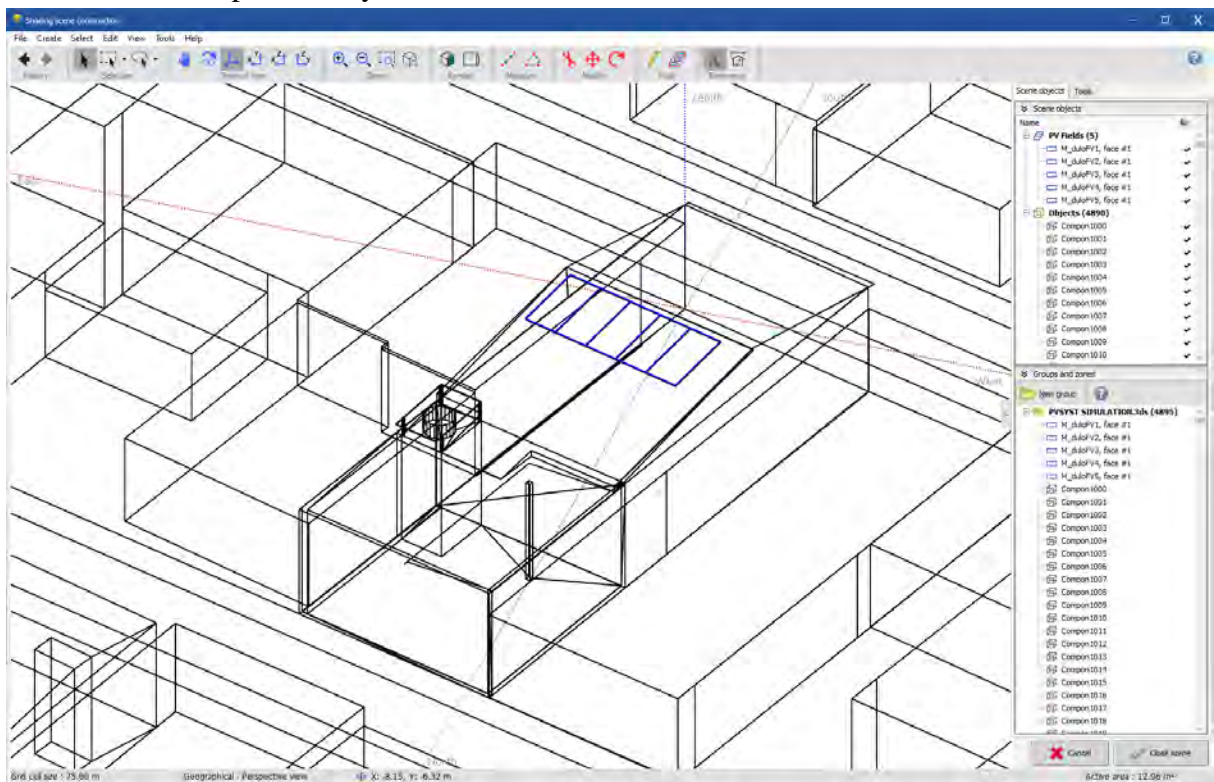


Figura 43 – Ambiente de construção de cena do PV Syst



Fonte: (o próprio autor).

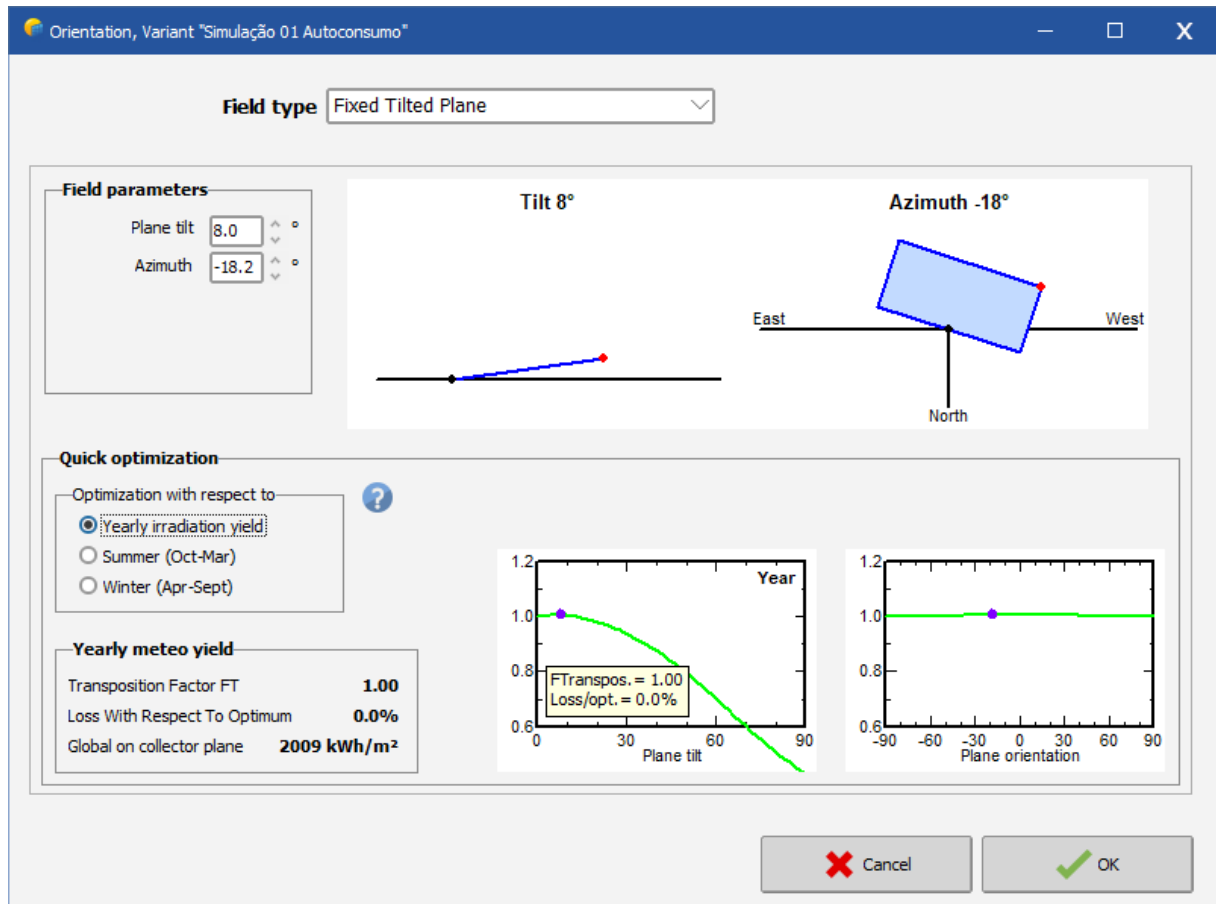
Figura 44 – Ambiente de construção de cena no PV Syst com ênfase na residência e módulos FV reconhecidos pelo PV Syst.



Fonte: (o próprio autor).

Validando a importação do modelo criado no SketchUp e a correta associação da textura criada dos módulos pelo PV Syst, podemos clicar em “*Close scene*”. Com isso voltamos para a tela anterior onde agora somos recebidos com a mensagem que a orientação definida para o sistema não está compatível com a orientação dos módulos na cena 3D. Como já tínhamos consciência disso ao deixar a orientação padrão do sistema selecionada anteriormente, apenas clicamos em “*Update Orientation Parameters*” para atualizar os dados de orientação no parâmetro “*Orientation*” da tela principal com as informações da cena 3D.

Figura 45 – Parâmetros de inclinação do módulo e azimute atualizados



Fonte: (o próprio autor).

Além disso podemos escolher qual tipo de cálculo utilizaremos na simulação para a interferência das sombras projetadas na geração dos módulos. E o método do cálculo, se “*Fast (table)*” método rápido por tabela, ou “*Slow (simul.)*” que seria o método lento simulado. Explicando os tipos de cálculo:

- a) *No Shadings* (Sem sombreamento): neste modo, o sombreamento é ignorado. A simulação não considera a interferência de sombras projetadas por objetos externos, edifícios ou outros elementos sobre os módulos FV. É o método mais simples, recomendado apenas quando o sombreamento não tem influência

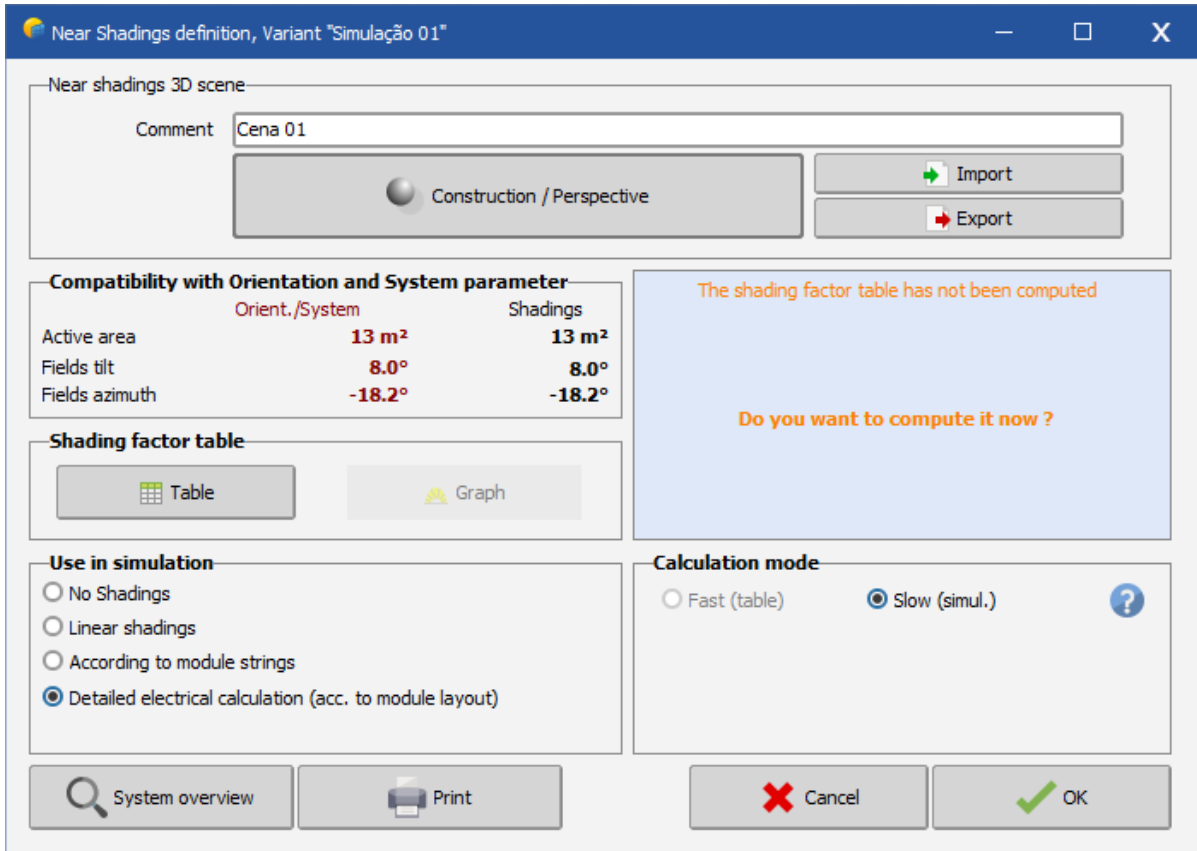
relevante no desempenho do sistema. Neste modo as opções de rápido ou lento desaparecem (PV SYST, 2024).

- b) *Linear Shadings* (Sombreamento Linear): este modo aplica um fator de redução linear à produção de energia com base na área sombreada. Ele assume que o impacto do sombreamento é proporcional à fração da superfície do painel que está sob sombra, sem levar em conta as especificidades elétricas dos módulos FV. É uma abordagem simplificada para estimar as perdas por sombreamento, não considerando os efeitos elétricos detalhados no desempenho do sistema. Neste modo podemos utilizar o método de cálculo rápido ou lento (PV SYST, 2024).
- c) *According to Module Strings* (de acordo com as *strings* dos módulos): este modo leva em consideração a configuração elétrica dos módulos FV, analisando o impacto das sombras em diferentes *strings*. O *software* calcula as perdas de produção com base em como o sombreamento afeta cada série de módulos FV individualmente. É uma abordagem intermediária entre o sombreamento linear e o cálculo elétrico detalhado, proporcionando uma estimativa mais precisa do impacto das sombras. Neste modo podemos utilizar o método de cálculo rápido ou lento, assim como a introdução de um novo parâmetro chamado fração por efeito elétrico que podemos estipular de 0% à 100%. (PV SYST, 2024)
- d) *Detailed Electrical Calculation* (Cálculo Elétrico Detalhado): esse é o método mais preciso, onde o PV Syst realiza uma simulação detalhada dos efeitos das sombras na corrente e tensão de cada módulo FV e *string*. Considera o comportamento elétrico do sistema, incluindo diodos de *bypass* e o impacto do sombreamento parcial em diferentes módulos FV. Ideal para situações em que o sombreamento tem um impacto significativo, especialmente em grandes instalações ou cenários com sombras móveis ou variáveis. Neste modo podemos marcar e utilizar apenas o método de cálculo lento (simulado) (PV SYST, 2024).

Como o objetivo deste trabalho é tentar obter os resultados mais realistas possíveis optamos pelo modo de cálculo elétrico detalhado e o programa pergunta se queremos computar a tabela de fator de sombreamento. Clicamos em Ok e depois em “Yes”. E após calculada a tabela podemos fechar sua janela.

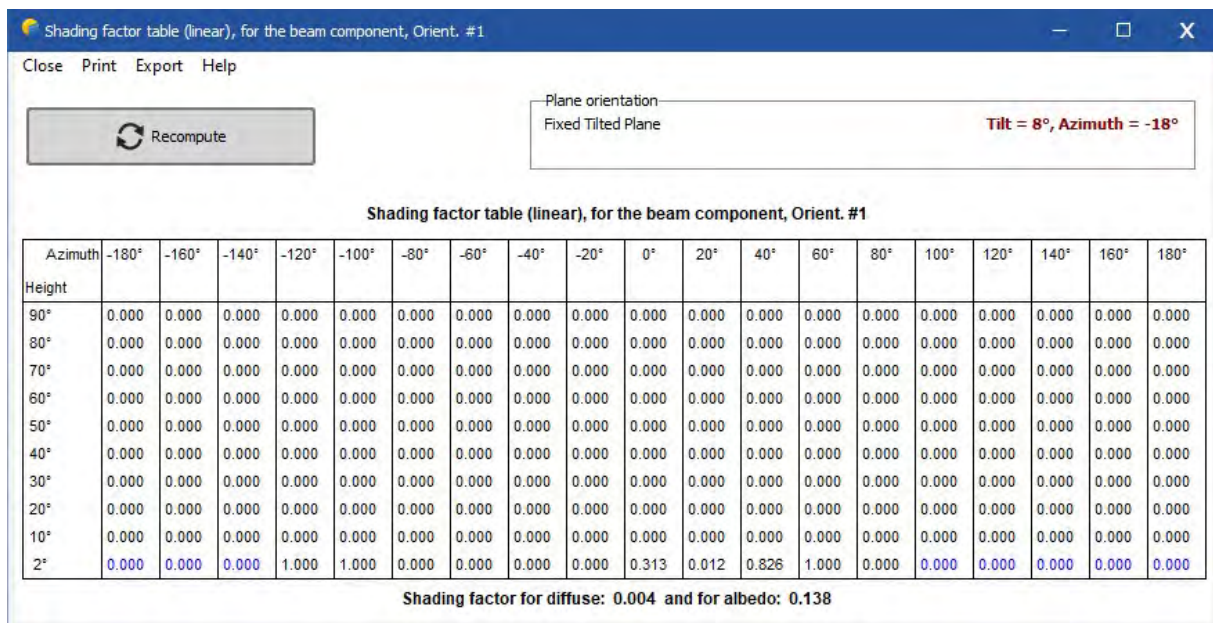


Figura 46 – Tela de definição do modo de cálculo utilizado na simulação de sombreamento



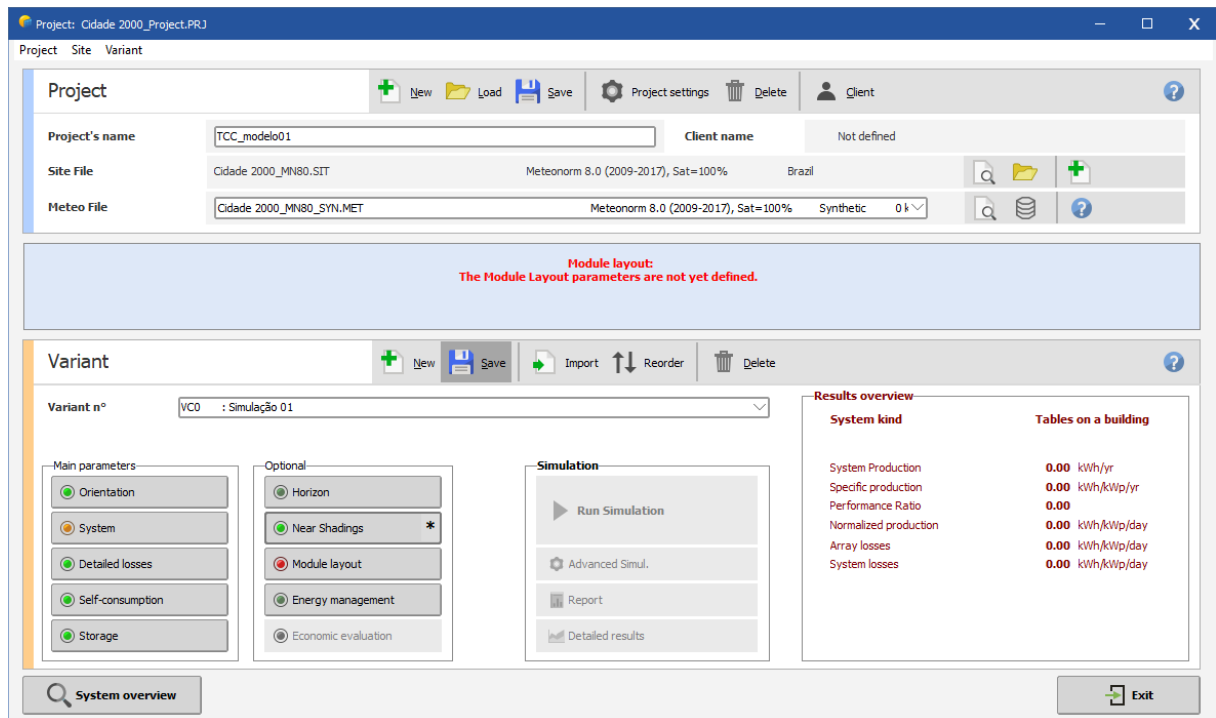
Fonte: (o próprio autor).

Figura 47 – Tabela do fator de sombreamento calculada para simulação 01 ATC



Fonte: (o próprio autor).

Figura 48 – Tela principal do PV Syst após definição da cena 3D



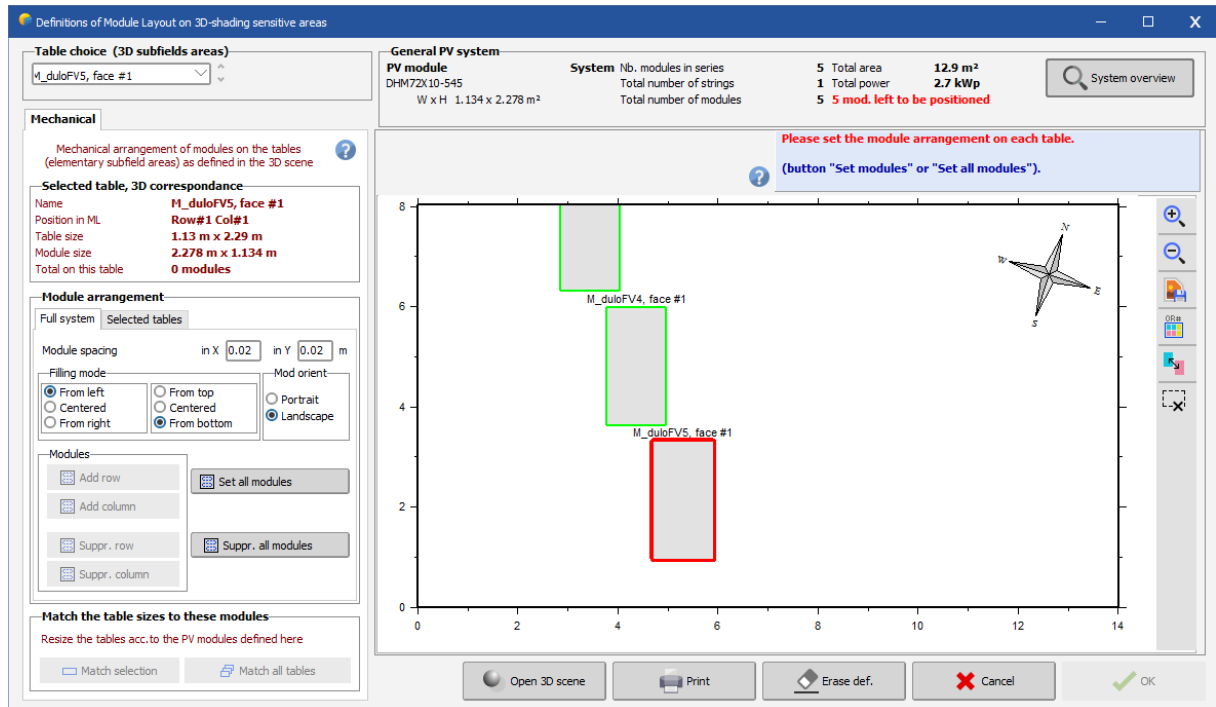
Fonte: (o próprio autor).

### 5.3.7.3 Definindo o *layout* dos módulos

Por optarmos pelo modo de cálculo elétrico detalhado, devemos agora definir o *layout* dos módulos da *string*. Clicando em “*Module layout*” é aberta uma tela onde devemos atribuir os módulos às suas respectivas *strings*. Como nosso sistema é composto apenas de uma, devemos atribuir todos os 5 módulos a ela. Esta tela pode ser um pouco confusa principalmente pela representação estranha da disposição dos módulos, por isso as vezes é necessário utilizar o botão “*Open 3D scene*” onde abre-se uma nova janela que permite a visualização do(s) módulo(s) escolhido(s) (marcado de vermelho) tanto na janela principal quanto na cena 3D, permitindo a melhor identificação dos módulos na tela principal.

A definição correta dos módulos nas *strings* é essencial para garantir a precisão do cálculo elétrico detalhado no PV Syst. Uma disposição incorreta dos módulos pode levar a perdas de eficiência, já que a geração de energia é impactada diretamente pela forma como os módulos estão conectados eletricamente. A ferramenta de visualização em 3D auxilia na organização e posicionamento dos módulos, permitindo uma compreensão clara do *layout* e facilitando a identificação de possíveis erros. Um *layout* bem definido também é crucial para a análise de sombreamento, uma vez que o desempenho de cada *string* pode ser afetado por sombras incidentes em diferentes módulos.

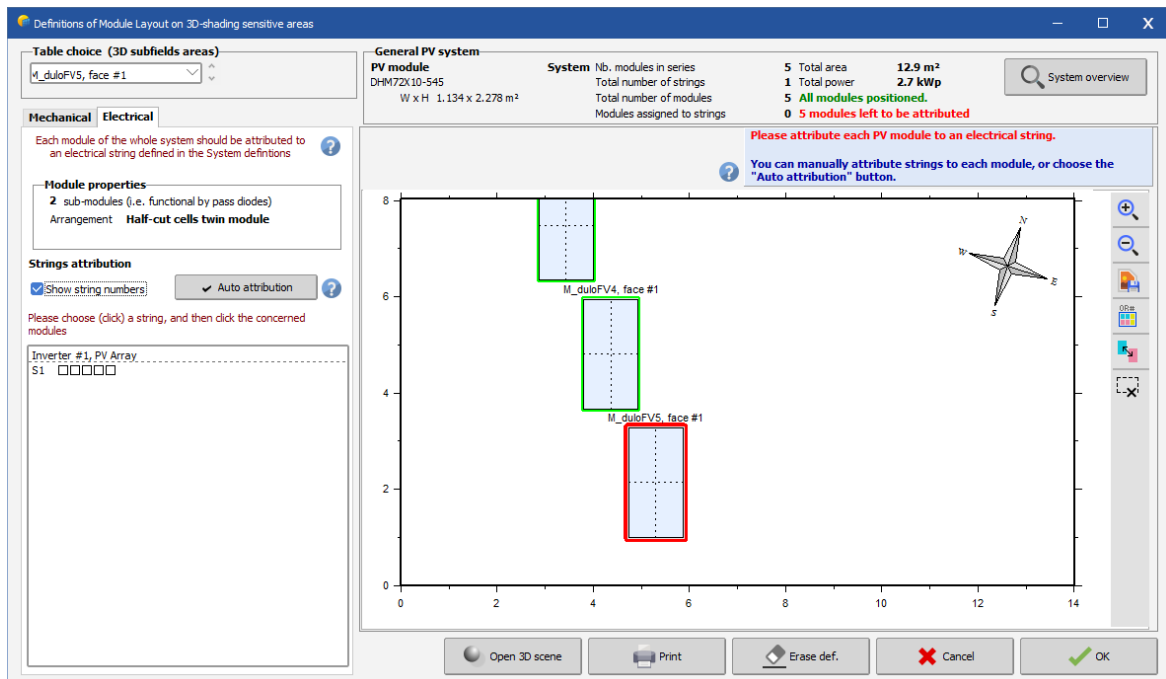
Figura 49 – Tela definição do *layout* dos módulos por *string*



Fonte: (o próprio autor).

A primeira coisa que devemos corrigir é a orientação dos módulos que por padrão fica marcada como “*Landscape*” (Paisagem), porém nossos módulos estão em retrato, então clicamos em “*Portrait*”. Após seleccionar a correta orientação dos módulos devemos definir os módulos, então clicamos em “*Set all modules*”.

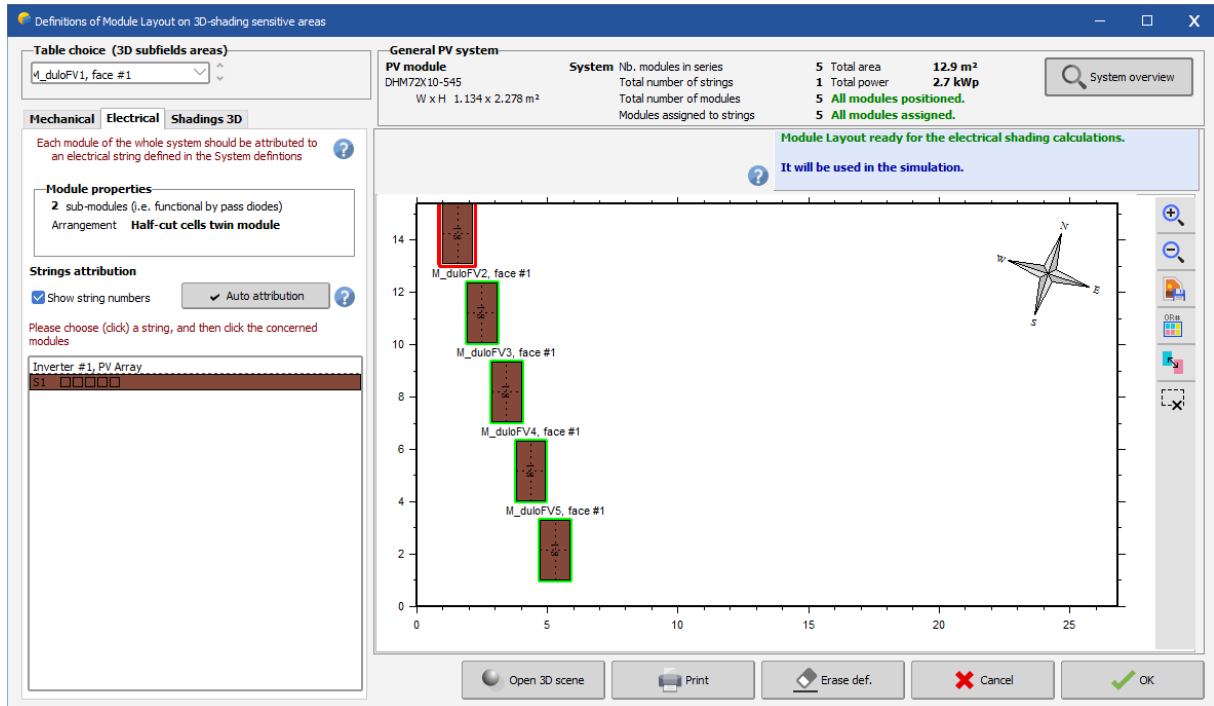
Figura 50 – Tela de definição do *layout* após módulos estarem definidos



Fonte: (o próprio autor).

Finalmente, após os módulos estarem definidos podemos atribuir cada módulo à sua respectiva posição na *string* denominada de “S1”. Temos a opção de “*Auto attribution*” que é muito útil quando se há um padrão para o *layout* das *strings* e trata-se de um projeto com uma grande quantidade de módulos FV. Tornando cansativo o processo de atribuição manual individual de cada um. Como temos apenas 5 módulos, foi atribuído cada um clicando no primeiro quadrado vazio ao lado de “S1” e clicando nos módulos em sequência, do 1 ao 5.

Figura 51 – Tela de definição de *layout* após definição dos módulos na *string*



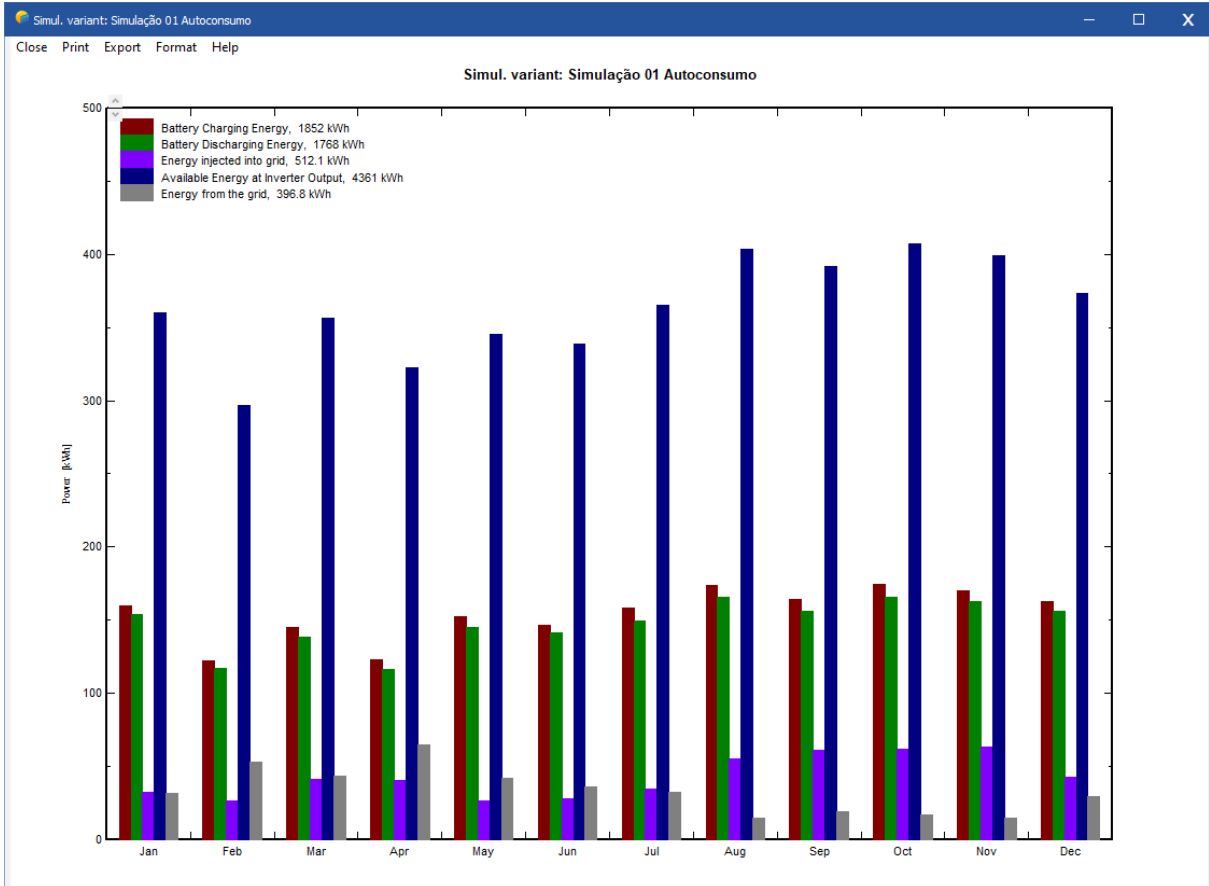
Fonte: (o próprio autor).

### 5.3.8 Resultados da simulação da estratégia de ATC

Com o sistema FV, o BBAT e o perfil de consumo definidos, assim como a cena 3D e o *layout* dos módulos por *string*. Somos capazes de simular o sistema para a estratégia de ATC clicando em “*Run Simulation*” na tela principal. Após o programa simular o sistema temos acesso à diversos gráficos e valores relacionados ao sistema ao longo do ano pelo PV Syst. Assim como um relatório gerado pelo próprio programa. Relatório este que, durante os 6 anos de atuação do autor como projetista e supervisor na área de projetos de usinas FV, é muito utilizado pelas empresas de energia do mercado de solar para avaliações de viabilidade técnica e econômica de suas usinas. Dentre os gráficos e diagramas padrões gerados pelo programa, podemos gerar ainda outros gráficos escolhendo diferentes dados e valores durante diferentes períodos (horário, diário, mensal) para analisar melhor a performance do sistema.

Como resultados da estratégia de ATC temos alguns dos gráficos e diagramas gerados pela simulação:

Figura 52 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria, energia injetada na rede e energia consumida da rede da simulação de ATC



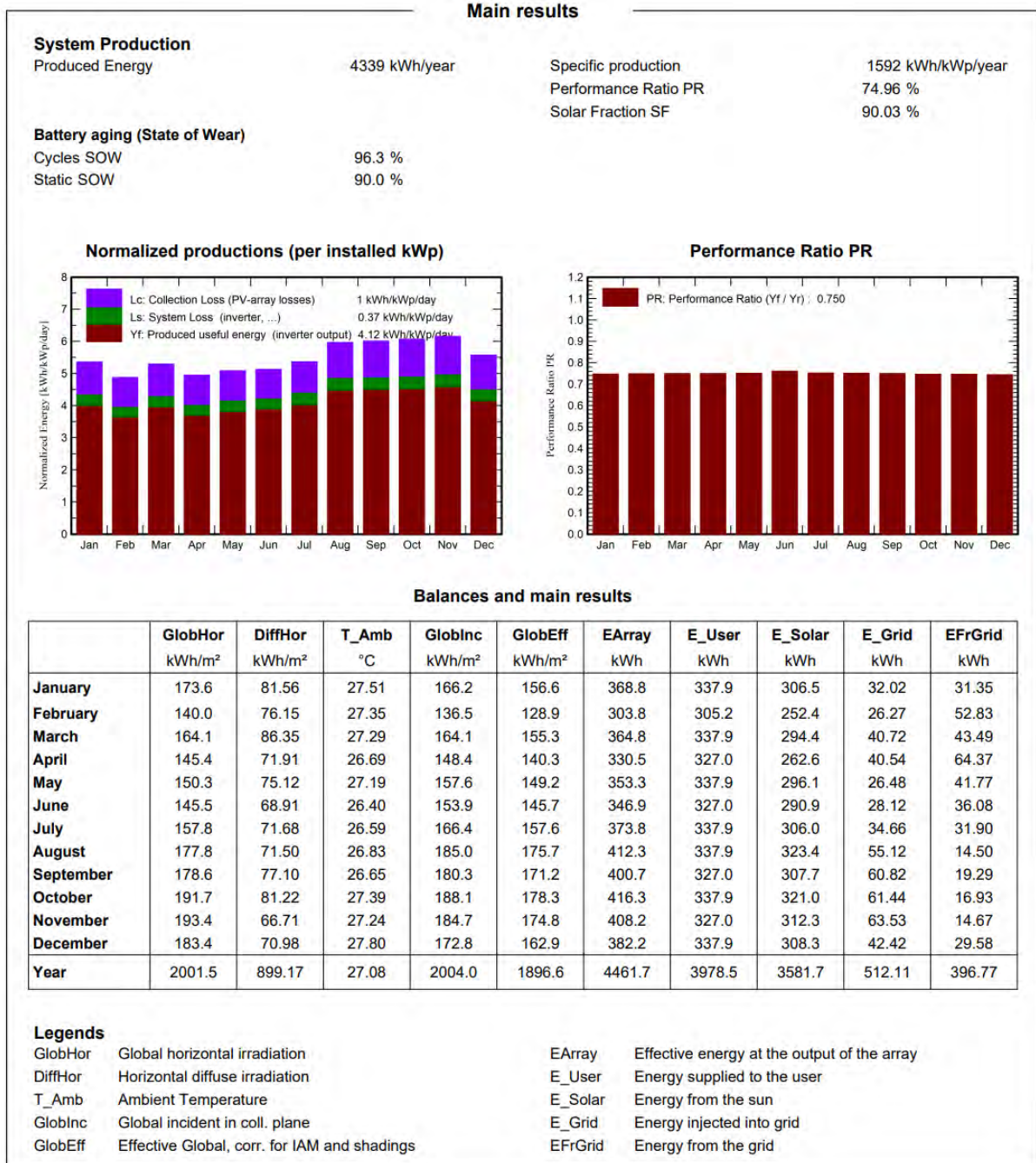
Fonte: (o próprio autor).

O gráfico apresenta a distribuição mensal de energia gerada pelo inversor, energia carregada e descarregada pela bateria, energia injetada na rede e energia consumida da rede. A energia gerada pelo inversor (barra azul, "*Available Energy at Inverter Output*") é predominante ao longo de todo o ano, superando 300 kWh em todos meses com exceção de fevereiro. A energia carregada nas baterias (barra marrom, "*Battery Charging Energy*") e descarregada (barra verde, "*Battery Discharging Energy*") se mantêm relativamente estáveis, com variações que refletem a eficiência do ciclo de armazenamento e despacho de energia do BBAT.

A energia injetada na rede (barra roxa, "*Energy Injected into Grid*") é maior, em média, quando comparada com a energia consumida da rede (barra cinza, "*Energy from the Grid*"). Onde ambos valores são relativamente baixos em comparação aos outros, mostrando que o sistema é eficaz em suprir a maior parte das necessidades energéticas através da geração própria e do uso das baterias. Esses resultados reforçam a eficiência do sistema de autoconsumo, minimizando a dependência da rede elétrica.



Figura 53 – Principais resultados do relatório de ATC



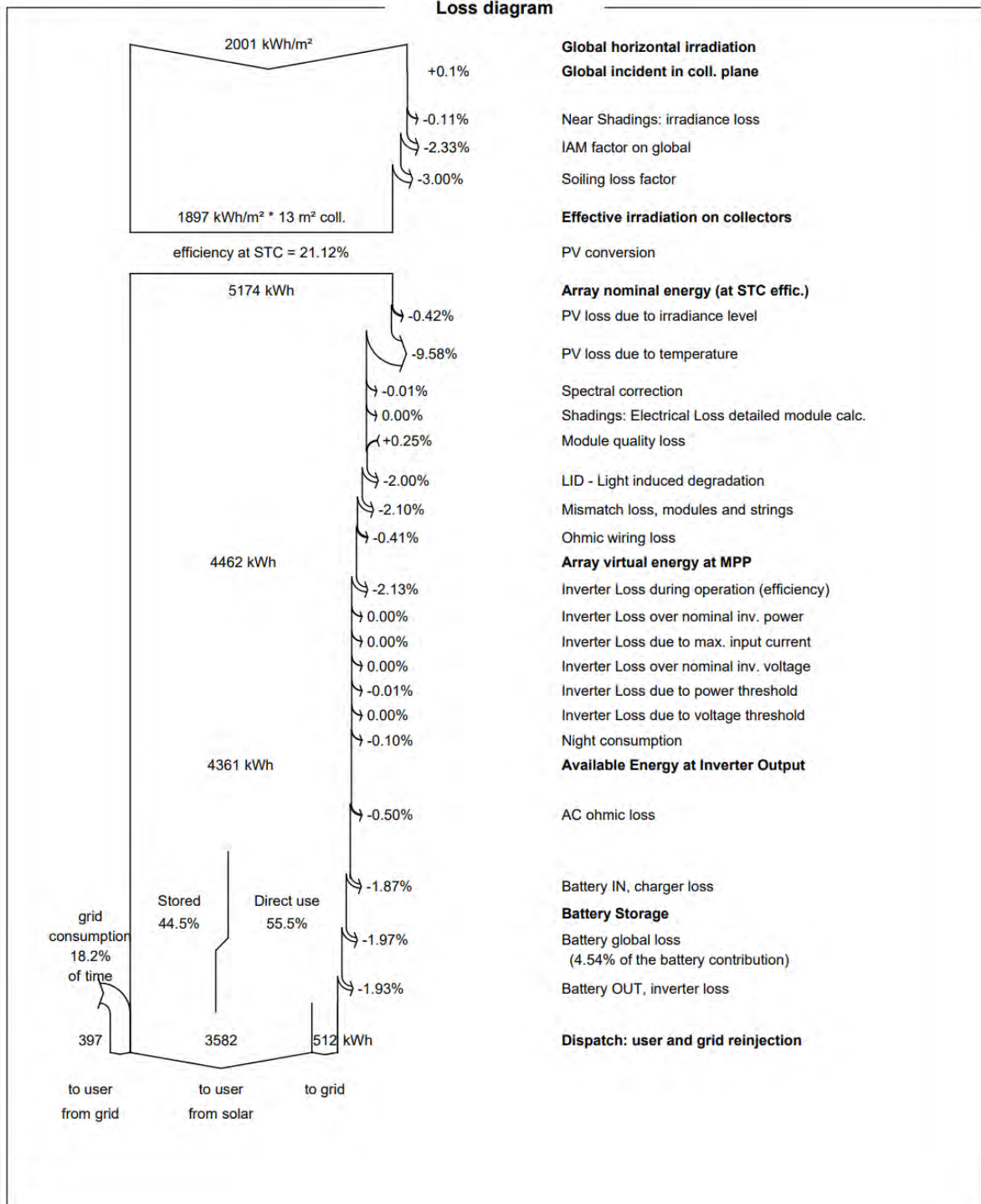
Fonte: (o próprio autor).

Nesta página do relatório do PV Syst, apresentado na Figura 53, são apresentados resultados essenciais sobre o desempenho do SSFV, destacando a produção de energia total de 4339 kWh/ano e a produção específica de 1592 kWh/kWp/ano. Os gráficos normalizados exibem a produção mensal por kWp instalado, ilustrando as perdas de energia associadas ao sistema. O termo *Lc* refere-se à “*Loss due to Collection*” (perdas no arranjo dos módulos), enquanto *Ls* representa “*System Losses*” (perdas do sistema), que incluem perdas associadas ao inversor e outros fatores. *Yf* indica “*Produced Useful Energy*” (produção útil de energia),

essencial para entender a eficiência do sistema, enquanto o “*Performance Ratio*” (PR), calculado em 74,96%, mede a eficiência do sistema em converter a radiação solar em energia elétrica utilizável, levando em conta as perdas. Valor que está alinhado com o encontrado em Araújo *et al.* (2024), de 75%.

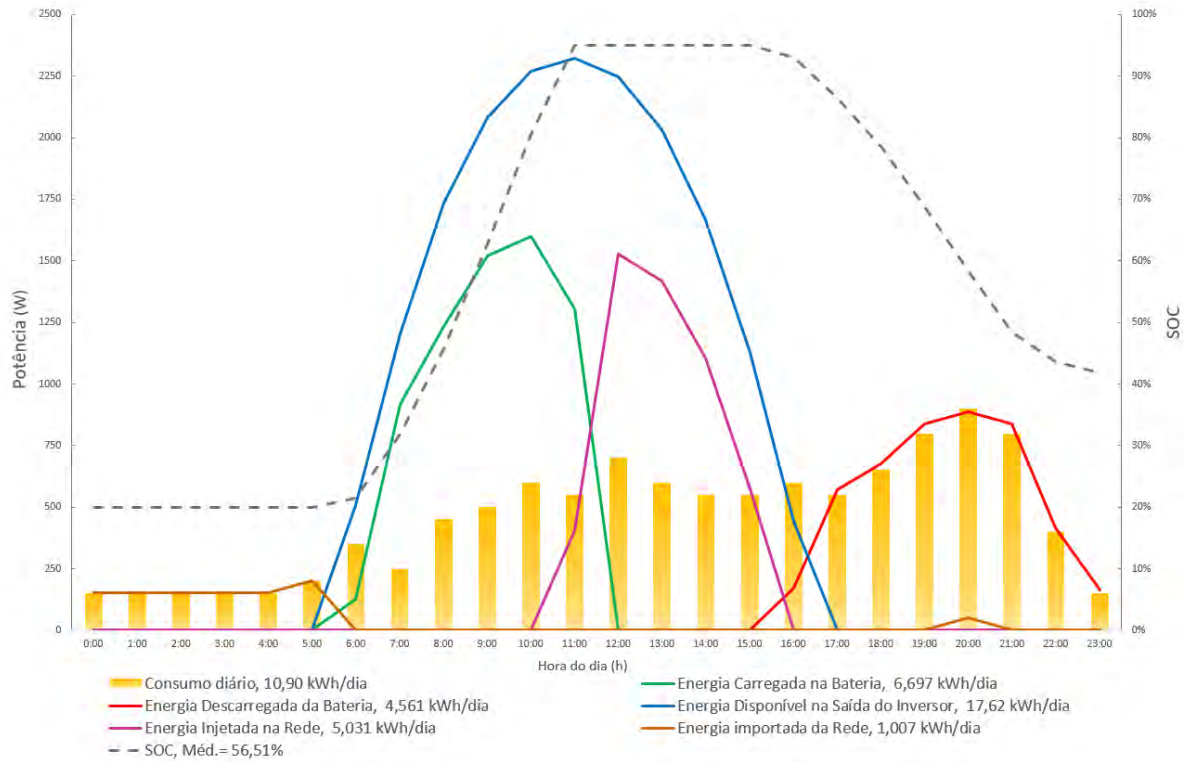
Já na Figura 54, é mostrado o diagrama de perdas do SSFV desde a energia solar disponível até a energia consumida, energia injetada na rede e energia importada da rede.

Figura 54 – Diagrama de perdas do relatório de ATC



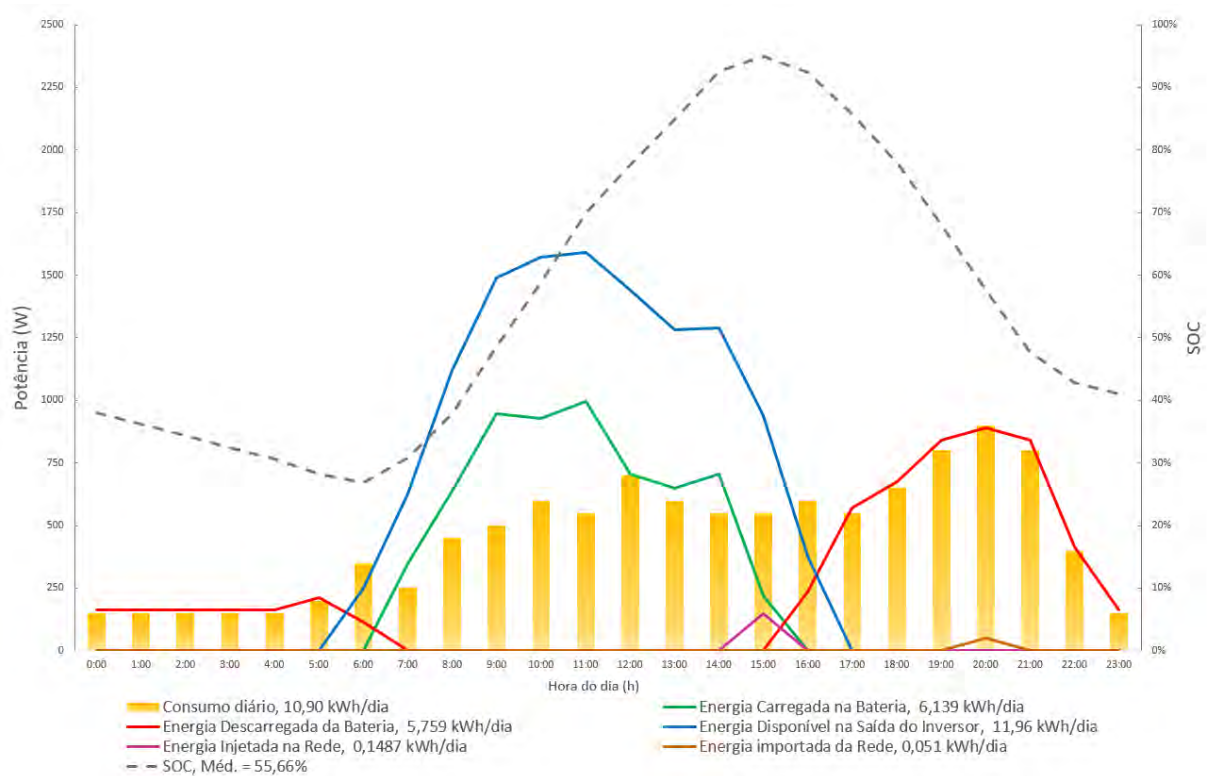
Fonte: (o próprio autor).

Figura 55 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação de ATC



Fonte: (o próprio autor).

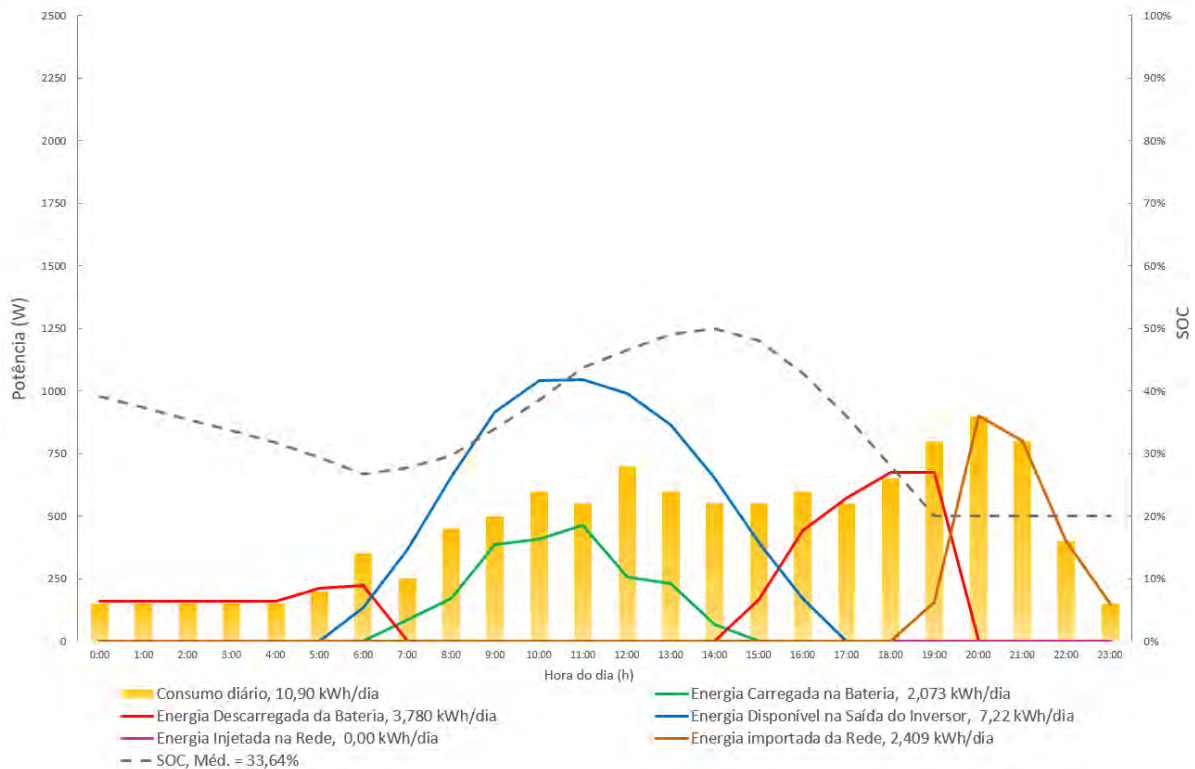
Figura 56 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação de ATC



Fonte: (o próprio autor).



Figura 57 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração baixa (21/08), simulação de ATC



Fonte: (o próprio autor).

Para os gráficos das Figuras 55, 56 e 57, optou-se por não utilizar o gráfico gerado pelo *software* de simulação, pois as linhas que representavam os diferentes parâmetros, embora em cores distintas, eram excessivamente finas, o que dificultava a identificação precisa de cada parâmetro. Além de não permitir a escolha de mais de 5 parâmetros para a visualização de uma só vez. Os gráficos foram recriados no Excel, permitindo uma melhor visualização, já que foi possível ajustar a espessura, o estilo e as cores das linhas. Isso foi viabilizado pois o PV Syst permite exportar os dados dos gráficos para o "*clipboard*", facilitando a transferência para o Excel ou outros editores de texto para ajustes e refinamentos.

Onde:

- Consumo diário: quantidade total de energia demandada pela residência definida pelo perfil de carga discutido e apresentado anteriormente.
- Energia carregada na bateria: quantidade total de energia fornecida à bateria durante o processo de carregamento ao longo do período simulado.
- Energia descarregada da bateria: quantidade de energia extraída da bateria para suprir a demanda de consumo ao longo do período.

- d) Energia injetada na rede: excedente de energia gerado pelo sistema que foi enviado de volta à rede elétrica por não ser utilizado para consumo ou armazenado.
- e) Energia disponível na saída do inversor: quantidade total de energia gerada pelo inversor FV e estava disponível para consumo local ou injeção na rede.
- f) Energia importada da rede: quantidade total de energia demandada da rede elétrica para o consumo local, na qual não foi possível ser suprida pelo BBAT ou inversor FV.

Os resultados da simulação com o BBAT no PV Syst sob a estratégia de ATC, fornecem uma visão detalhada do desempenho do sistema ao longo de um ano.

Os gráficos das Figuras 55 e 57 exemplificam perfeitamente como o banco de bateria e os parâmetros do sistema se comportam para a estratégia de ATC ao longo de um dia com boa geração em um dia com baixa geração, ao suprir um determinado perfil de carga, neste caso residencial.

A energia total carregada nas baterias foi de 1852 kWh/ano, enquanto a energia descarregada foi ligeiramente inferior, totalizando 1768 kWh/ano, indicando perdas inerentes ao processo de armazenamento e descarregamento, o que é esperado devido à eficiência de conversão e ciclo das baterias íon-lítio. Esses valores indicam uma eficiência de 95,46%, valor que está de acordo com o apresentado na folha de dados do BBAT de  $\geq 95,3\%$ . Além disso, 512,1 kWh/ano foram injetados na rede, representando o excedente gerado após o ATC e o armazenamento. No inversor, a energia disponível total foi de 4361 kWh/ano, enquanto 396,8 kWh/ano precisaram ser supridos pela rede, o que reflete ainda uma dependência parcial da eletricidade externa fornecida pela concessionária de energia, mesmo com o sistema de ATC instalado.

Podemos também observar através dos gráficos, que mesmo para um dia na média de geração (Figura 56), o BBAT é totalmente carregado (dentro do limite de 95% dimensionado para o DOD) e consegue suprir a demanda da carga residencial durante todo o resto do dia e ainda se mantém aproximadamente 40% carregado para o outro dia. E caso o outro dia for de baixa geração (gráfico 3), vimos que o BBAT possuindo 40% da carga, o sistema só irá começar a demandar energia da rede elétrica da concessionária às 18h.

Analisando esses resultados, o dimensionamento inicial do sistema parece ter sido suficiente e eficiente para a estratégia de ATC. O inversor de 3,68 kW e os cinco módulos FV de 545 Wp foram capazes de suprir grande parte da demanda, e o BBAT de 7,68 kWh – 150Ah ajudou a reduzir a necessidade de energia da rede. No entanto, é possível que alguns parâmetros

possam ser otimizados. Por exemplo, o fato de ainda haver uma energia injetada quase 30% maior que a importada da rede. Uma solução seria o aumento da capacidade do BBAT, já que ao invés dessa energia excedente estar sendo injetada na rede, ela poderia estar sendo melhor utilizada para carregar o BBAT, que aumentaria a autonomia do sistema e diminuiria ainda mais a necessidade de importação de energia da rede elétrica da concessionária. O aumento de um módulo B-Plus 2.5 (2.56 kWh – 50Ah) no nosso BBAT o tornaria o modelo B-Box Pro 10, e significaria um aumento de 33% na capacidade total do banco. Contudo, embora seja uma solução técnica viável, o preço de um módulo da bateria de 50 Ah da BYD de acordo com o EBAY (2024) é de no mínimo £ 439.00 sem taxas, impostos ou frete.

Outra solução pode ser um novo dimensionamento mais refinado para a potência total dos módulos, mantendo a quantidade de módulos, porém escolhendo módulos com menor potência nominal, ou reduzir a quantidade de módulos, utilizando módulos mais potente. A escolha entre a primeira ou a segunda opção irá variar de acordo com o preço dos módulos que serão escolhidos para ambas opções e os custos associados à instalação de mais ou menos módulos.

Entretanto, precisamos calcular se o custo do Fio B da energia injetada excedente na rede tem um impacto significativo na conta de energia antes de alterarmos o dimensionamento do sistema. De acordo com Lei Federal nº 14.300 (2022), a UC irá pagar o maior valor entre o custo de disponibilidade e o custo do consumo adicionado do Fio B. Onde para o ano de 2024, o Fio B representa 30% de R\$ 0,27092/kWh. (ANEEL, 2024b). E o custo de disponibilidade para uma instalação monofásica do grupo B1 equivale a um consumo de 30 kWh. (ANEEL, 2021a)

Sabendo que a energia injetada na rede, além de custos como o Fio B (introduzido em 2022 para ser aplicado às novas geradoras a partir de 2023), também gera créditos na conta de energia, e de acordo com os resultados apresentados para a nossa simulação, em um ano geramos mais do que consumimos. Devemos desconsiderar o custo de consumo da UC no cálculo comparativo, e devemos apenas calcular o Fio B. Onde o custo total para a energia injetada em um ano é calculado na seguinte fórmula:

$$Custo_{FIOB_{anual}} = E_{Grid} \times Fio_B \times (\%2024) \quad (14)$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = \frac{512,1 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \frac{R\$ 0,27092}{\text{kWh}} \times 0,3 = R\$ 41,62/\text{ano}$$

Onde o nosso excesso de energia injetada de 115,3 kWh/ano (512,1 kWh/ano – 396,8 kWh/ano) na rede, representa apenas R\$ 9,37 por ano.

Como a conta de energia vem mensalmente, o valor médio mensal para o Fio B fica:

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} \quad (15)$$

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} = \frac{41,62}{12} = R\$ 3,47/mês$$

Temos que o valor do kWh para a conta de luz da Figura 12 é de R\$ 0,927/kWh ignorando o adicional da bandeira amarela. Calculando o custo de disponibilidade da residência, temos:

$$CD_{mensal} = \frac{30kWh}{mês} \times \frac{R\$0,927}{kWh} = R\$ 27,81/mês \quad (16)$$

Logo, durante todos os meses de 2024, o consumidor da UC pagaria apenas o custo de disponibilidade da rede, valor de R\$ 27,81, ao invés do Fio B. Não tendo assim que se preocupar com custos adicionais gerados pelo excedente da energia injetada do sistema dimensionado. Onde o custo anual de CD seria:

$$CD_{anual} = CD_{mensal} * 12 \quad (17)$$

$$CD_{anual} = \frac{R\$ 27,81}{mês} \times \frac{12mês}{ano} = R\$ 333,72/ano$$

No entanto a porcentagem do Fio B a ser utilizada no cálculo aumenta todo ano até chegar em 90% no ano de 2028. Como consta na Lei Federal nº 14.300 (BRASIL, 2022). Calculando então se o custo do Fio B do SSFV desta simulação continuará abaixo do valor do custo de disponibilidade até 2028:

$$Custo_{FIOB_{anual}} = E_{Grid} \times Fio_B * (%2028) \quad (18)$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = \frac{512,1 kWh}{ano} \times \frac{R\$ 0,27092}{kWh} \times 0,9 = R\$ 124,86/ano$$

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} = \frac{124,86}{12} = R\$ 10,41/mês$$

Portanto, como é verificado no cálculo do Fio B, até mesmo para o ano de 2028, para o excedente na simulação, não faz sentido financeiramente redimensionar o nosso SSFV diminuindo a potência. O excesso de energia injetada representa apenas 2,64% do valor total de geração disponível na saída do inversor (4361 kWh/ano). Valor que pode ser considerado baixo como fator de segurança, a depender da instalação, podendo até ser motivo de um aumento na potência FV do sistema ao invés de uma diminuição, considerando que de acordo com os custos calculados do  $Custo_{FIOB_{mensal}}$  em relação ao  $CD_{mensal}$ , temos margem para um maior excedente de energia injetada na rede. Onde a autonomia do sistema também se

beneficiária de um aumento na potência FV, já que em dias de baixa geração (Figura 57), um sistema com maior potência, carregaria melhor o BBAT.

Para analisar a viabilidade econômica da estratégia, foi preciso levantar o custo total do sistema FV com o BBAT. O custo do serviço de instalação foi estimado baseado nos valores apresentados em Portal Solar (2024) para os preços de instalação de placa solar residencial, e o custo total do sistema é apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de ATC

Equipamentos e serviços	Pesquisa de preço	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo final (R\$)
Inversor GW3648D-ES (14A)	GOODWE	1	7.478,24	7.478,24
Módulo FV DHM 72x10 545W	DAH Solar	5	645,08	3.225,42
Módulo de bateria B-Plus 2.5 (50Ah)	BYD	3	3.191,53	9.574,59
Estruturas e material de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.066,43	1.066,43
Serviço de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.200,00	1.200,00
Valor do investimento				22.544,68

Fonte: (o próprio autor).

O *payback* é um indicador econômico que avalia a atratividade de um investimento ao determinar o prazo de retorno do mesmo (MARQUEZAN E BRONDANI, 2006).

De acordo com a Fórmula 18 e considerando a tarifa para o consumidor de grupo B apresentada na Figura 12, cujo valor é de R\$ 0,927/kWh, temos:

$$PB_{simples} = \frac{I_0}{Tarifa \times Con_{anual}} \quad (19)$$

$$PB_{simples} = \frac{22544,68}{0,927 \times 3978,5} = 6 \text{ anos e } 1 \text{ mês}$$

Onde  $I_0$  é o investimento inicial em reais; *Tarifa* é a tarifa de energia elétrica e  $Con_{anual}$  é o consumo anual de energia da UC, em quilowatt-hora.

Porém o cálculo para o prazo de retorno apresentado, é uma forma simplificada, não levando em consideração os reajustes na tarifa de energia ao longo do tempo, nem o pagamento do custo de disponibilidade (CD) ou do Fio B.

O Diário do Nordeste (2023), e a Resolução Homologatória nº 2.433 da ANEEL (2023), fornecem todos os reajustes na tarifa de energia residencial de 2014 a 2024 para a concessionária ENEL Ceará. Apresentados na Tabela 14:

Tabela 14 – Reajustes na tarifa de energia ENEL Ceará (continua)

Ano	Reajuste (%)
2014	+16,77
2015	+10,28 (extraordinária)

<b>Ano</b>	<b>Reajuste (%)</b>
2015	+11,69
2016	+12,97
2017	+0,15
2018	+4,96
2019	+8,29
2020	+3,94
2021	+8,95
2022	+24,85
2023	+3,06
2024	+2,07

Fonte: (Elaborado a partir de dados de Diário do Nordeste (2023) e ANEEL (2023)).

Ignorando o reajuste extraordinário de +10,28% em 2015, temos que a média de reajuste anual é de +8,88%/ano. Então para um cenário de reajuste anual de 8,88% na tarifa de energia da UC em questão, temos que os custos anuais na conta de energia acumulados de 2024 a 2034 para a UC sem um sistema SSFV, incluindo o CD, são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Custo anual acumulado da UC sem SSFV

<b>Ano</b>	<b>Custo acumulado (R\$)</b>
2024	4021.79
2025	8400.71
2026	12779.64
2027	17158.56
2028	21537.49
2029	25916.41
2030	30295.34
2031	34674.26
2032	39053.18
2033	43432.11
2034	47811.03

Fonte: (o próprio autor).

Para o custo acumulado da UC para a estratégia de ATC, vimos que não há pagamento do Fio B até 2028, para fins de cálculo continuaremos considerando que até 2034 o cálculo do Fio B não sofrerá alterações que resultem no pagamento do Fio B ao invés do CD, nesta estratégia de ATC. Logo, a cada ano após 2024 só haverá o custo acumulado do CD com o reajuste anual médio de 8,88%. Os custos anuais acumulados da UC com o SSFV e BBAT utilizando a estratégia de ATC podem ser vistos na Tabela 16:

Tabela 16 – Custo anual acumulado da UC com SSFV e BBAT na estratégia ATC (continua)

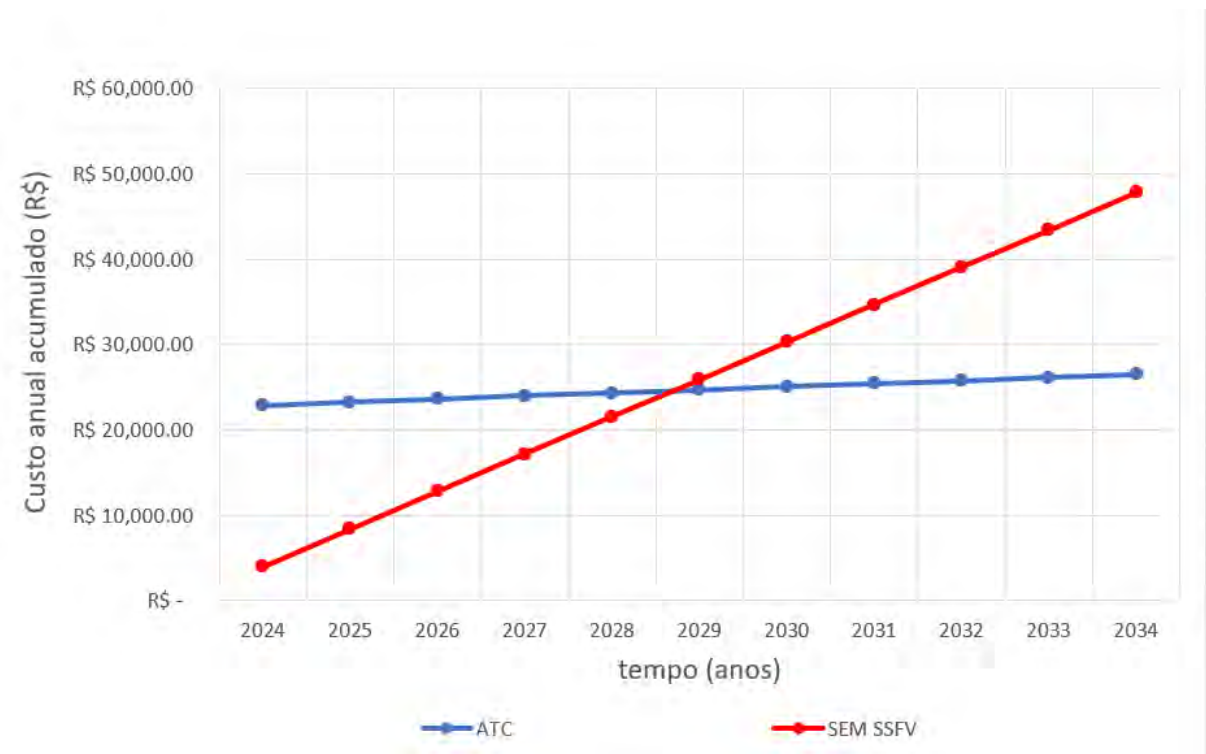
<b>Ano</b>	<b>Custo acumulado (R\$)</b>
2024	22878.40
2025	23241.75
2026	23605.10
2027	23968.46
2028	24331.81

Ano	Custo acumulado (R\$)
2029	24695.17
2030	25058.52
2031	25421.88
2032	25785.23
2033	26148.58
2034	26511.94

Fonte: (o próprio autor).

O gráfico da Figura 58 apresenta o momento em que os custos anuais acumulados da UC sem SSFV ultrapassam os custos do SSFV com BBAT em ATC. Prazo de retorno este que é menor que 5 anos, diferentemente do prazo apresentado no cálculo simplificado do *payback*, de 6 anos e 1 mês.

Figura 58 – *Payback* do SSFV com BBAT na estratégia ATC



Fonte: (o próprio autor).

Concluindo, o resultado do dimensionamento inicial quando aplicado a estratégia de ATC para o sistema foi satisfatório, e embora haja um excesso de energia injetado na rede, vimos que além de não gerar custos adicionais ao cliente, possuímos margem para o aumento da potência total em Watt-pico do sistema. Onde a autonomia do UC seria melhorada sem necessidade de redimensionar o BBAT. Porém uma nova análise dos custos totais do sistema deveria ser feita antes para verificação da viabilidade econômica do aumento da quantidade de módulos FV no sistema.

### 5.3.9 Resultados da simulação 01 da estratégia de RDP

Partindo para a estratégia de RDP, no *software* precisamos selecionar esta opção na mesma janela onde fizemos a escolha da estratégia de ATC. Uma vez nela, ao selecionarmos a nova estratégia, definimos o valor limite para a rede, este que será utilizado no “corte” do pico de geração. A maior potência de carregamento para o BBAT, que podemos definir como a maior potência de geração menos a potência limitada. E a máxima potência para descarregamento do banco. O PV Syst nos informa que o pico de saída CA do inversor para dias de céu “limpo” é de 2,36 kW. E temos também a opção de definir em que período a bateria será descarregada, onde as opções são: assim que a potência seja necessária, depois do pôr do sol, a partir de uma hora especificada ou durante um intervalo de horas definido. Iremos optar pela primeira opção, já que o objetivo é diminuir a utilização da rede elétrica da concessionária ao máximo.

A definição do limite na geração nesta estratégia, depende diretamente dos objetivos específicos do usuário, bem como das características do sistema implementado e das limitações inerentes à instalação, ou até mesmo de fatores externos, como regulação da rede elétrica ou previsões de demanda de consumo. Para alguns casos, há um corte de pico específico, comumente estabelecido para evitar demandas elevadas e, conseqüentemente, reduzir custos associados a tarifas ou penalidades de energia durante horários de maior consumo, especialmente para consumidores do grupo A. Nesta primeira simulação não será feita nenhuma alteração no dimensionamento inicial do sistema, a fim de focar nos demais aspectos operacionais.

Embora o PV Syst tenha uma abordagem simples ao simular a estratégia de RDP, onde devemos desabilitar a utilização do perfil de carga que definimos para as simulações anteriores, selecionando a opção de “*No self-consumption*” nas configurações de “*Self-consumption*”, optou-se por definir o maior valor de demanda de consumo baseado neste perfil, como o limite para o corte de pico da geração. No entanto, para que essa decisão seja eficiente na nossa estratégia, o corte deve ocorrer durante os períodos em que o inversor está efetivamente gerando energia. Isso implica que o valor de demanda considerado para o corte precisa coincidir com momentos de geração solar, ou seja, não faz sentido realizar o corte de pico com base no valor da maior demanda total do dia, se este valor ocorre, por exemplo, para o nosso caso, às 20h, quando o inversor não gera mais energia devido à ausência de sol. Para estes valores fora do período de geração solar, podemos definir a máxima potência de descarregamento da bateria, ela que irá atender as demandas fora do período de geração. Além disso, no horário escolhido



para o corte de pico, aconselha-se que a geração do inversor seja maior que o consumo naquele período durante a maior parte do ano. Se isso não ocorrer, corre-se o risco de escolher um pico ineficiente. Observando os gráficos das Figuras 55 a 57 fica visível que uma má escolha para o horário de corte seria, caso este fosse o período de maior demanda de consumo dentro das horas úteis de geração, 16h, já que embora o dia com maior geração foi suficiente para atender o consumo da UC neste horário, nos dias de menor insolação a geração não foi capaz de suprir nem a metade do consumo. O que poderia refletir em uma injeção desnecessária de energia na rede, e ou subutilização do BBAT, já que este demoraria mais para começar a ser carregado.

No presente caso, o valor de demanda selecionado para o corte de pico foi de 1 kWh, já que é o mínimo permitido pelo programa, embora o valor desejado seja de 0,7 kW, que ocorre ao meio-dia (12h). E o limite de descarregamento da bateria, de 0,9 kW, onde é o pico de consumo do sistema fora do período de geração, ocorrendo às 20h. Clicando em OK podemos seguir para a simulação.

Figura 59 – Definindo a estratégia RDP

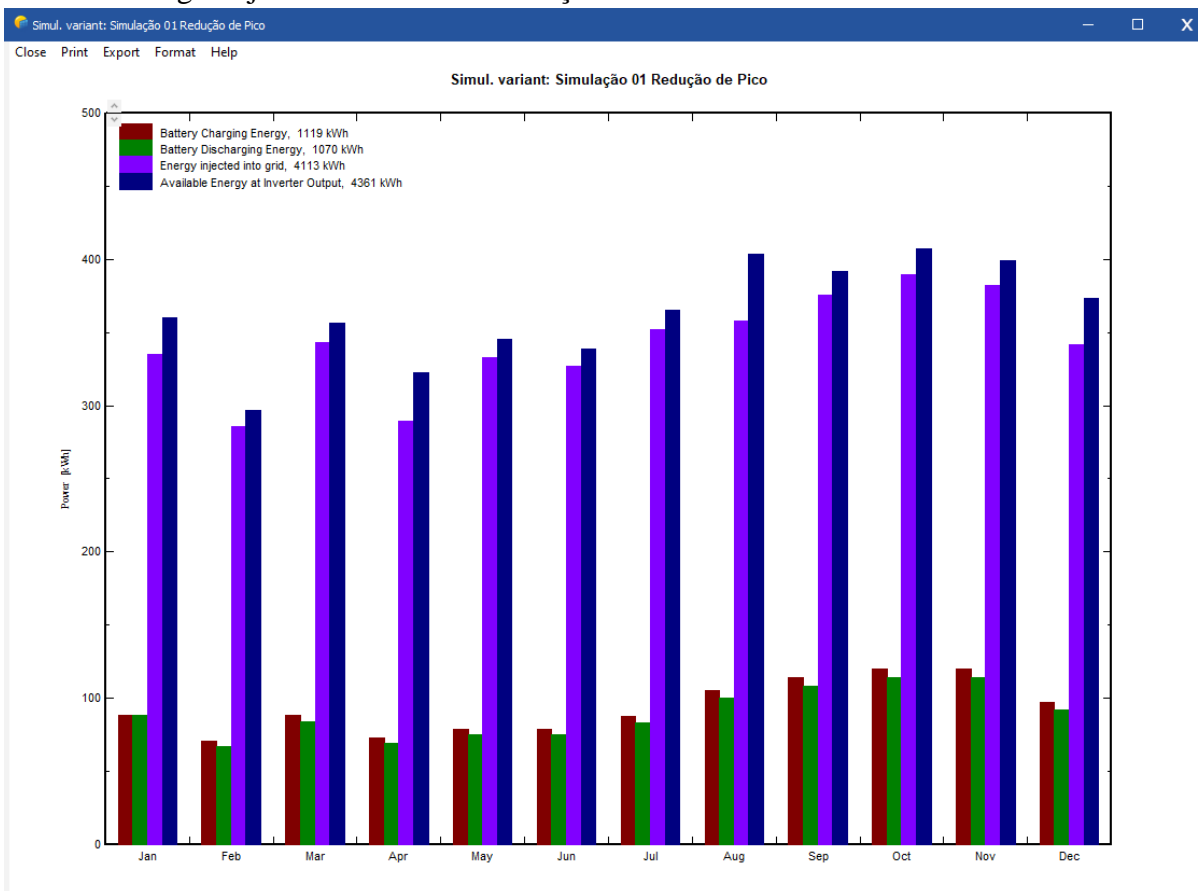
The screenshot shows the 'Grid system with storage management' software interface. The 'System kind - Storage strategy' is set to 'Peak shaving'. The 'Storage pack' section is active, showing the following configuration:

- Battery SOC thresholds:**
  - Maximum charging (OFF): 95 %
  - Minimum discharging (OFF): 20 %
- Operating conditions:**
  - Info: PV array Pnom: 2.73 kWp
  - Max. output power (clear sky): 2.36 kWac
  - Clear day excess energy: 7.39 kWh/day
  - Grid power limit: 1.0 kW
  - Discharging: As soon as power is needed
- Battery input charger:**
  - Max. charging power: 1.4 kW
  - Maximum efficiency: 97.0 %
  - EURO efficiency (equivalent): 95.3 %
- Battery to Grid inverter:**
  - Max. discharging power: 0.9 kW
  - Maximum efficiency: 97.0 %
  - EURO efficiency: 95.3 %

At the bottom of the window, there are buttons for 'System overview', 'Cancel', and 'OK'.

Fonte: (o próprio autor).

Figura 60 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 01 de RDP

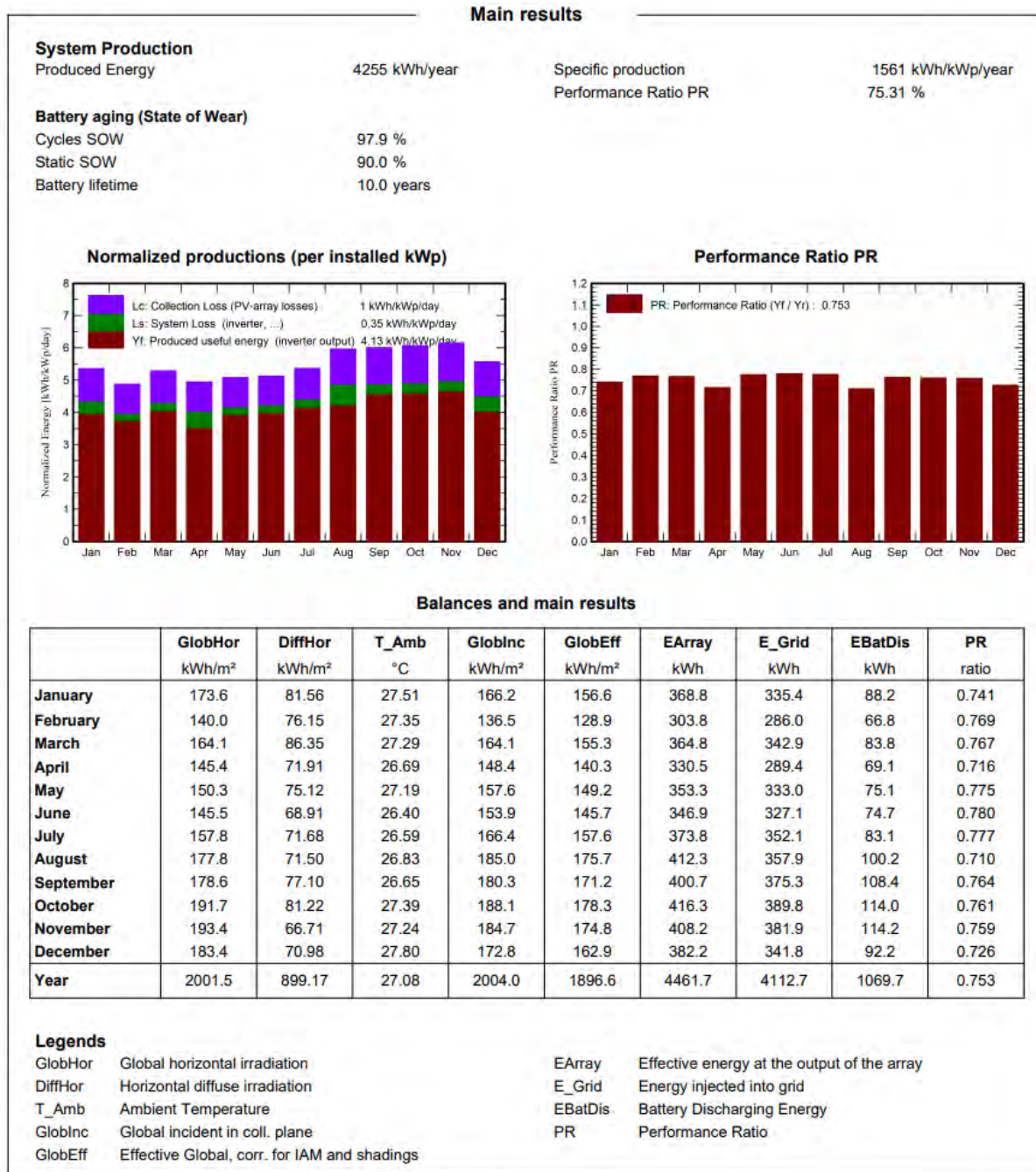


Fonte: (o próprio autor).

O gráfico apresentado na Figura 60, ilustra a distribuição mensal da energia gerada pelo inversor, a energia carregada e descarregada pelas baterias, além da energia injetada na rede. A produção do inversor se mantém constante em relação à estratégia de ATC, visto que o dimensionamento do SSFV permanece o mesmo. No entanto, a energia carregada e descarregada pelas baterias é significativamente menor em comparação com a ATC, indicando uma subutilização do BBAT nessa configuração, sugerindo que o dimensionamento inicial não é totalmente adequado para a estratégia de RDP.

Devido às limitações do PV Syst para simulações na estratégia de RDP, a energia injetada na rede, que soma 4113 kWh/ano, também inclui grande parte da energia que seria consumida pela UC, estimada em 3978,5 kWh/ano. Para um mesmo sistema, a baixa descarga das baterias implica maior dependência da rede elétrica, conseqüentemente é de se esperar uma maior importação de energia da rede. Embora o PV Syst não exiba claramente essa distinção no gráfico, é possível recriar uma visão mais completa a partir dos dados diários da simulação, proporcionando uma análise mais precisa do comportamento energético do sistema.

Figura 61 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria

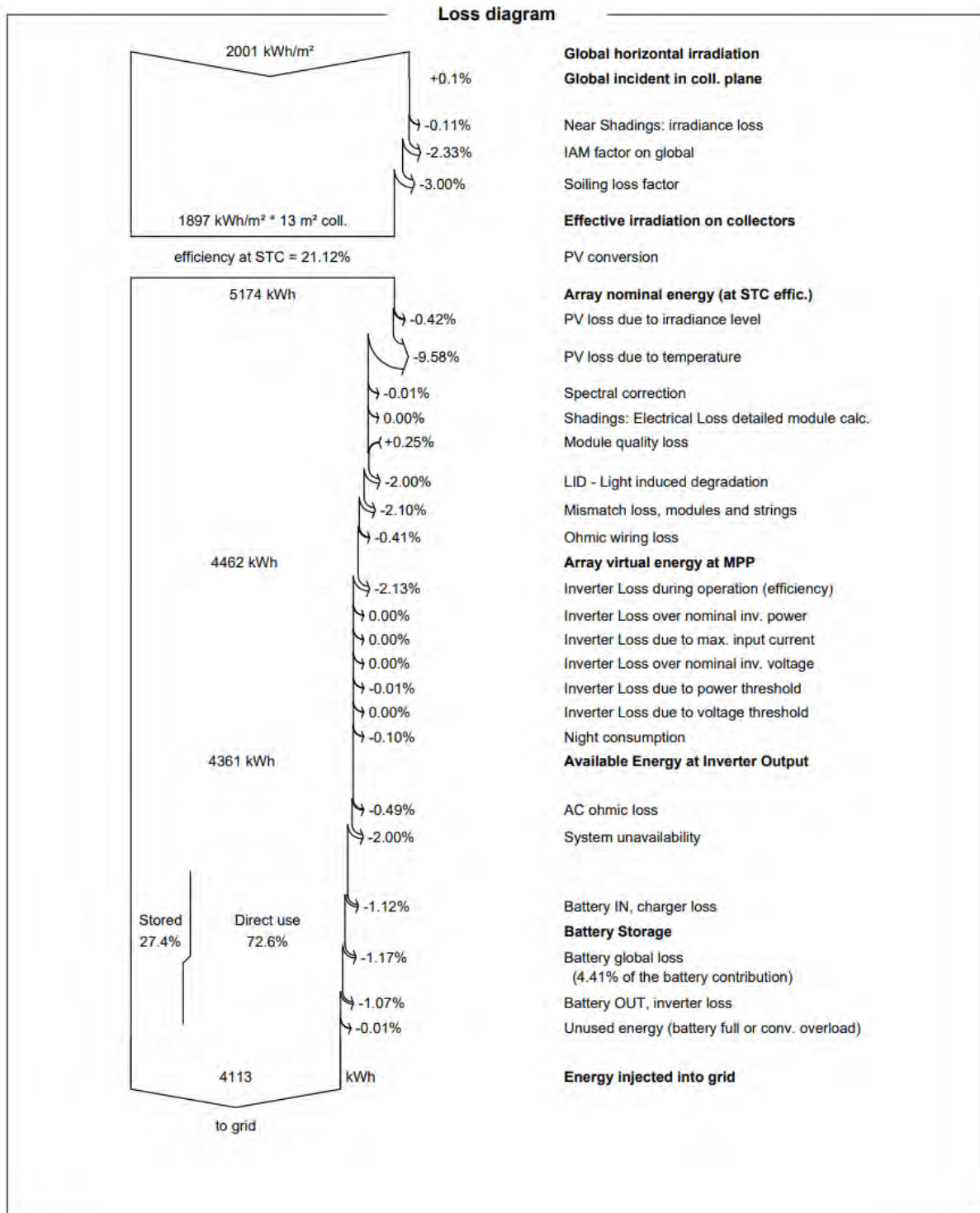


Fonte: (o próprio autor).

Para esta simulação inicial da estratégia de RDP, temos evidenciada no desgaste das baterias, que o BBAT está subutilizado. No caso do ATC, o estado de desgaste cíclico (*Cycle SOW*) foi de 96,3%, levemente inferior ao encontrado no RDP, de 97,9%, indicando um uso mais frequente dos ciclos de carga e descarga para suprir a demanda local. Já o PR anual apresentou valores similares, de 74,96% para ATC e 75,31% para RDP, sugerindo uma leve superioridade de eficiência energética na segunda estratégia, provavelmente devido a maior

produção de energia útil ( $Y_f$ ) de 4,13 kWh/kWp/dia, e menores perdas do sistema ( $L_s$ ) de 0,35 kWh/kWp/dia.

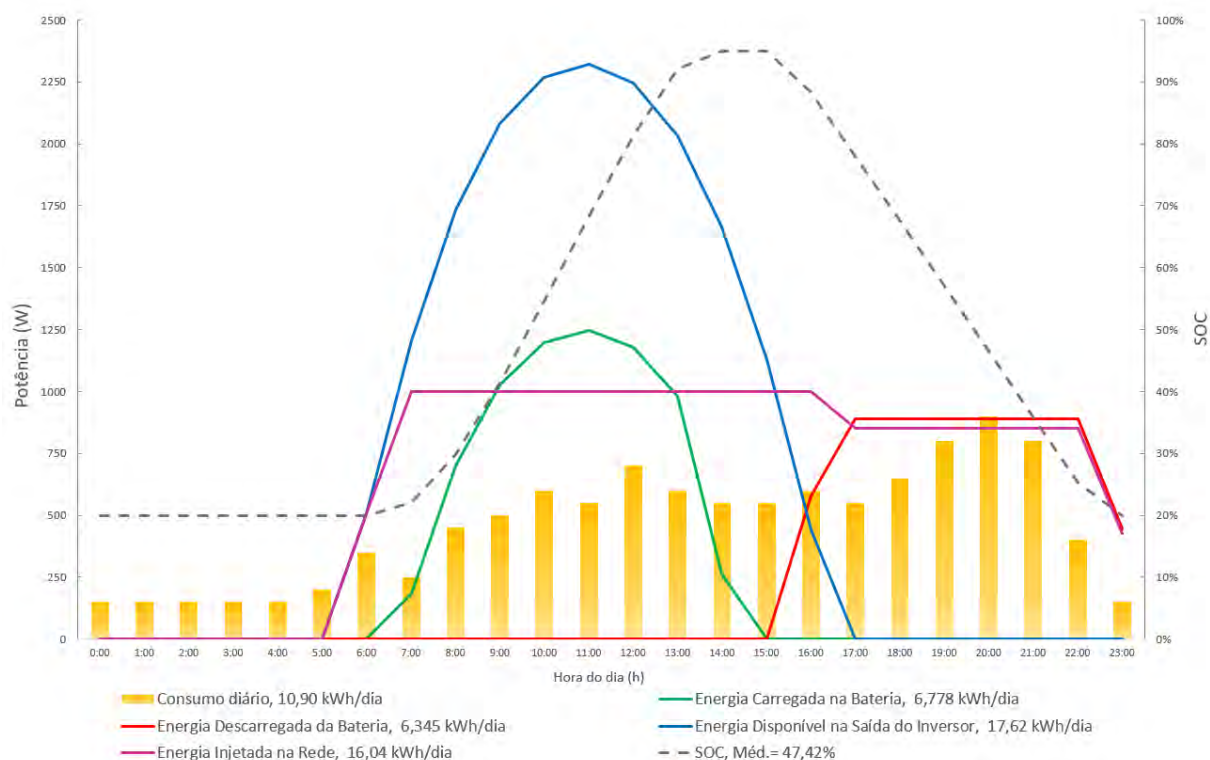
Figura 62 – Diagrama de perdas do relatório 01 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

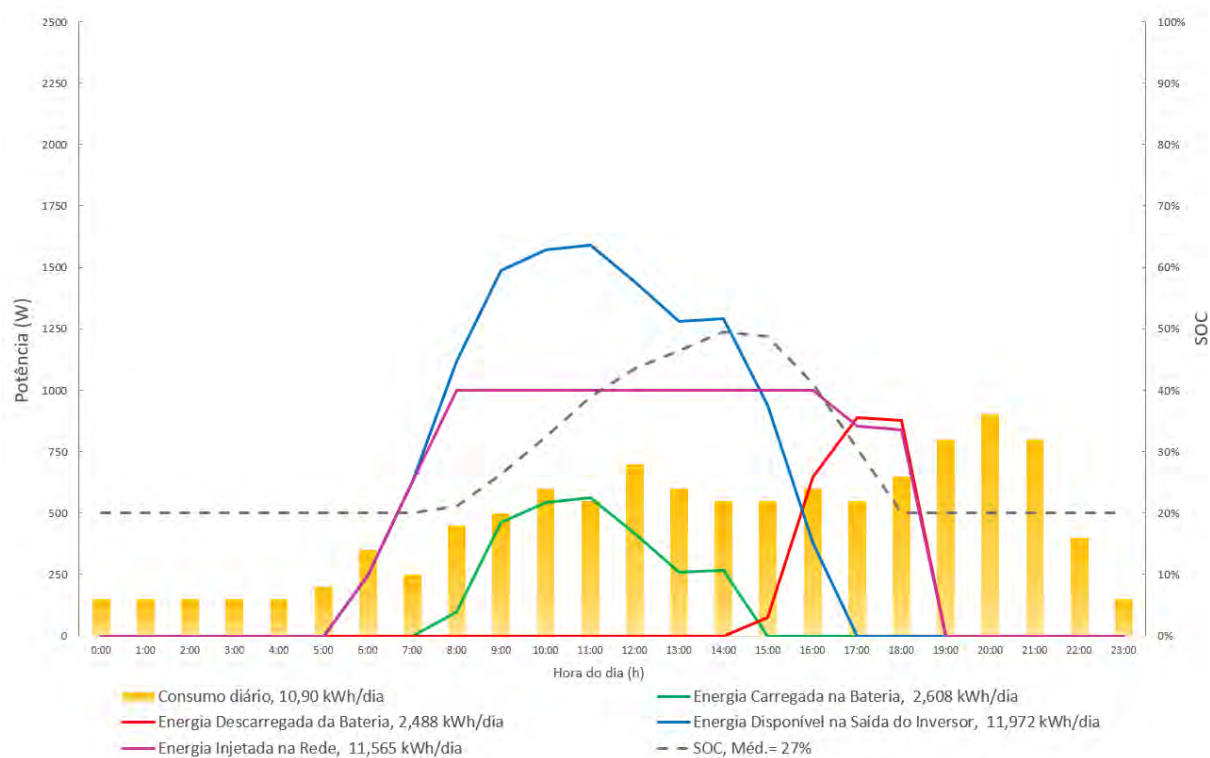
O diagrama de perdas da simulação também nos mostra mais uma vez a utilização pouco eficiente do BBAT dimensionado, onde apenas 27,4% da energia gerada é armazenada, em comparação aos 44,5% da estratégia de ATC.

Figura 63 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 01 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

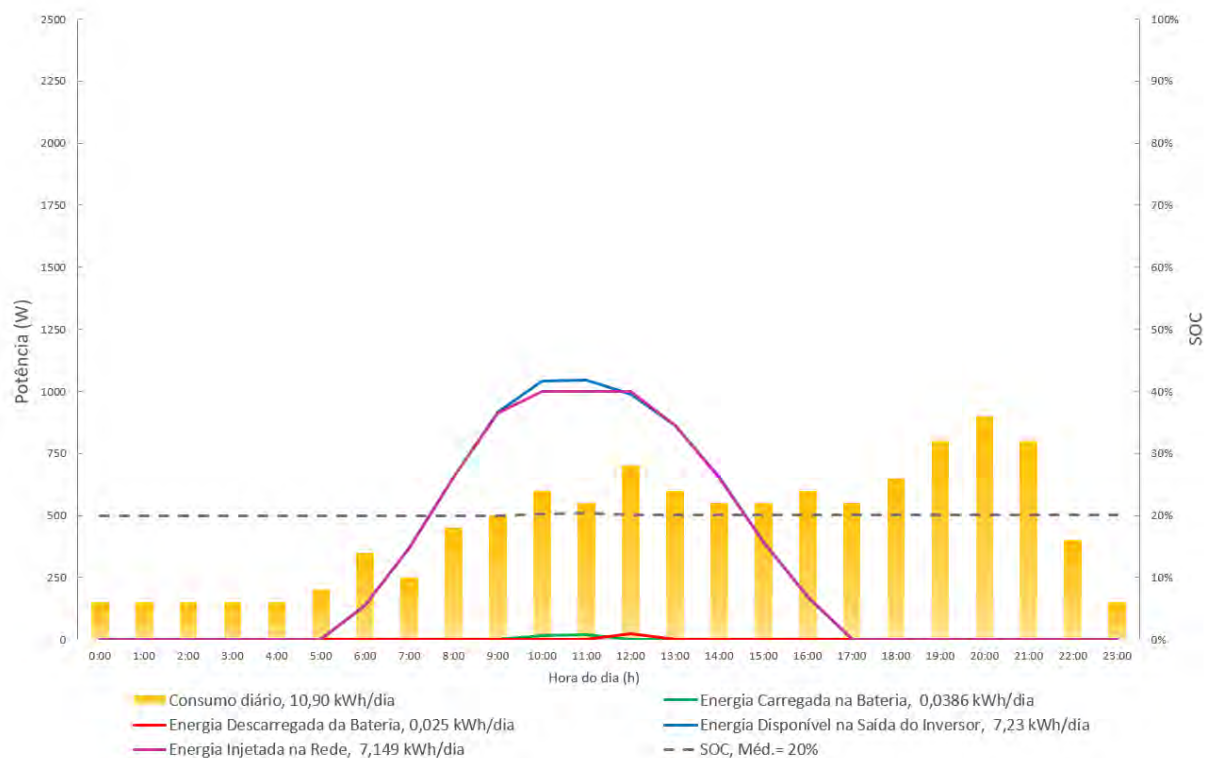
Figura 64 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 01 de RDP



Fonte: (o próprio autor).



Figura 65 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 01 de RDP



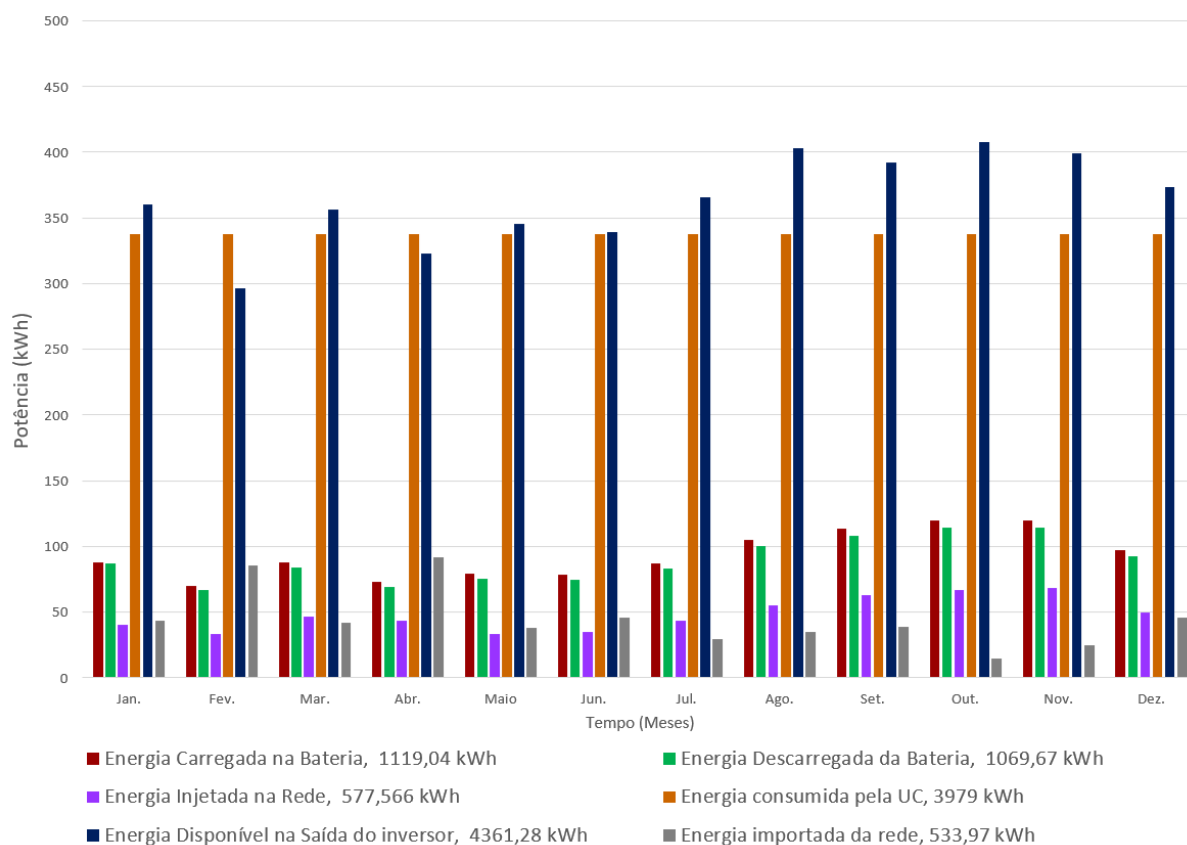
Fonte: (o próprio autor).

Os resultados da simulação realizada no PV Syst indicam que, apesar de utilizar um modelo simples que não leva em consideração o perfil de carga do consumidor, e limitar o corte de pico à um valor de 1 kW, que não corresponde ao valor óptimo devido ao perfil da UC, o sistema apresenta um comportamento promissor. A energia injetada na rede, de 4112 kWh/ano, é superior à demanda anual do consumidor, de 3978,5 kWh/ano, o que sugere que, no geral, o sistema é capaz de suprir a necessidade energética do usuário. No entanto, como a simulação não quantifica a energia importada da rede, foi necessário calcular essa diferença diretamente, subtraindo o consumo da energia injetada, o que limita uma análise mais detalhada sobre a interação entre geração, armazenamento e demanda.

Os gráficos das Figuras 66, 67, 68 e 69 foram criados a partir dos dados fornecidos pela simulação, porém simulando a utilização da energia injetada na rede e da energia descarregada da bateria para suprir a demanda da UC, e neles foi considerado o perfil de consumo estabelecido anteriormente, de 10,9 kWh/dia. Situação que reflete o que acontece na prática para este tipo de sistema e estratégia, que o PV Syst aborda de maneira mais simplista, porém

que através da simulação ainda nos fornece todos os dados para que possamos fazer a análise fora do *software*.

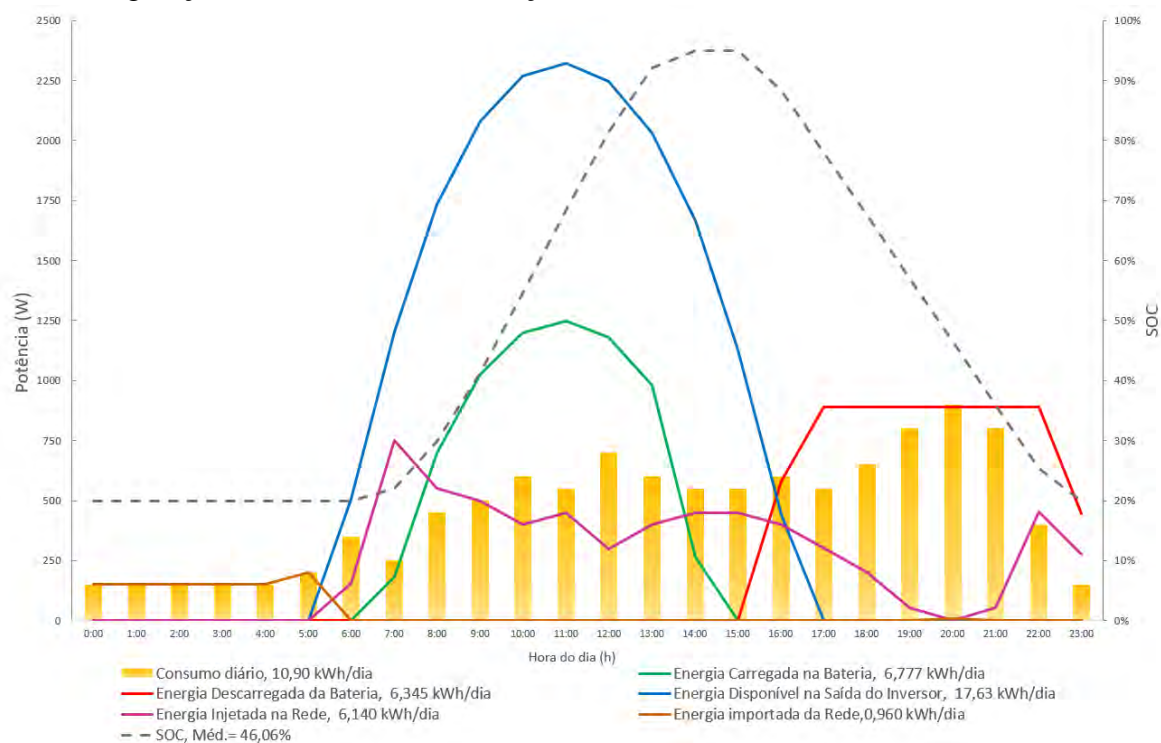
Figura 66 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 01 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

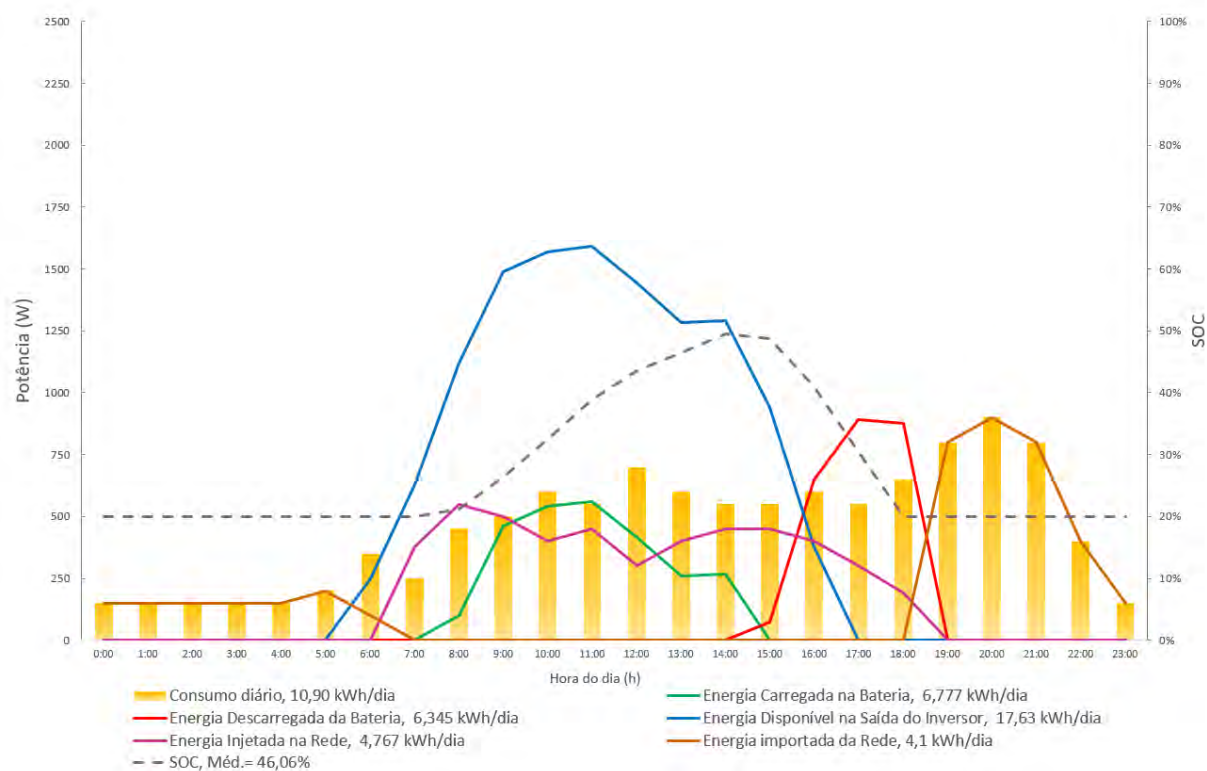
O gráfico mensal da Figura 66, elaborado no Excel, foi desenvolvido a partir da análise diária dos valores de energia injetada na rede e do consumo da UC. Para cada dia, verificou-se se a energia simulada de injeção no PV Syst era superior ou inferior ao consumo diário. Quando inferior, a energia necessária para atender à demanda foi considerada como importada da rede. Quando superior, o excedente foi contabilizado como o valor real de energia injetada na rede. Esse procedimento foi repetido para todos os meses, gerando valores mensais mais próximos das condições reais. A suspeita de que a subutilização das baterias aumentaria a energia importada foi confirmada, com um crescimento de 34,6% para a estratégia de ATC. A baixa utilização das baterias, causada pelo dimensionamento inadequado e pela própria configuração da estratégia, resultou também em maior desperdício de energia gerada, refletido em uma injeção anual de 577,566 kWh, 12,8 % maior que na estratégia de ATC.

Figura 67 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 01 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

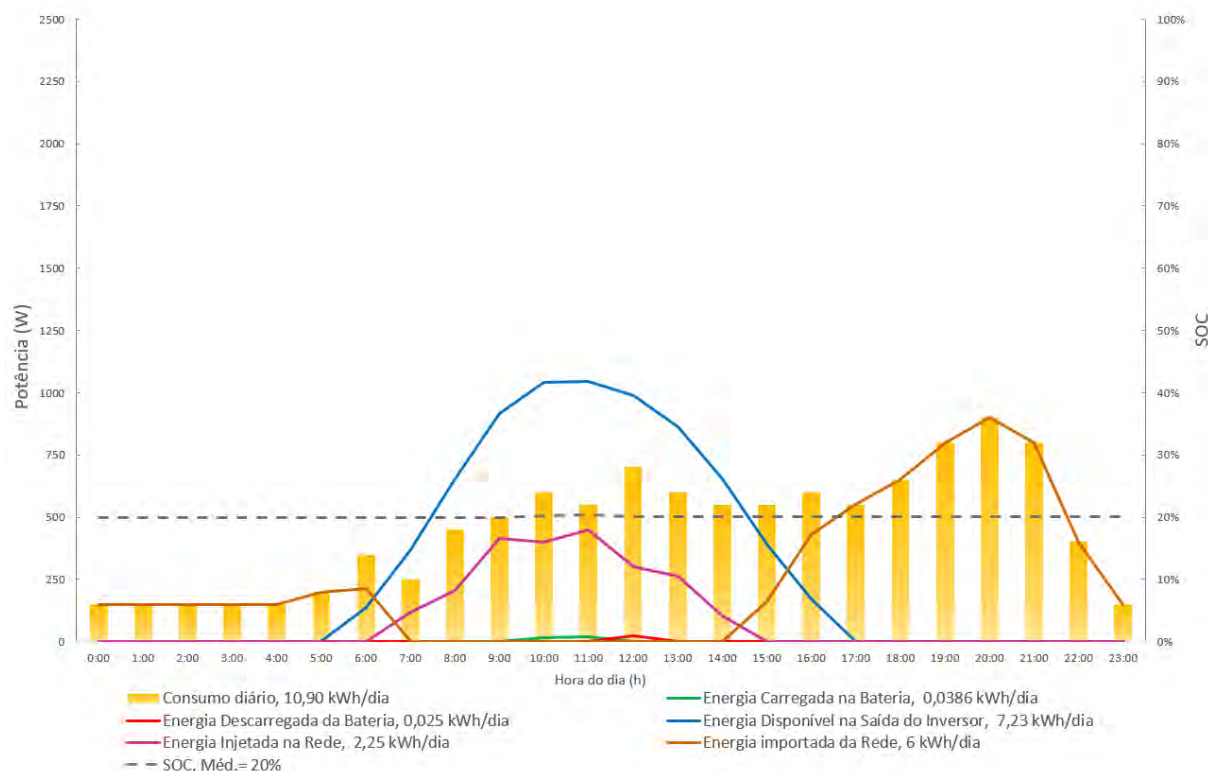
Figura 68 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 01 de RDP



Fonte: (o próprio autor).



Figura 69 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 01 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

Observa-se que, quando comparados aos resultados da estratégia de ATC, o nosso BBAT dimensionado é subutilizado, com uma energia de carregamento de 1119 kWh/ano e uma energia de descarregamento de apenas 1069 kWh/ano. Isso traz à tona uma diferença inerente às estratégias, onde no ATC, o BBAT é carregado à medida que o inversor gera mais do que a carga está demandando, e na RDP, a bateria só é carregada quando a geração passa o limite que definimos, e como este limite é fixo e não variável, há uma injeção desnecessária de energia na rede, o que pode ser verificado no gráfico da Figura 69. Onde em um dia de baixa geração, o sistema não irá carregar as baterias e sim injetar o excesso de energia gerado não consumido pela carga, na rede. Outro ponto importante a ser observado nos gráficos, é o fato de que mesmo em dias de geração média, o SOC nunca atinge 95%, ficando inclusive abaixo de 50%. O que indica que para este tipo de estratégia ser realmente eficiente, o dimensionamento do BBAT deve ser realizado em relação a potência FV do sistema, ou vice versa, garantindo que em dias de geração média, conseguíssemos carregar o BBAT no limite máximo estabelecido pelo DOD e que mesmo em dias de baixa geração, nosso corte definido seja atingido.

Assim como na estratégia de ATC, iremos desconsiderar o custo de consumo da UC no cálculo comparativo entre Fio B e CD, já que a energia injetada na rede ainda é maior que a

energia importada. Utilizando a Fórmula 14, temos o custo total para a energia injetada em um ano:

$$Custo_{FIOB_{anual}} = E_{Grid} \times Fio_B \times (\%2024) \quad (14)$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = \frac{533,97 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \frac{R\$ 0,27092}{\text{kWh}} \times 0,3 = R\$ 43,40/\text{ano}$$

O valor médio mensal para o Fio B é então calculado pela Fórmula 15:

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} \quad (15)$$

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} = \frac{43,40}{12} = R\$ 3,62/\text{mês}$$

Logo, assim como para a estratégia de ATC, durante todos os meses de 2024 até 2028, o consumidor da UC pagaria apenas o CD, ao invés do Fio B.

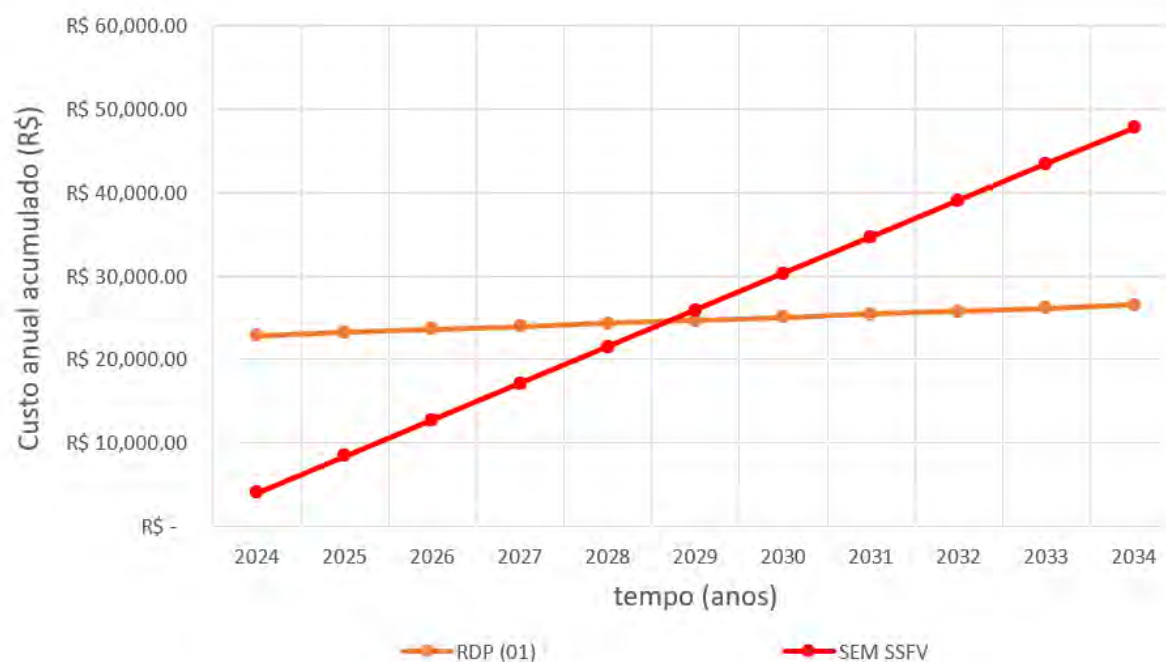
O custo total para o sistema adotado na estratégia de RDP 01 está apresentado na Tabela 17. Como a alteração na estratégia de despacho da energia armazenada nas baterias é realizada apenas por meio da configuração do modo de operação dos equipamentos, tanto presencialmente quanto remotamente, não há mudanças na quantidade ou nas especificações dos componentes em comparação com a simulação da estratégia de ATC. Assim, apesar de a primeira simulação de RDP oferecer menor autonomia e maior consumo de energia importada da rede, o gráfico de *payback* permanece o mesmo, como mostrado na Figura 58 para a estratégia de ATC e, agora, na Figura 70 para a simulação 01 de RDP. Isso ilustra que o prazo de retorno do investimento não deve ser o único critério para decisões financeiras relacionadas à eficiência energética em sistemas SSFV com AEE em BBAT.

Tabela 17 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de RDP 01

Equipamentos e serviços	Pesquisa de preço	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo final (R\$)
Inversor GW3648D-ES (14A)	GOODWE	1	7.478,24	7.478,24
Módulo FV DHM 72x10 545W	DAH Solar	5	645,08	3.225,42
Módulo de bateria B-Plus 2.5 (50Ah)	BYD	3	3.191,53	9.574,59
Estruturas e material de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.066,43	1.066,43
Serviço de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.200,00	1.200,00
Valor do investimento				22.544,68

Fonte: (o próprio autor).

Figura 70 – Payback do SSFV com BBAT na estratégia RDP 01



Fonte: (o próprio autor).

Portanto, a primeira simulação não oferece resultados tão satisfatórios que justifiquem o uso desta estratégia para o dimensionamento inicial do sistema, já que embora o sistema tenha injetado na rede mais do que o consumido, há um desperdício dessa energia excedente caracterizada pela subutilização do BBAT. Uma segunda simulação será realizada com base em um método mais promissor, discutido no capítulo de Estado da Arte, para refinar esses resultados e otimizar a utilização das baterias e o atendimento ao perfil de consumo do usuário.

### 5.3.10 Resultados da simulação 02 da estratégia de RDP

Como discutido nos resultados da primeira simulação (01), observou-se a necessidade de um dimensionamento específico do BBAT em relação à potência FV do sistema.

O método a seguir foi apresentado em Mermoud, Viloz e Wittmer (2019). Os autores observaram que a depender do clima e irradiância das regiões escolhidas para o estudo, foram encontrados diferentes valores ótimos para o dimensionamento de um SSFV com armazenamento em baterias, para o mesmo valor de potência em Watt-pico e potência de corte em quilowatt do sistema. Eles chamaram este fator de razão de sobrecarga. Que é a razão da potência do sistema em Watt-pico dividida pelo valor de corte em quilowatt. Além disso os

autores também determinaram um fator para dimensionamento do BBAT que consiste na divisão da capacidade da bateria em quilowatt-hora pela potência do sistema em Watt-pico.

Temos nossa potência de corte já definida pelo sistema, que permite um valor mínimo de 1 kW, que não é o ideal, como discutido anteriormente, mas que apresentou resultados promissores nas simulações. Agora temos que escolher qual razão de sobrecarga utilizaremos. Para isso devemos comparar as localidades escolhidas no estudo, com a nossa localidade.

Entre as localidades analisadas, Atacama, Sharurah, Kuala Lumpur e Estocolmo, a cidade que mais se assemelha a Fortaleza, considerando irradiância global horizontal (GHI) e clima/temperatura, é Kuala Lumpur. Fortaleza possui um clima tropical quente com alta umidade e temperaturas médias anuais variando entre 26°C e 28°C. O valor para GHI em Fortaleza é de aproximadamente 5,776 kWh/m<sup>2</sup>/dia, o que reflete uma boa disponibilidade de energia solar ao longo do ano (INMET, 2020). Kuala Lumpur, localizada próxima à linha do equador, apresenta características climáticas semelhantes, com temperaturas médias anuais entre 27°C e 28°C e GHI próximo de 4,8 a 5,2 kWh/m<sup>2</sup>/dia (Global Solar Atlas, 2021). Essas semelhanças tornam Kuala Lumpur a localidade mais comparável a Fortaleza, em contraste com outras regiões. O Deserto do Atacama, por exemplo, possui um GHI extremamente alto, entre 7,0 e 7,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia, e temperaturas médias variando de 15°C a 25°C, com clima árido (NASA, 2022). Sharurah, na Arábia Saudita, também tem um clima desértico com temperaturas extremas que podem superar 40°C e um GHI elevado, em torno de 6,5 a 7,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia (SWERA, 2020). Já Estocolmo, com um clima temperado frio, apresenta temperaturas médias anuais entre 5°C e 11°C e um GHI significativamente inferior, de cerca de 2,5 a 3,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia (European Commission PVGIS, 2021).

A razão de sobrecarga definida pelo estudo para Kuala Lumpur foi de 4,3 kWp/kW. E embora Fortaleza tenha um GHI um pouco maior, iremos considerar o mesmo fator para nossa simulação. Redimensionando nosso sistema para o fator definido, temos:

$$F_{SB} = \frac{P_{FV}}{P_{CORTE}} \quad (20)$$

$$P_{FV} = F_{SB} \times P_{corte} = \frac{4,3kWp}{kW} \times 1 kW = 4,3 kWp$$

Aplicando  $P_{FV}$  à fórmula 9:

$$N_{mód} = \frac{P_{FV}}{P_{mód}} = \frac{4,3 kWp}{0,545 kWp} = 7,89 \cong 8 \text{ módulos}$$

$$P_{total} = P_{mód} \times N_{mód} \quad (21)$$

$$P_{total} = 0,545 kWp \times 8 = 4,36 kWp$$

Com a potência total em módulos FV calculada, podemos utilizar o fator para dimensionamento do BBAT apresentado pelo artigo para a localidade de Kuala Lumpur. O valor desse fator é de 4 kWh/kWp. Calculando o BBAT:

$$F_{C_{bat}} = \frac{C_{bat}}{P_{total}} \quad (22)$$

$$C_{bat} = F_{C_{bat}} \times P_{total} = \frac{4 \text{ kWh}}{\text{kWp}} \times 4,36 \text{ kWp} = 17,44 \text{ kWh}$$

Calculando em ampere-hora através da Fórmula 23:

$$C_{bat(Ah)} = \frac{C_{bat(kWh)}}{V_{bat}} \quad (23)$$

$$C_{bat(Ah)} = \frac{17,44 \text{ kWp}}{51,2 \text{ V}_{cc}} = 340,6 \text{ Ah}$$

Definindo a quantidade de módulos B-Plus 2.5 – 2,56 kWh em paralelo:

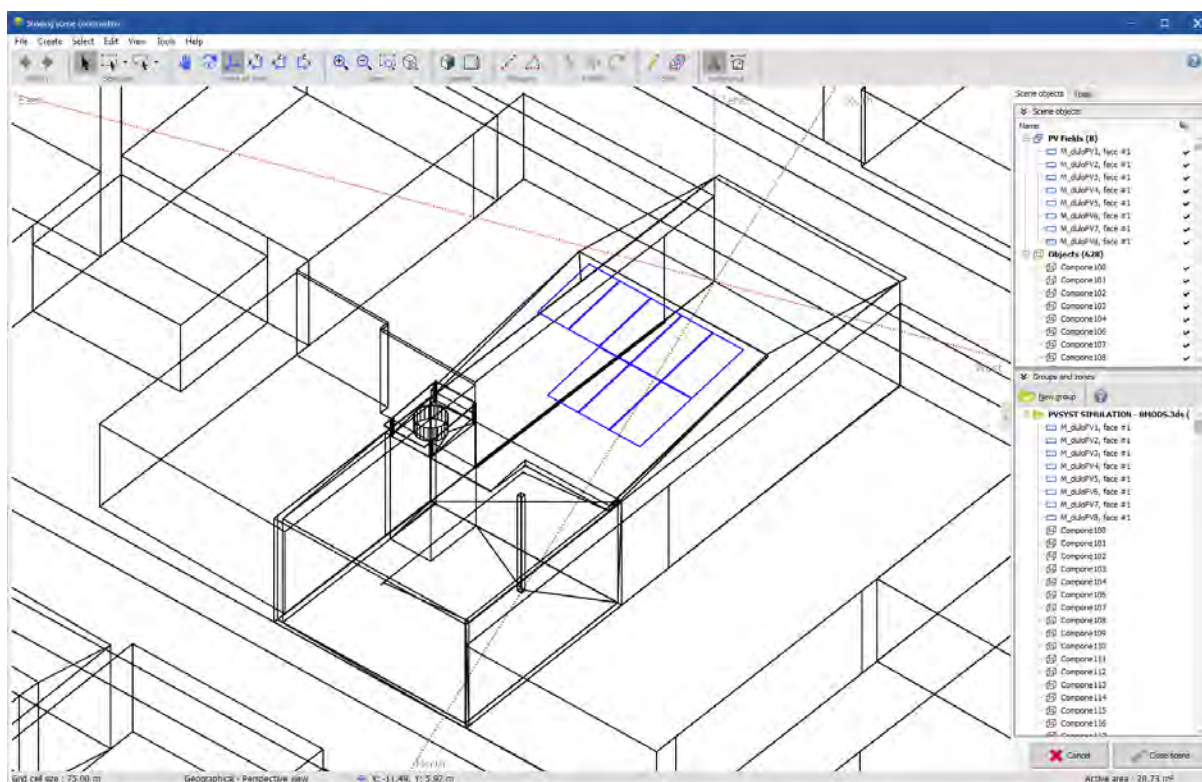
$$C_{bat_{final}(kWh)} = \frac{C_{bat(kWh)}}{C_{bat_{mod}(kWh)}} \quad (24)$$

$$C_{bat_{final}} = \frac{17,44 \text{ kWh}}{2,56 \text{ kWh}} = 6,8125 \cong 7 \text{ módulos B – Plus 2.5}$$

Em que  $C_{bat_{final}(kWh)}$  é a capacidade total, em quilowatt-hora, do novo BBAT dimensionado utilizando os módulos B-Plus 2.5;  $C_{bat(kWh)}$  é a capacidade, em quilowatt-hora, calculada para o BBAT utilizando os fatores apresentados por Mermoud, Viloz e Wittmer (2019); e  $C_{bat_{mod}(kWh)}$  é a capacidade, em quilowatt-hora, de apenas um módulo de bateria íon-lítio, modelo B-Plus 2.5, da fabricante BYD (BYD, 2024).

Com o novo sistema dimensionado, atualizamos os parâmetros no PV Syst, sendo necessário utilizar 7 módulos B-Plus 2.5 para atingir a potência determinada pela Fórmula 23. Em seguida, atualizamos o número de módulos FV na modelagem do Sketchup, exportando-a novamente para importação no PV Syst. Os novos módulos FV foram posicionados no mesmo plano (água) do telhado onde se encontravam os anteriores, garantindo que a sombra projetada pela cobertura da caixa d'água sobre eles fosse mínima, com o objetivo de mitigar as perdas na geração de energia, uma vez que quando um módulo FV é parcialmente sombreado, mesmo que apenas uma célula receba pouca luz, a produção de energia pode ser drasticamente reduzida. Isso ocorre porque a corrente elétrica gerada por cada célula é proporcional à quantidade de radiação solar que ela recebe. Como as células de um módulo estão conectadas em série, a menor corrente de uma célula afeta a corrente total do módulo, tornando o sombreamento um fator prejudicial à eficiência dos SSFV (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 71 – Atualização da modelagem 3D para 8 módulos FV no PV Syst



Fonte: (o próprio autor).

Figura 72 – Tabela do fator de sombreamento calculada para simulação 02 de RDP

Shading factor table (linear), for the beam component, Orient. #1

Close Print Export Help

Recompute

Plane orientation:  
Fixed Tilted Plane

Tilt = 8°, Azimuth = -18°

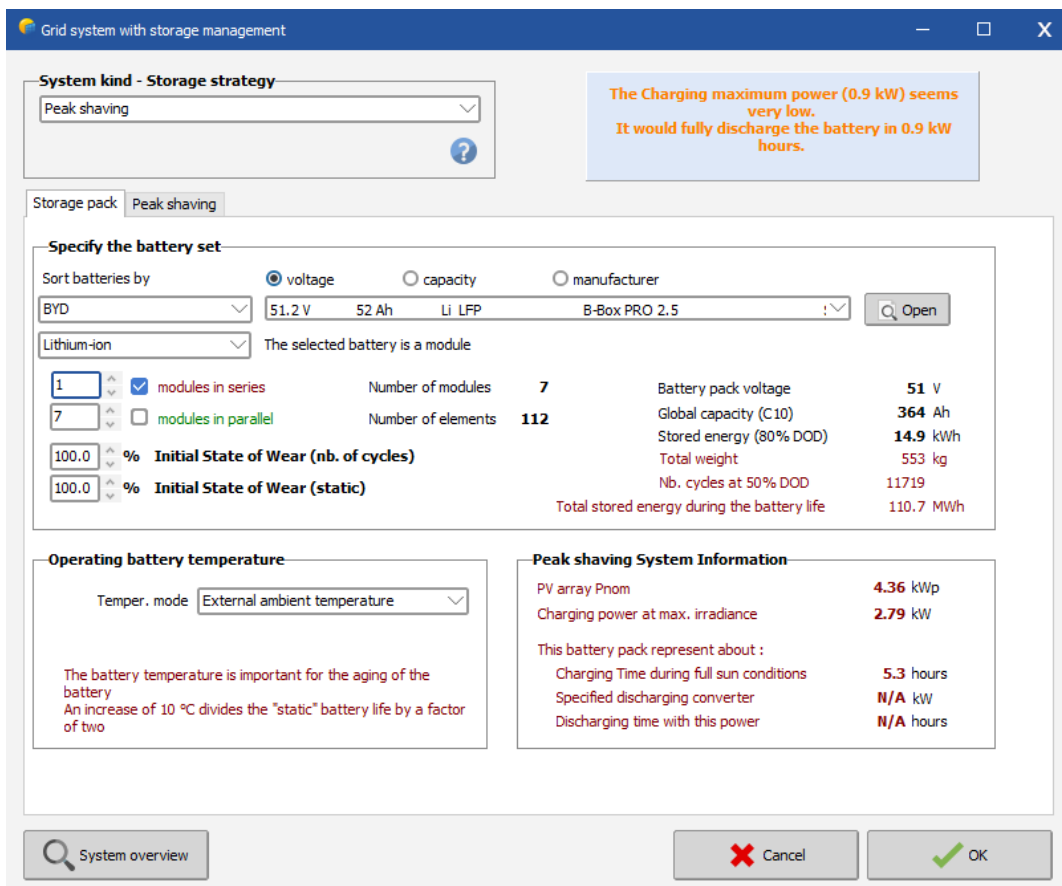
Shading factor table (linear), for the beam component, Orient. #1

Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	0.013	0.018	0.000	0.000	0.395	0.002	0.908	1.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Shading factor for diffuse: 0.004 and for albedo: 0.161

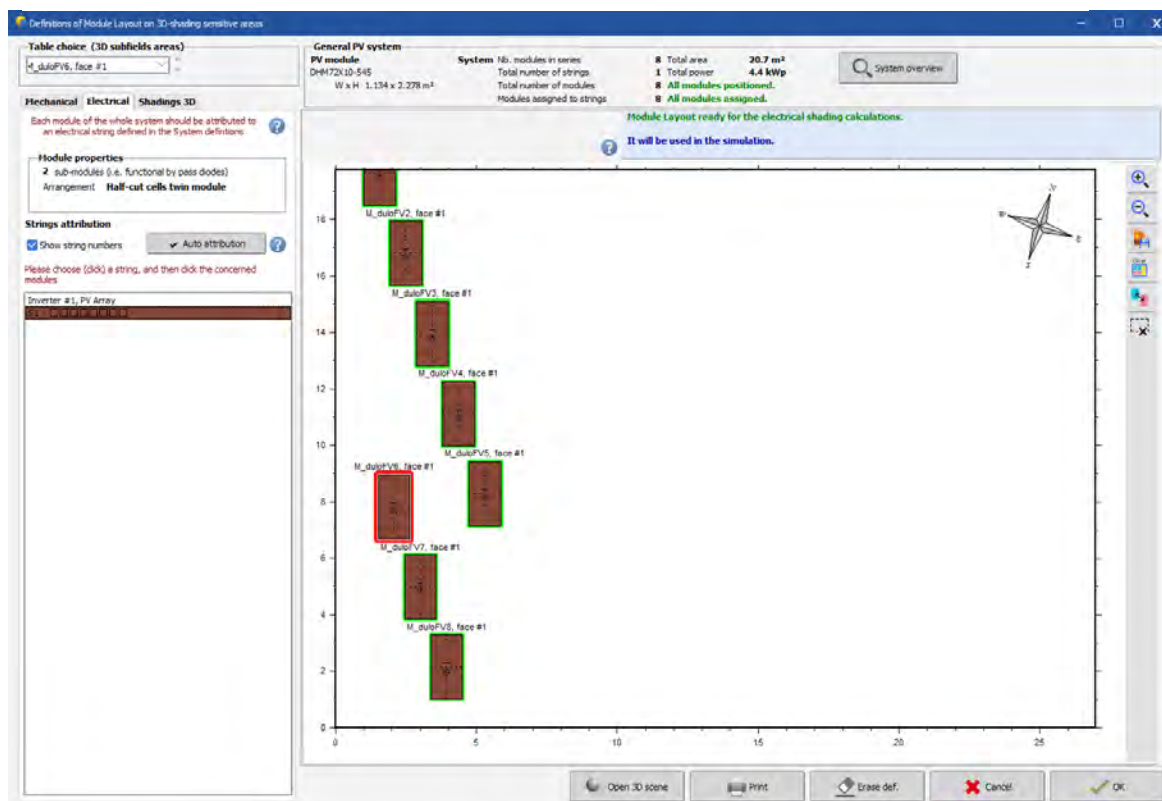
Fonte: (o próprio autor).



Figura 73 – Atualização do *layout* dos módulos para 8 unidades na *string*

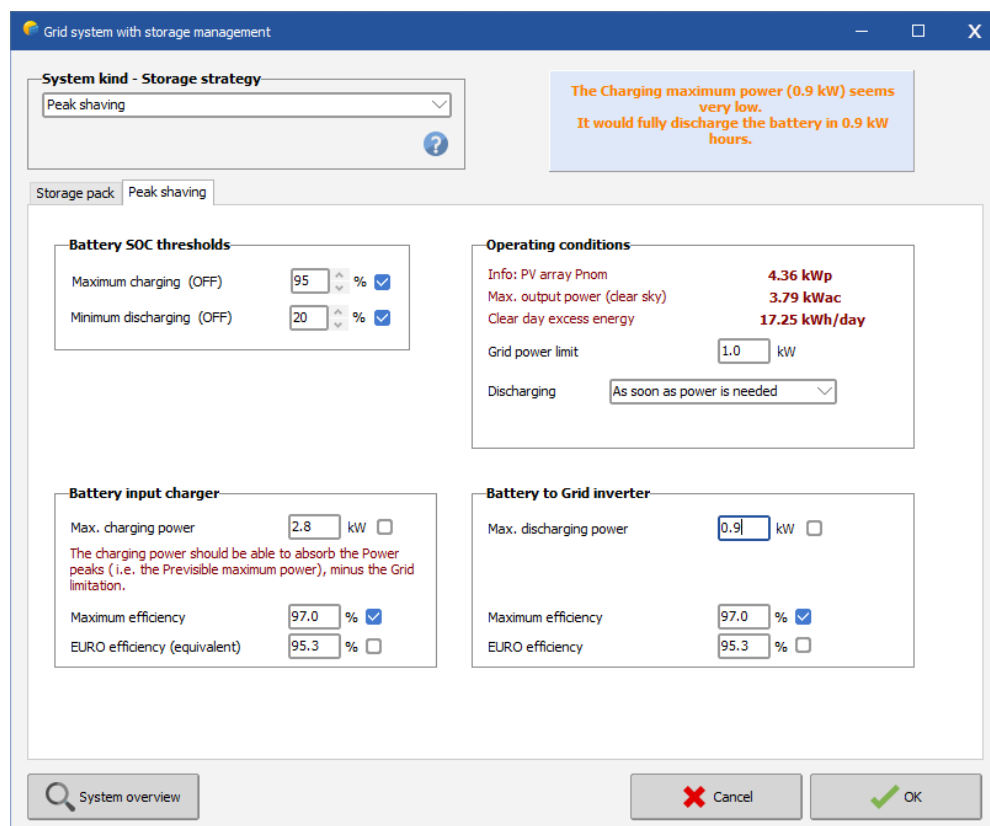
Fonte: (o próprio autor).

Figura 74 – Atualização capacidade do BBAT



Fonte: (o próprio autor).

Figura 75 – Atualizando valor da potência máxima de carregamento das baterias

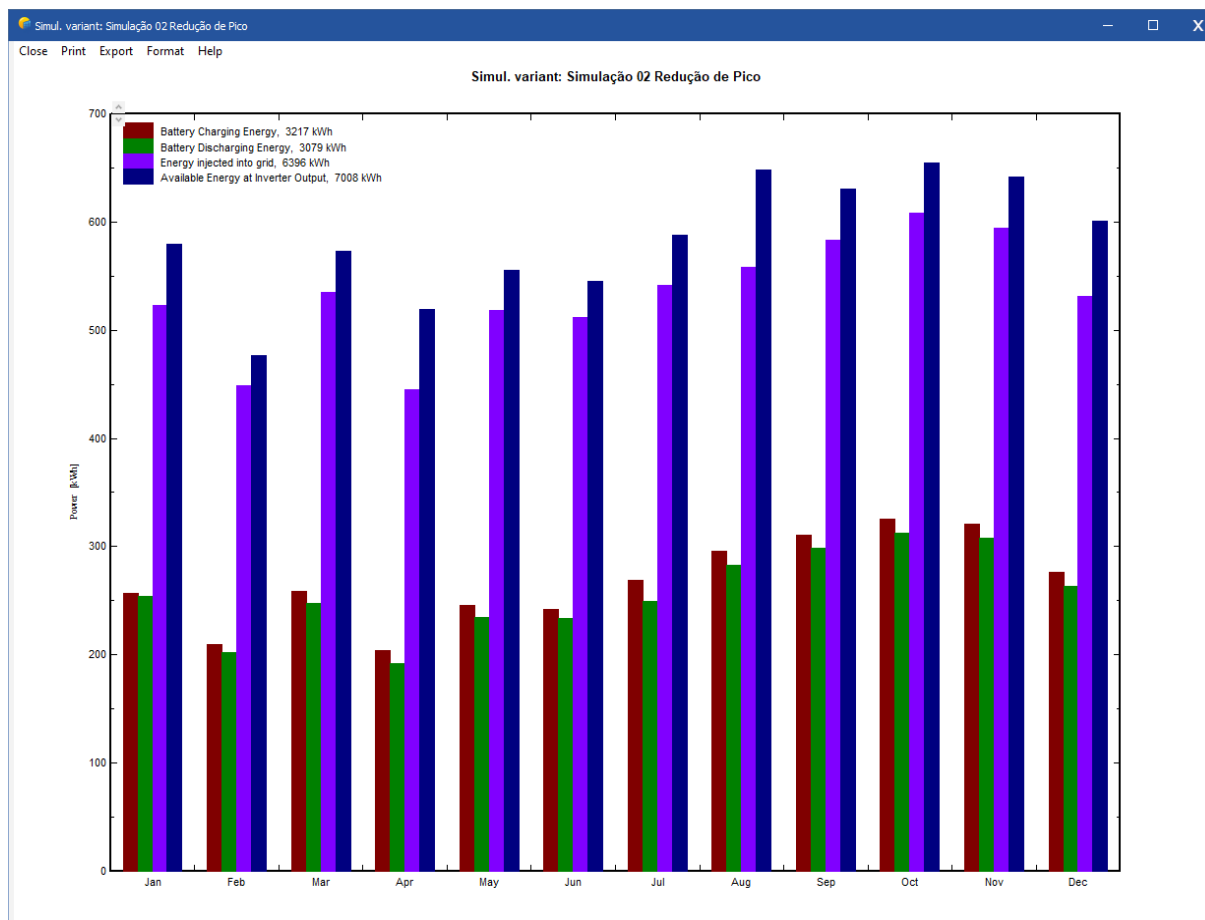


Fonte: (o próprio autor).

Além da alteração na quantidade de módulos FV e de baterias nos parâmetros do *software*, ajustou-se apenas a potência máxima de carregamento do banco de baterias (*Max. Charging Power*). Isso se deve ao aumento da capacidade de geração, proporcionado pela adição de módulos FV no telhado, o que disponibiliza mais potência para carregamento, visto que a injeção de energia na rede permanece limitada a 1 kW. O *software* também alerta que a potência máxima de descarga do sistema parece muito baixa, uma mensagem não observada no dimensionamento inicial do SSFV e BBAT para a simulação 01 da estratégia de RDP. Segundo o PV Syst, com a nova capacidade de armazenamento de 14,9 kWh, a bateria descarregaria muito lentamente se a potência máxima de descarga permanecer em 0,9 kW. Contudo, como o objetivo do BBAT é apenas aliviar picos de demanda da UC, manteremos o parâmetro, pois aumentar este valor resultaria em injeção excessiva de energia na rede, podendo, em alguns casos, acarretar custos adicionais, como a cobrança da taxa Fio B.



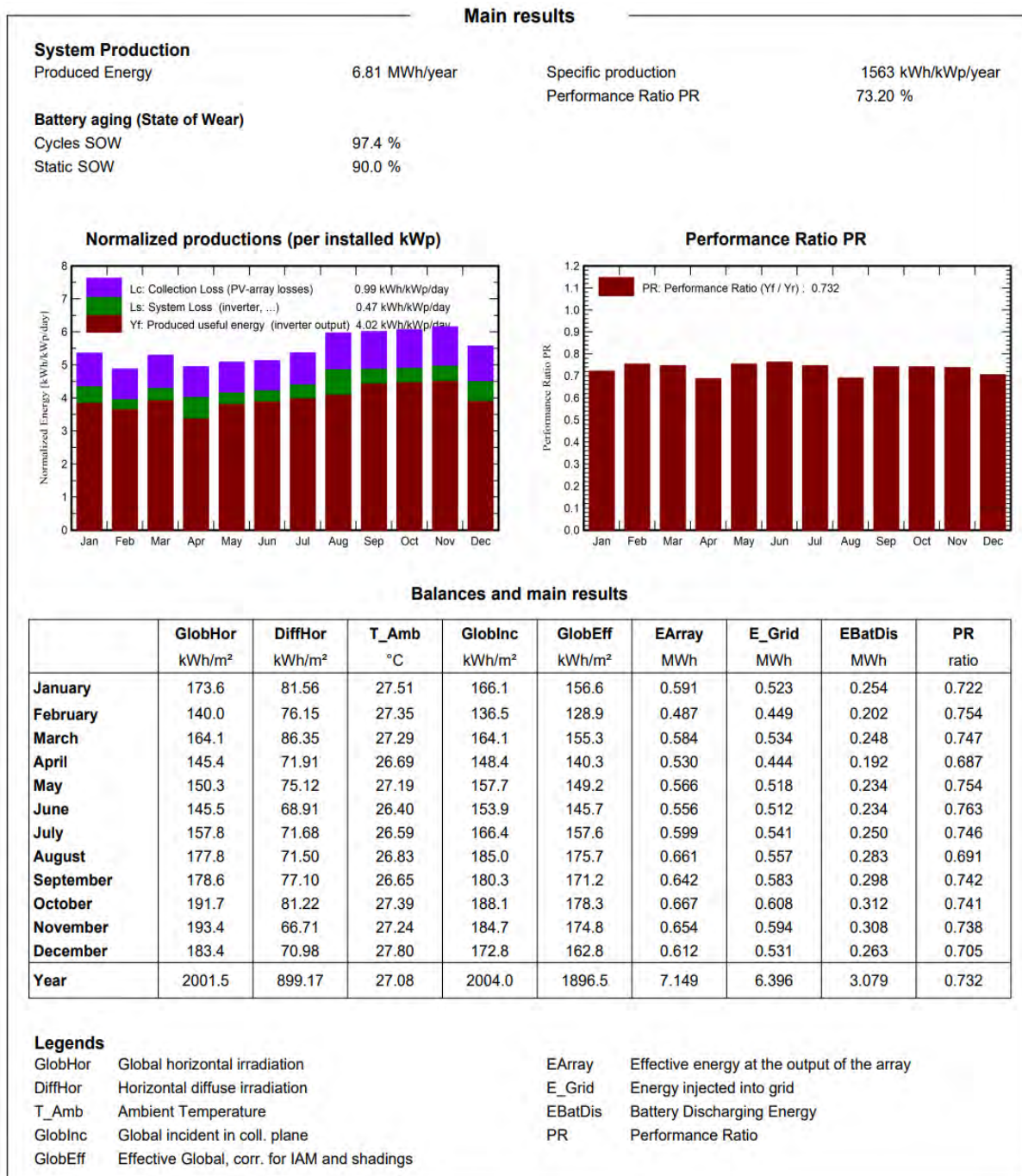
Figura 76 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 02 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

Conforme apresentado no novo gráfico mensal de geração para a estratégia de RDP, Figura 76, observa-se um aumento significativo na geração de energia proveniente do inversor, totalizando 7008 kWh/ano. Esse incremento, 60% superior ao verificado na simulação 01 para a mesma estratégia, era esperado devido ao aumento proporcional de 60% na quantidade de módulos FV inseridos na nova simulação. Adicionalmente, a energia carregada e descarregada nas baterias apresentou um crescimento expressivo, com a descarga anual alcançando 3079 kWh, valor 187,8% superior ao da primeira simulação, o que corresponde a um aumento de quase três vezes. Este resultado se deu a partir de um aumento de apenas 133,34% na capacidade total das baterias, o que evidencia uma utilização mais eficiente do BBAT dimensionado. Esses dados corroboram a eficácia dos fatores adotados no novo dimensionamento, ao promoverem maior eficiência energética no sistema como um todo.

Figura 77 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria, simulação 02 de RDP

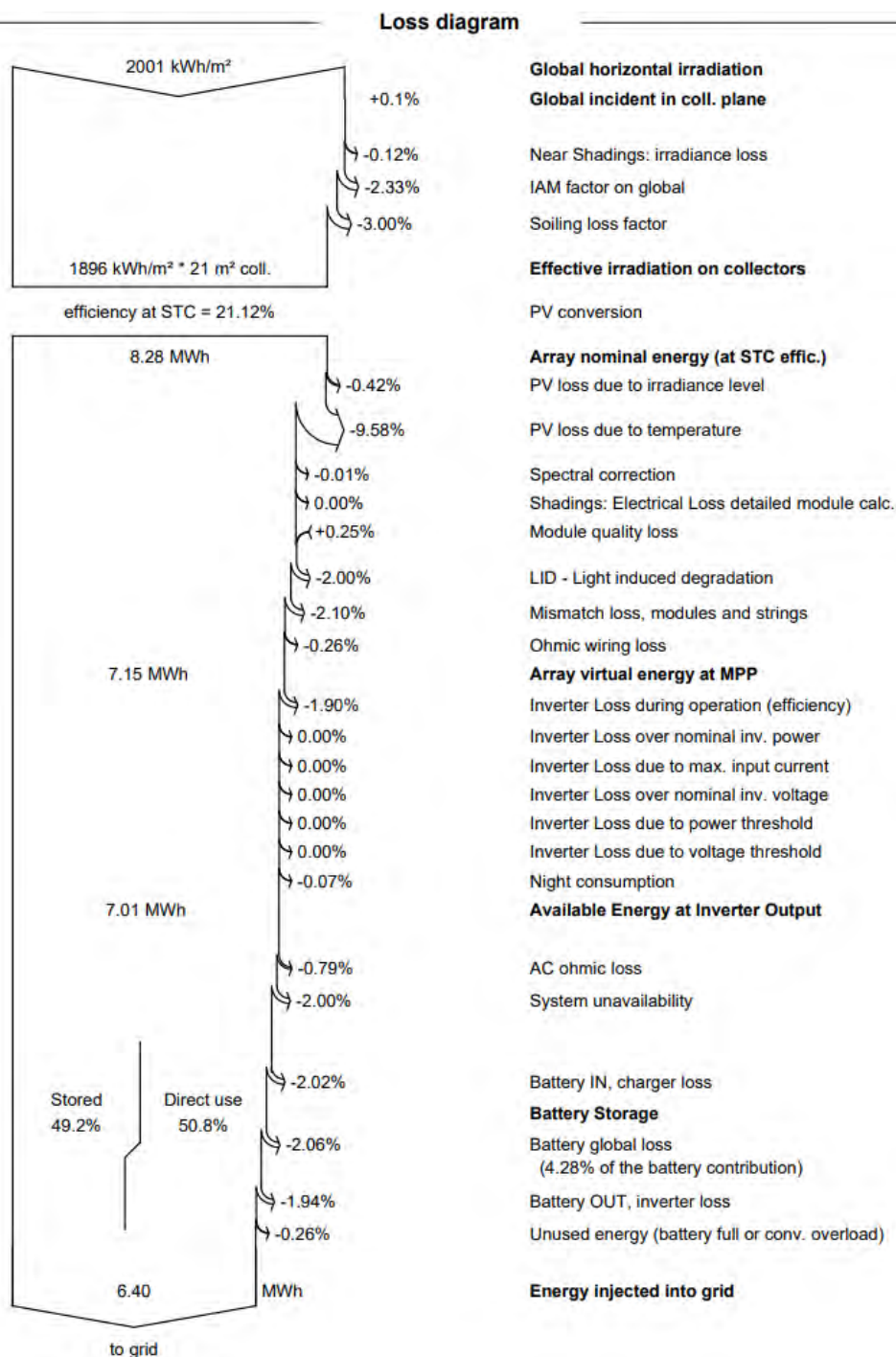


Fonte: (o próprio autor).

Com o aumento na capacidade FV e, conseqüentemente, na geração de energia, observou-se também um incremento nas perdas do sistema (Ls), o que se refletiu na redução do PR, que passou de 75,31% na primeira simulação para 73,2% na segunda. Esse decréscimo pode ser atribuído ao fator de sobrecarga de 19,5% dos módulos FV, cuja capacidade total atingiu 4,36 kWp, em comparação com a potência nominal do inversor, que é de 3,648 kW. Esse desbalanço resulta em diversas perdas no inversor, como perdas por temperatura, já que a

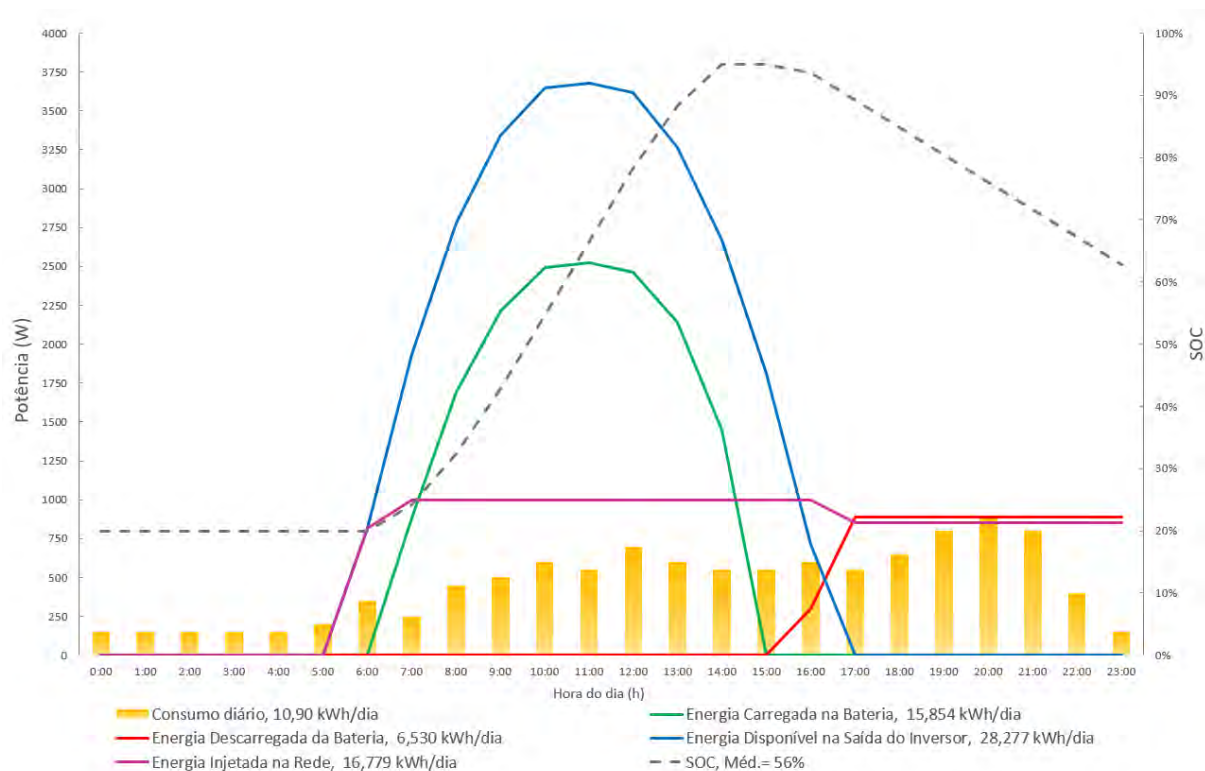
operação sob alta carga gera aquecimento adicional no inversor, reduzindo sua eficiência. Além disso, o fator de sobrecarga maior que 1 provoca perdas por *clipping*, onde o inversor, ao operar em sua capacidade máxima, não consegue converter toda a energia gerada pelos módulos, limitando a potência de saída. Essas perdas são típicas em sistemas sobredimensionados, prática comum no dimensionamento de SSFVs, uma vez que a potência de pico do conjunto só é atingida nas condições padronizadas de teste (STC) (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 78 – Diagrama de perdas do relatório 02 de RDP



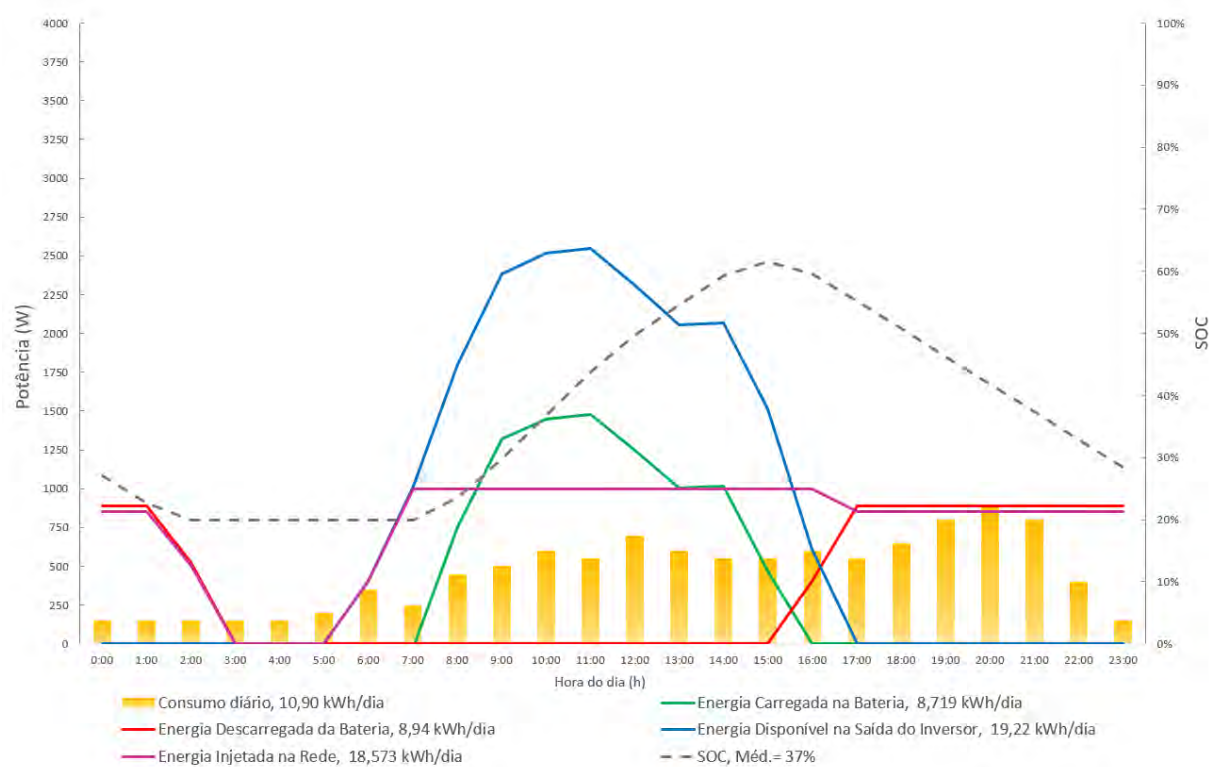
Fonte: (o próprio autor).

Figura 79 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 02 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

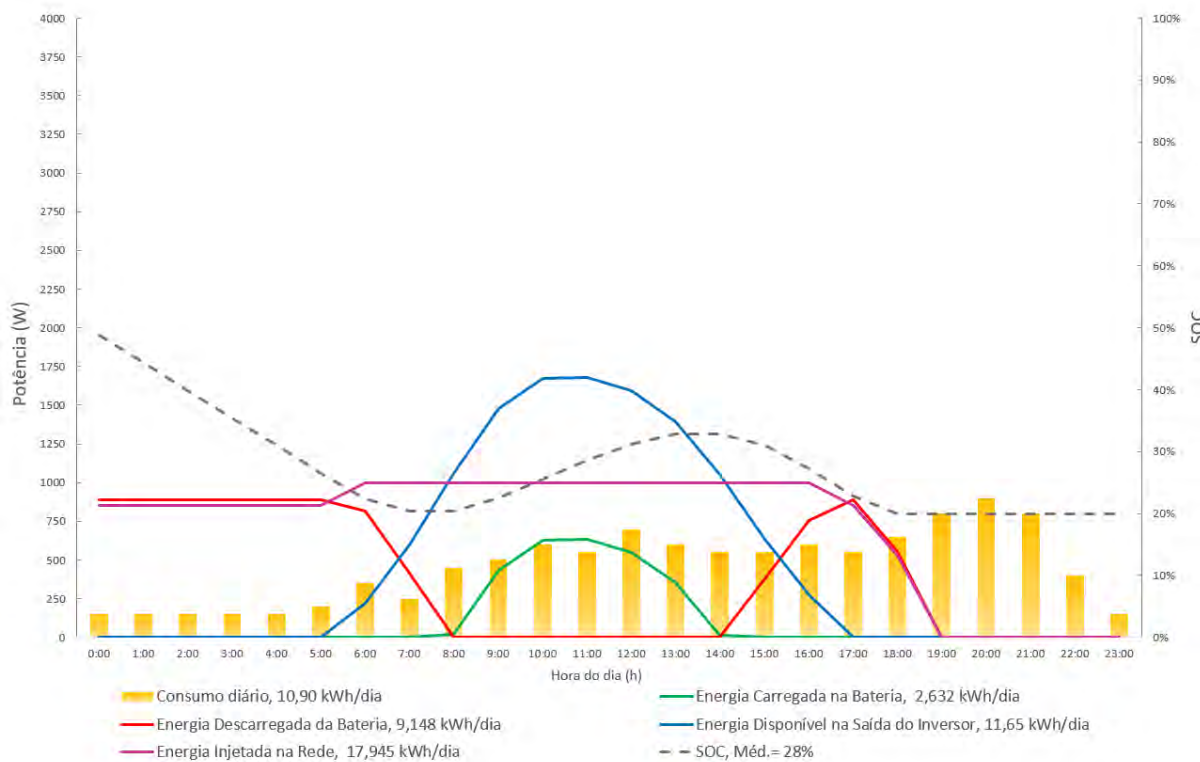
Figura 80 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 02 de RDP



Fonte: (o próprio autor).



Figura 81 – Gráfico de geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 02 de RDP



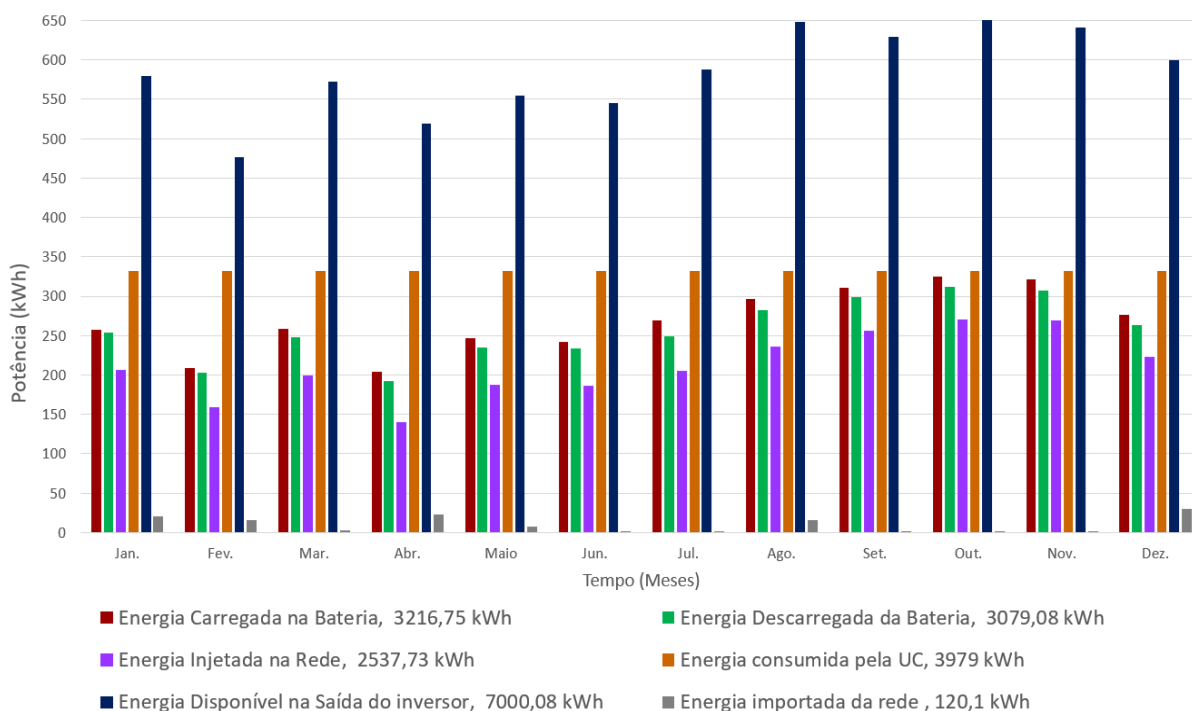
Fonte: (o próprio autor).

Os resultados do aumento geral em capacidade de geração, mas principalmente de armazenamento, revelam uma melhor utilização do sistema de armazenamento, evidenciado no diagrama de perdas da Figura 78, onde antes tínhamos apenas 27,4% da energia gerada armazenada (Figura 62) e agora, 49,2%. Este resultado mostra que há um equilíbrio maior entre energia utilizada, consumida ou injetada, e a energia armazenada, sendo quase na proporção de meio a meio. Podemos concluir então que os fatores utilizados no novo dimensionamento, apresentados por Mermoud, Viloz e Wittmer (2019), resultam em um balanço satisfatório entre armazenamento e utilização da energia gerada pelo SSFV.

É possível observar comparando com os gráficos da primeira simulação para RDP, que ao final do dia as baterias agora mantêm-se carregadas acima do limite de 20% do DOD, e para o dia com maior geração, o novo dimensionamento permitiu que o sistema ainda terminasse o dia com uma capacidade de mais de 60%, coisa que não acontecia com o dimensionamento anterior.

Os gráficos das Figuras 82, 83, 84 e 85 foram novamente elaborados utilizando o mesmo método comentado e aplicado na criação dos gráficos das Figuras 66, 67, 68 e 69.

Figura 82 – Gráfico mensal ajustado de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação 02 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

Observa-se que houve uma diminuição considerável da energia importada da rede anualmente, passando de 533,97 kWh/ano, para apenas 120,1 kWh/ano, redução de 77,5%. Em contrapartida, a energia injetada na rede, 2537,73 kWh/ano, teve um aumento de 339,4%, um pouco maior que quatro vezes o valor da simulação 01, de 577,566 kWh/ano. Essa alta quantidade de energia injetada na rede indica um sobredimensionamento para as necessidades da nossa carga. E devido a introdução do MLGD, este aumento significativo pode acarretar em custos onerosos a UC, uma vez que o ideal é que haja apenas o pagamento do CD, e não do Fio B, uma vez que o valor cobrado pela concessionária de energia sempre será o maior entre os dois. Para analisar os impactos da energia injetada nos custos de operação do sistema, em 2024, precisamos calcular o Fio B utilizando a fórmula 14.

$$Custo_{FIOB_{anual}} = \frac{2537,73 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \frac{R\$ 0,27092}{\text{kWh}} * 0,3$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = R\$ 206,25$$

Utilizando a fórmula 15, o valor médio mensal para o Fio B fica:

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{206,25}{12} = R\$ 17,19/\text{mês}$$

Como temos que o valor calculado para o CD é de R\$ 27,81/mês, durante todo o ano de 2024, o consumidor da UC iria pagar o custo de disponibilidade da rede, ao invés do Fio B.

Calculando para o ano de 2026 utilizando a fórmula 25:

$$Custo_{FIOB_{anual}} = E_{Grid} \times Fio_B \times (\%2026) \quad (25)$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = \frac{2537,73 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \frac{R\$ 0,27092}{\text{kWh}} * 0,6$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = R\$ 412,51$$

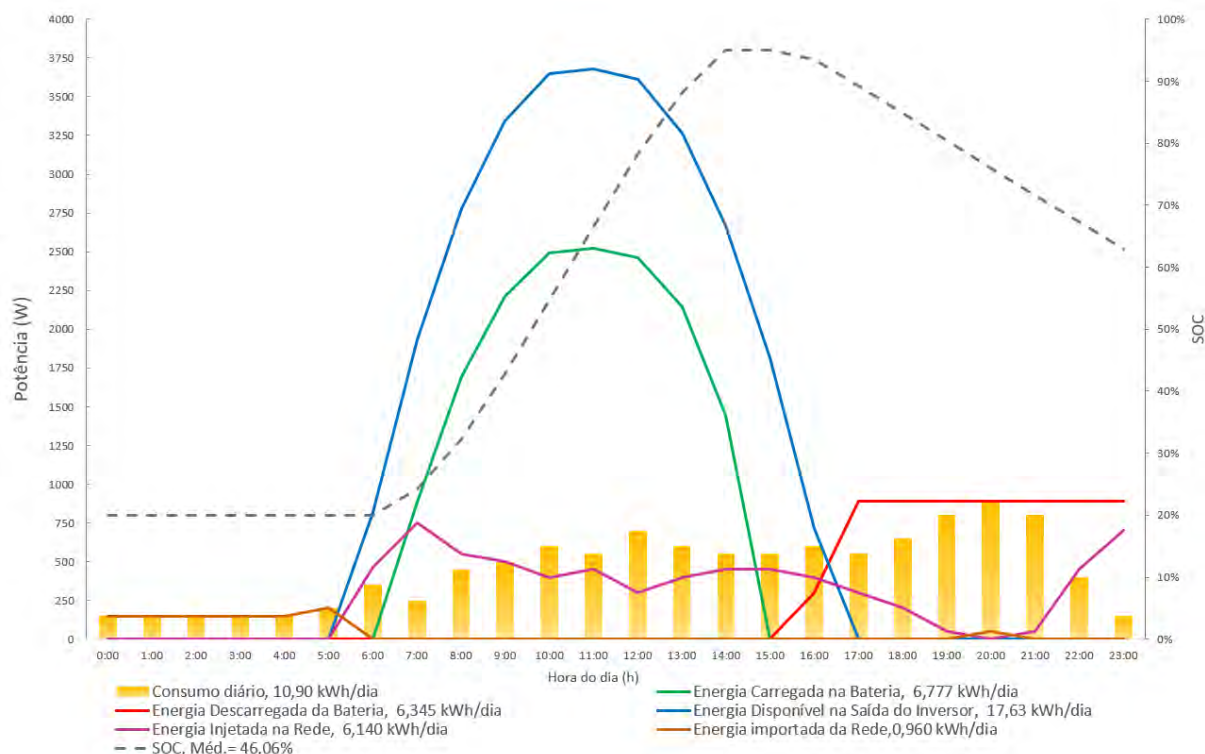
Utilizando a fórmula 15 para cálculo o valor do Fio B mensal:

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} \quad (15)$$

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{412,51}{12} = R\$ 34,37$$

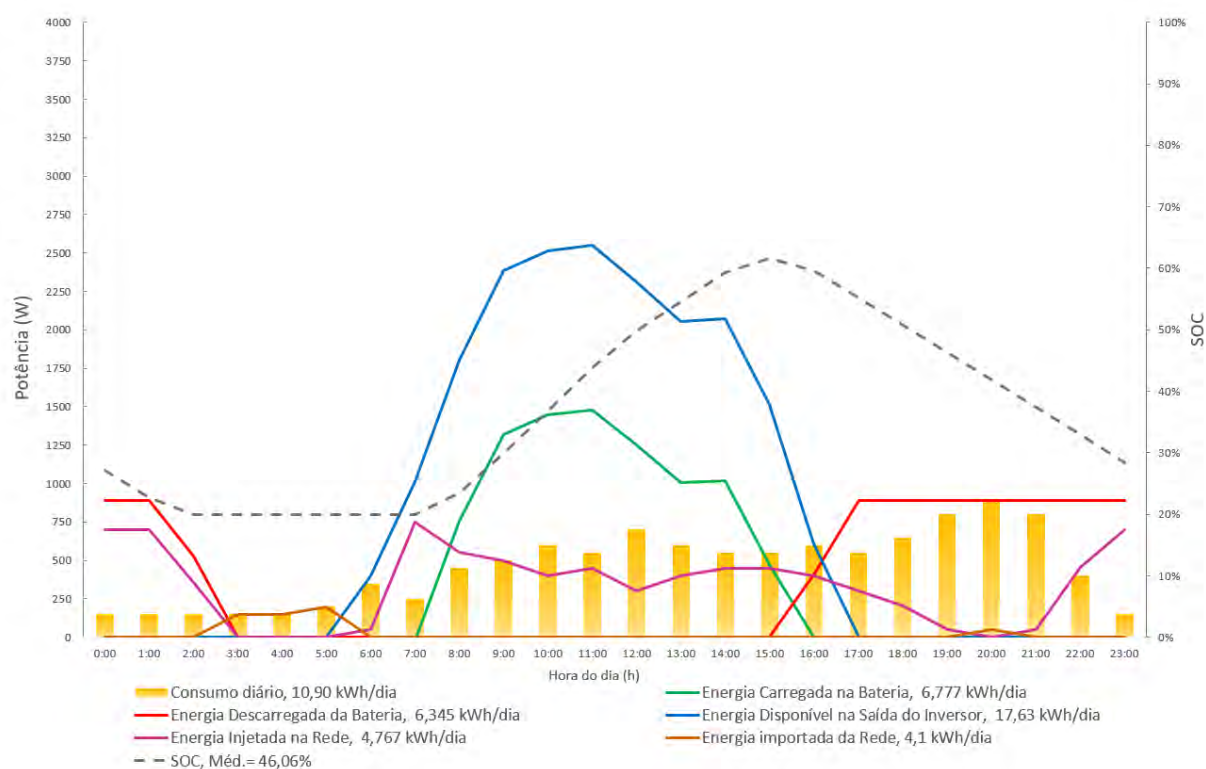
Como o valor percentual a ser utilizado no cálculo do Fio B aumenta a cada ano, a UC em questão começaria a pagá-lo em 2026, já que neste ano o valor ultrapassa o CD. Onde em 2028 o valor mensal do Fio B chegará à R\$ 51,56. A introdução do pagamento deste valor, em apenas 2 anos após instalação do sistema, terá impacto direto no prazo de retorno do investimento.

Figura 83 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação 02 de RDP



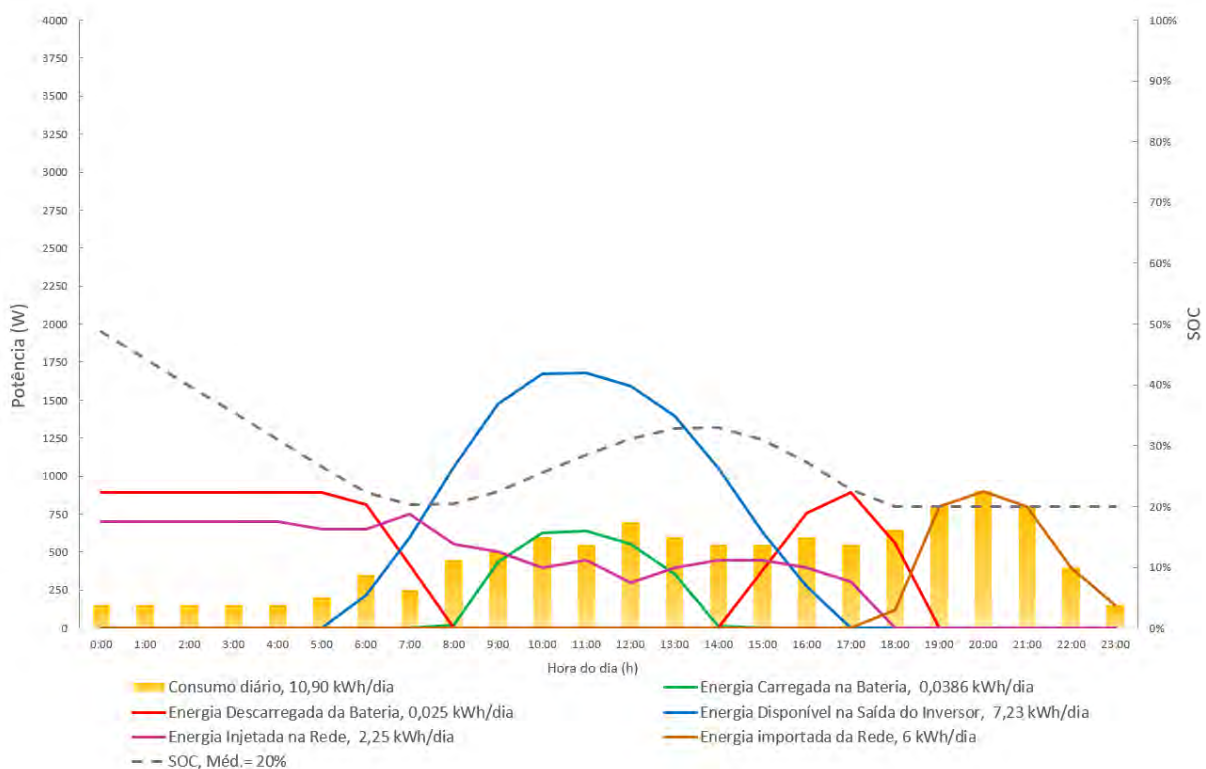
Fonte: (o próprio autor).

Figura 84 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação 02 de RDP



Fonte: (o próprio autor).

Figura 85 – Gráfico ajustado de consumo, geração, injeção e armazenamento para um dia com baixa geração (21/08), simulação 02 de RDP



Fonte: (o próprio autor).



Os resultados apresentados pelo novo dimensionamento são considerados bastante satisfatórios do ponto de vista técnico, uma vez que há um ótimo balanço entre energia armazenada e energia utilizada, como comentado anteriormente.

Porém, é necessário calcular o *payback* para o novo dimensionamento, onde o custo total do sistema é encontrado na Tabela 18:

Tabela 18 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de RDP 02

Equipamentos e serviços	Pesquisa de preço	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo final (R\$)
Inversor GW3648D-ES (14A)	GOODWE	1	7.478,24	7.478,24
Módulo FV DHM 72x10 545W	DAH Solar	8	645,08	5.160,67
Módulo de bateria B-Plus 2.5 (50Ah)	BYD	7	3.191,53	22.340,71
Estruturas e material de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.706,28	1.706,28
Serviço de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.740,00	1.740,00
Valor do investimento				38.425,90

Fonte: (o próprio autor).

Para o custo acumulado da UC, neste novo dimensionamento, para a estratégia de RDP, vimos que o pagamento do Fio B começará a ser cobrado em 2026, e para fins de cálculo continuaremos considerando que até 2034, o valor pago utilizará o fator de 0,9 (90%) como estipulado para o ano de 2028 pela Lei nº 14.300/2022. Logo, a cada ano após 2025 o custo anual do CD será substituído pelo custo anual do Fio B. Os novos custos anuais acumulados da UC com o SSFV e BBAT utilizando a estratégia de RDP podem ser vistos na Tabela 19:

Tabela 19 – Custo anual acumulado da UC com SSFV e BBAT na estratégia RDP 02

Ano	Custo acumulado (R\$)
2024	38759.62
2025	39122.98
2026	39572.12
2027	40133.55
2028	40807.27
2029	41480.98
2030	42154.70
2031	42828.42
2032	43502.13
2033	44175.85
2034	44849.57

Fonte: (o próprio autor).

O gráfico da Figura 86 ilustra o ponto em que os custos anuais acumulados da UC sem o SSFV ultrapassam os custos da simulação 02 do SSFV com BBAT na estratégia de RDP. O período de retorno observado é de aproximadamente 9 anos, o que representa um acréscimo de

mais de 4 anos em relação ao prazo de retorno obtido no dimensionamento inicial da primeira simulação para a mesma estratégia de RDP.

Figura 86 – *Payback* do SSFV com BBAT na estratégia RDP 02



Fonte: (o próprio autor).

Concluindo, a segunda forma de dimensionamento proposta para o SSFV utilizando a estratégia de RDP, resulta em uma melhor utilização do BBAT assim como melhora a autonomia da rede e reduz drasticamente a necessidade da rede elétrica externa, verificado pelo valor importado de apenas 120,1 kWh/anual.

A elevada quantidade de energia excedente injetada na rede, totalizando 2537,73 kWh/ano, faz com que o consumidor da UC passe a pagar a taxa de Fio B a partir de 2026. No entanto, essa situação pode ser mitigada com o aumento da carga da UC, como a instalação de chuveiros elétricos e sistemas de ar-condicionado. O aumento do consumo irá reduzir a energia injetada, o que pode adiar ou até mesmo eliminar a necessidade de pagamento da taxa de Fio B. Outro ponto negativo do novo sistema é o custo, onde o principal aumento está relacionado ao novo BBAT, o que torna o sistema economicamente inviável para um consumidor de uma UC residencial com o perfil de carga utilizado nas simulações. Os fatores utilizados para o segundo dimensionamento foram derivados dos estudos de Mermoud, Viloz e Wittmer (2019), que simularam SSFVs com AEE de 340 kW a 1700 kW. Portanto, novos fatores de dimensionamento poderiam ser explorados para UCs residenciais e comerciais, considerando o potencial do mercado emergente de microgeração distribuída após implementação do MLGD.

### 5.3.11 Resultados da simulação da estratégia de IRF

Para a estratégia de IRF manteremos o dimensionamento inicial, já que o dimensionamos acreditando que o sistema será capaz de fornecer autonomia de 12h.

Selecionando então a estratégia no PV Syst, devemos definir o “*Minimum discharging for internal consumption*” (descarga mínima para consumo interno) que se refere ao ponto mínimo do SOC da bateria em que o sistema permite que a bateria descarregue para suprir a carga interna da instalação, mesmo que a rede ainda esteja disponível. O PV Syst por padrão ajusta o parâmetro para 50%, logo, a bateria só descarregará para consumo interno até que o SOC atinja 50%. Em outras palavras, o sistema reserva 30% (50%-20% limite mínimo do DOD) da capacidade da bateria para uso emergencial ou outros eventos críticos, garantindo que a bateria não se esgote completamente e mantenha uma reserva para situações onde a disponibilidade da rede elétrica seja limitada ou instável. Isso ajuda a proteger o ciclo de vida da bateria e mantém uma capacidade de resposta em caso de desligamento completo da rede.

Figura 87 – Definindo a estratégia de IRF

Fonte: (o próprio autor).

Fora este parâmetro, também precisamos definir o perfil de indisponibilidade da rede. Segundo a ANEEL, os indicadores de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) mostram que a rede elétrica esteve disponível aproximadamente 99,88% do tempo em 2023, refletindo uma melhoria contínua no desempenho das distribuidoras de energia (ANEEL, 2021b)

No entanto, para fins de simulação, iremos imaginar um cenário pior para a indisponibilidade da rede. Ao invés de 0,12%, definimos 0,5%, que totalizam aproximadamente 44 horas de indisponibilidade. Definindo o percentual, precisamos definir os intervalos mínimo e máximo para o sistema simular a indisponibilidade. Utilizamos o limite mínimo de 1 hora, refletindo uma queda de energia comum que é resolvida rapidamente, e o limite máximo de 12 horas, refletindo um problema grave na rede que ocorre com baixíssima frequência no ano, e também é o valor definido inicialmente para o dimensionamento da autonomia do sistema. Escolhidos os parâmetros máximo e mínimo clicamos em “*Set Random*” onde o sistema irá gerar aleatoriamente horas de indisponibilidade para períodos no ano de acordo com o que preenchemos. Dando OK podemos simular nosso sistema.

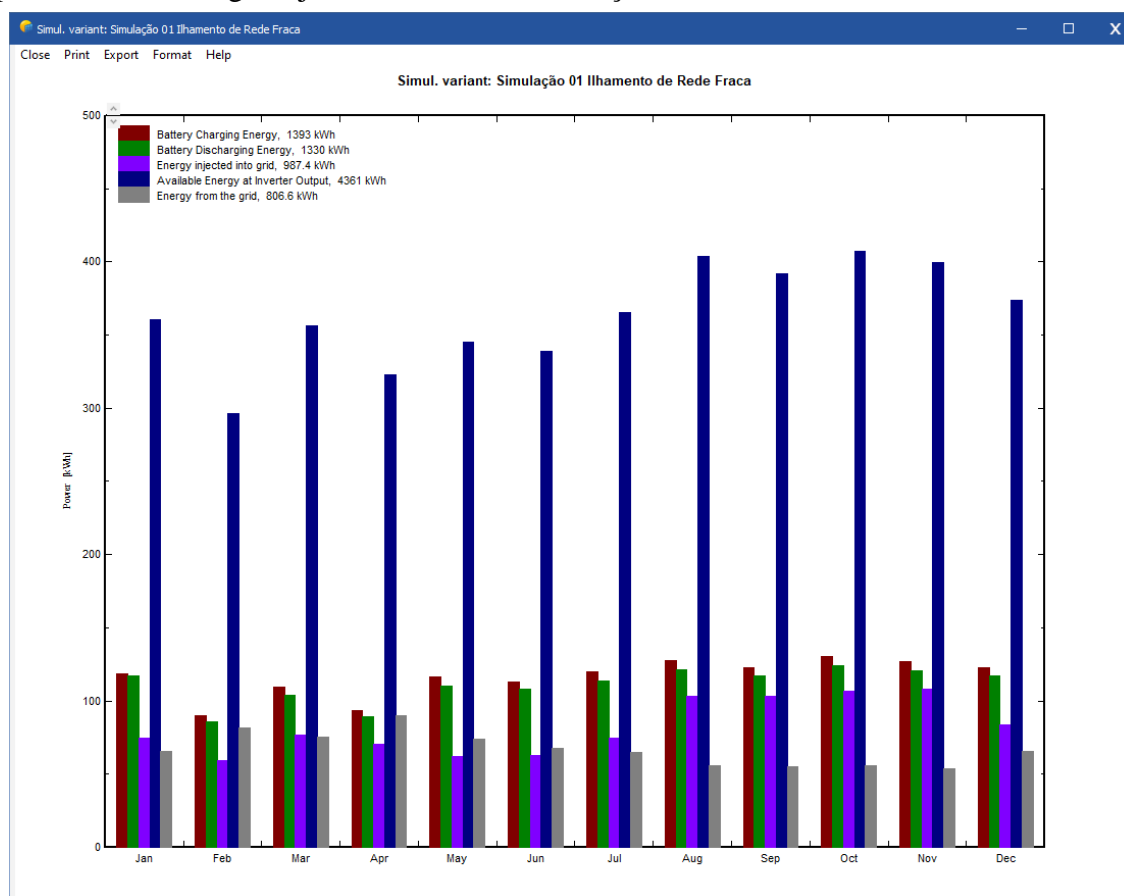
Figura 88 – Definindo a indisponibilidade do sistema

The screenshot shows the 'Grid system with storage management' interface. The 'System kind - Storage strategy' is set to 'Weak grid islanding'. The 'Input mode' is 'Defined as random periods'. The 'Random Unavailability Parameters' section shows: Unavailability time fraction 0,5 % 44 hours, Minimum duration 1 hours, Maximum duration 12 hours, Number of periods 7, and Random initialization 0. The 'Unavailability periods' table lists 7 periods with their respective beginning dates, times, and durations.

Nb. period	Beginning Date / Hour	Duration
1	07/05/90 5:00:C	10 hours
2	24/07/90 11:00	6 hours
3	26/09/90 3:00:C	1 hours
4	30/09/90 3:00:C	2 hours
5	15/10/90 2:00:C	12 hours
6	02/11/90 12:00	4 hours
7	03/12/90 3:00:C	9 hours

Fonte: (o próprio autor).

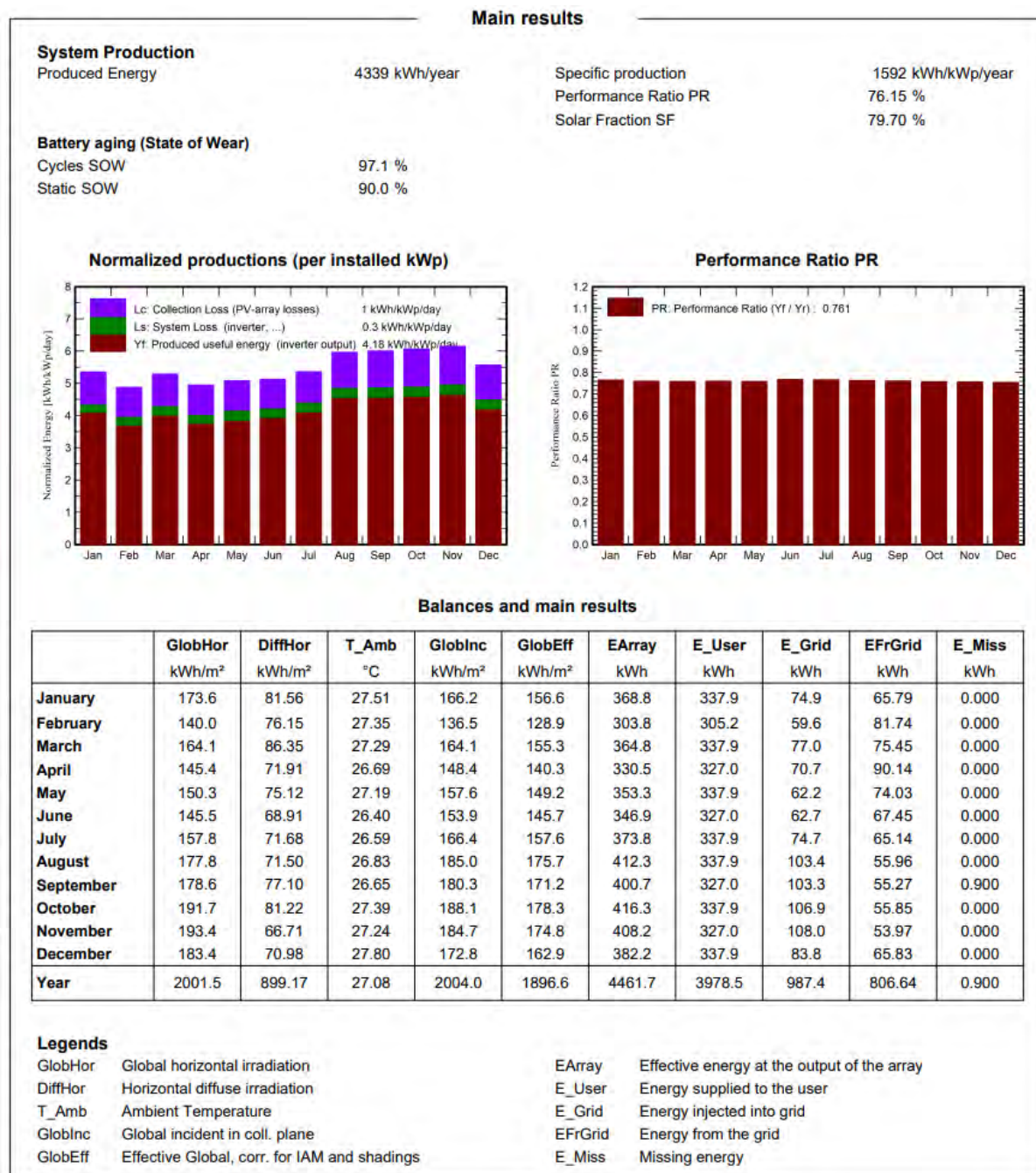
Figura 89 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria e energia injetada na rede da simulação de IRF



Fonte: (o próprio autor).

O gráfico mensal da Figura 89 mostra que a energia disponível na saída do inversor, totalizando 4361 kWh/ano, permanece dentro dos valores esperados para o sistema, dado que as simulações de ATC e RDP 01 utilizam o mesmo dimensionamento. Embora tenha sido implementada uma estratégia que visa manter uma certa reserva de carga no BBAT, em vez de descarregá-lo continuamente até o limite mínimo de 20% para atender à demanda da UC, observou-se uma descarga anual maior em comparação à estratégia RDP, totalizando 1330 kWh contra 1069,67 kWh. No entanto, também houve um aumento no uso de energia da rede, com 806,6 kWh/ano de energia importada, valor aproximadamente 51% superior ao da estratégia RDP 01. Isso indica que, embora o BBAT esteja sendo utilizado com mais frequência do que na estratégia RDP, a limitação imposta ao sistema de descarregar apenas até 50% do SOC resulta em uma maior dependência da rede externa para atender a demanda que não é suprida pelas baterias.

Figura 90 – Gráfico mensal de geração do inversor, energia carregada e descarregada pela bateria, simulação de IRF

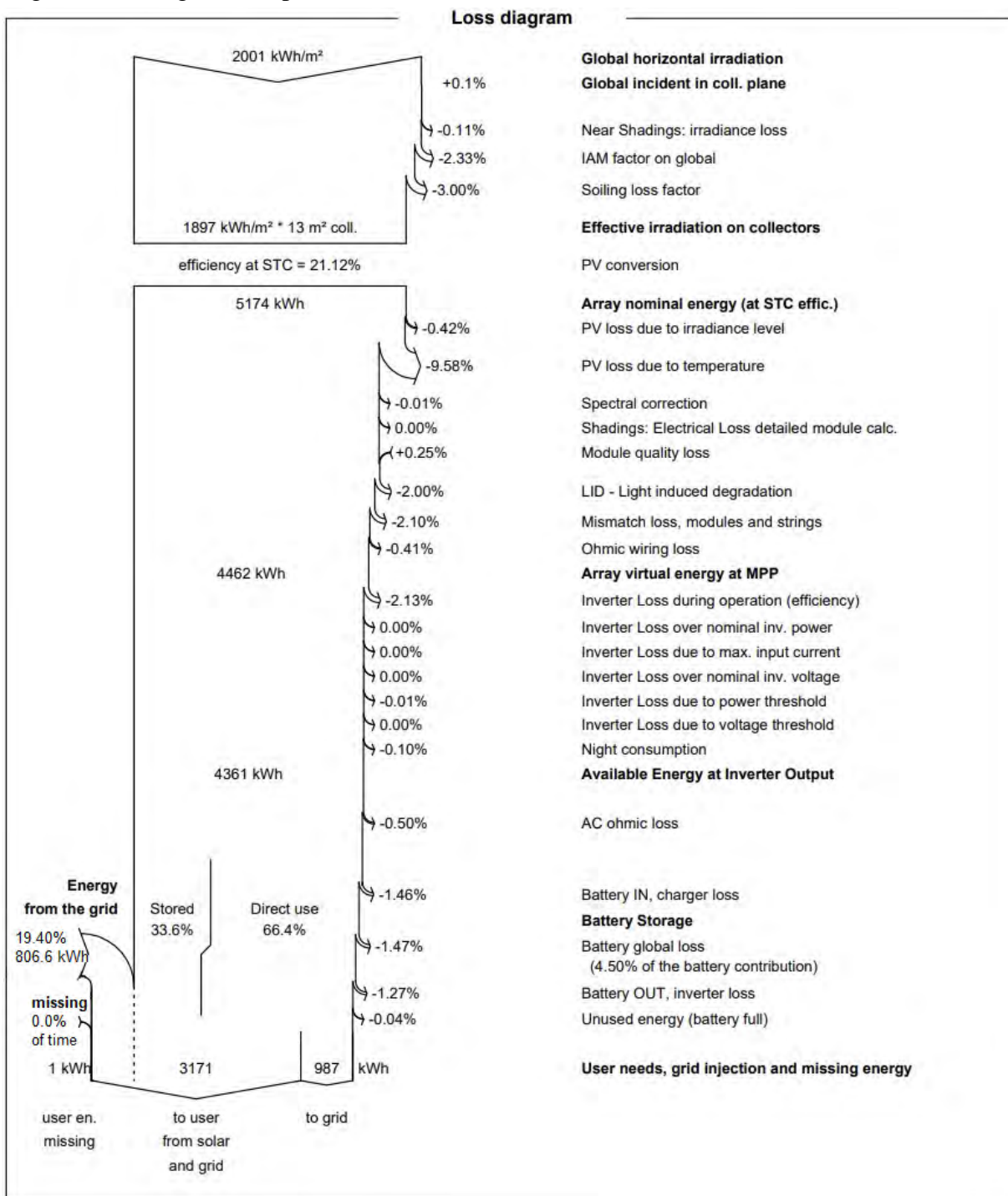


Fonte: (o próprio autor).

A maior utilização das baterias também se reflete no ciclo de desgaste, que atingiu 97,1%, em comparação aos 97,9% observados nos resultados da simulação 01 para a estratégia de RDP, conforme mostrado na Figura 77. Além disso, houve uma leve melhoria no valor da energia útil produzida (Yf), acompanhada de uma redução nas perdas do sistema (Ls). Consequentemente, o PR também apresentou uma melhora, passando de 75,31% na estratégia RDP 01 para 76,15% nesta estratégia de IRF.



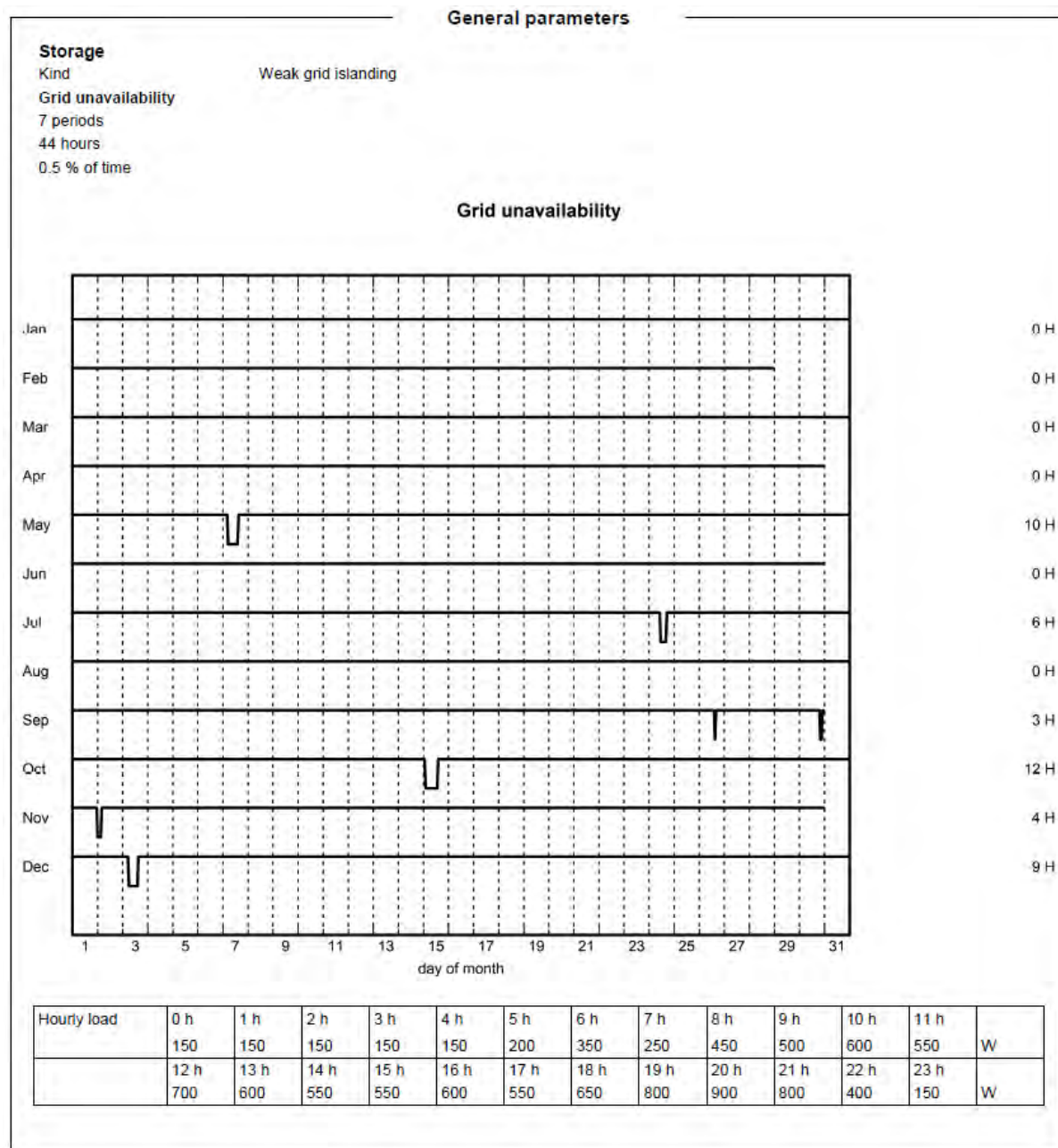
Figura 91 – Diagrama de perdas do relatório de IRF



Fonte: (o próprio autor).

De acordo com o diagrama de perdas apresentado na Figura 91, dos 4361 kWh/ano produzidos pelo SSFV, 33,6% foram armazenados no BBAT e 66,4% utilizados diretamente para suprir a demanda da UC ou injetados na rede externa. A energia armazenada e descarregada e a energia gerada diretamente utilizada pela UC, totalizou 3171 kWh/ano, onde a demanda total da UC, de 3978,5 kWh/ano, foi suprida totalmente com importação de 806,6 kWh/ano da rede externa.

Figura 92 – Visualização da indisponibilidade definida da rede

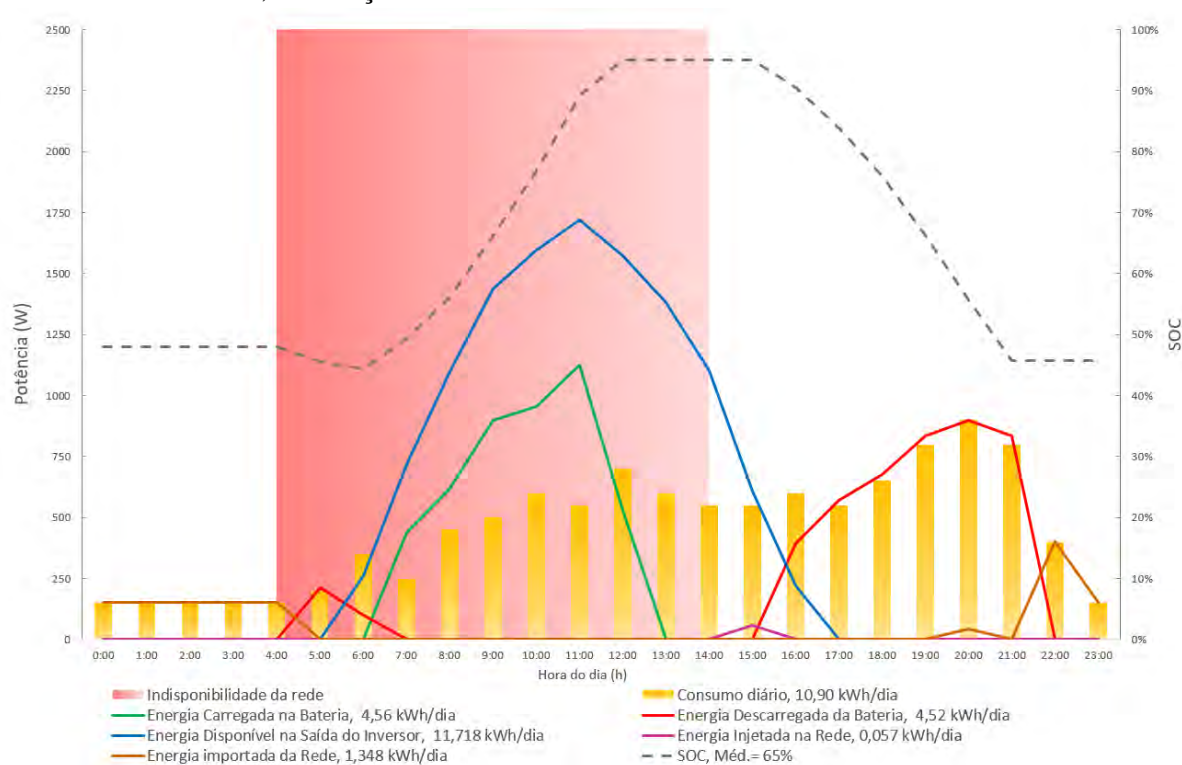


Fonte: (o próprio autor).

O gráfico apresentado na Figura 92 descreve a simulação de intermitências da rede elétrica para a estratégia de IRF, definidas pelo PV Syst. Ele exhibe sete períodos distintos de indisponibilidade da rede ao longo do ano, com durações que variam entre 1 e 12 horas, totalizando 44 horas sem energia externa, o que corresponde a 0,5% do tempo anual. As interrupções são distribuídas de forma irregular e aleatória ao longo dos meses, com maior impacto em outubro, onde o programa simulou uma queda de energia de 12 horas. E abaixo do gráfico, há também uma tabela que apresenta os valores de carga horária utilizados na definição da curva de consumo do sistema.

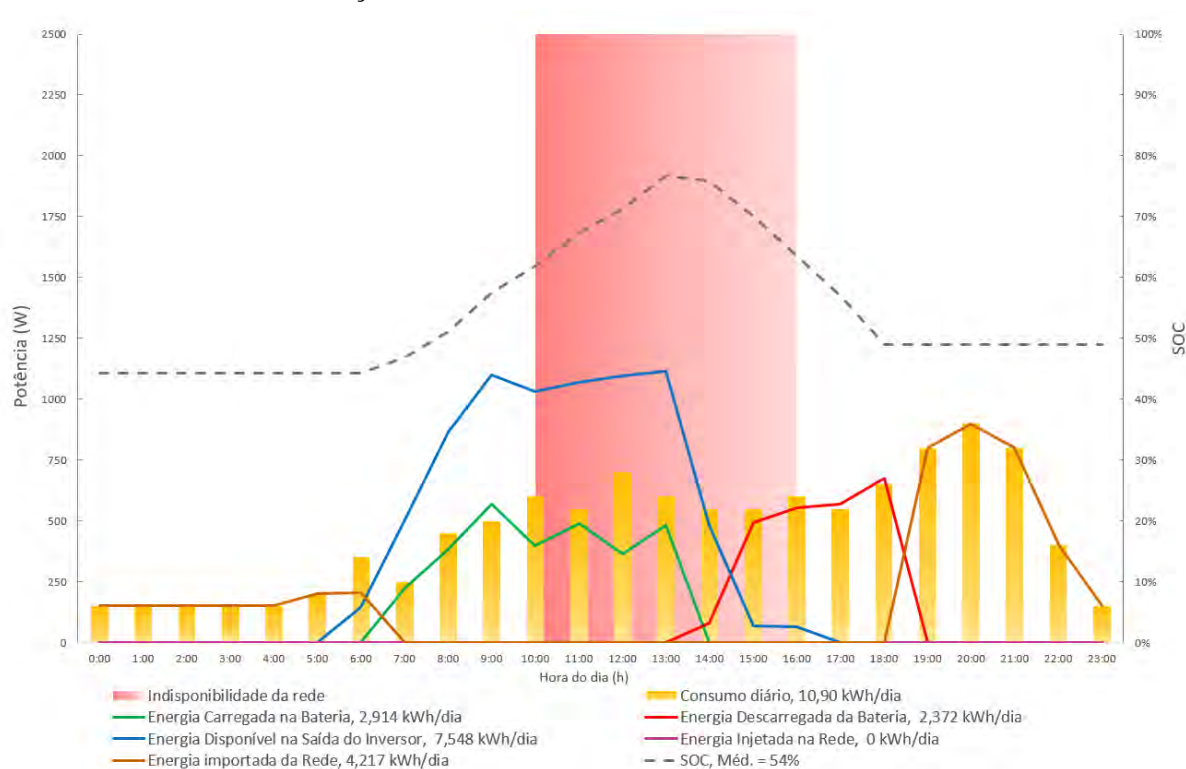


Figura 93 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 07/05, simulação de IRF



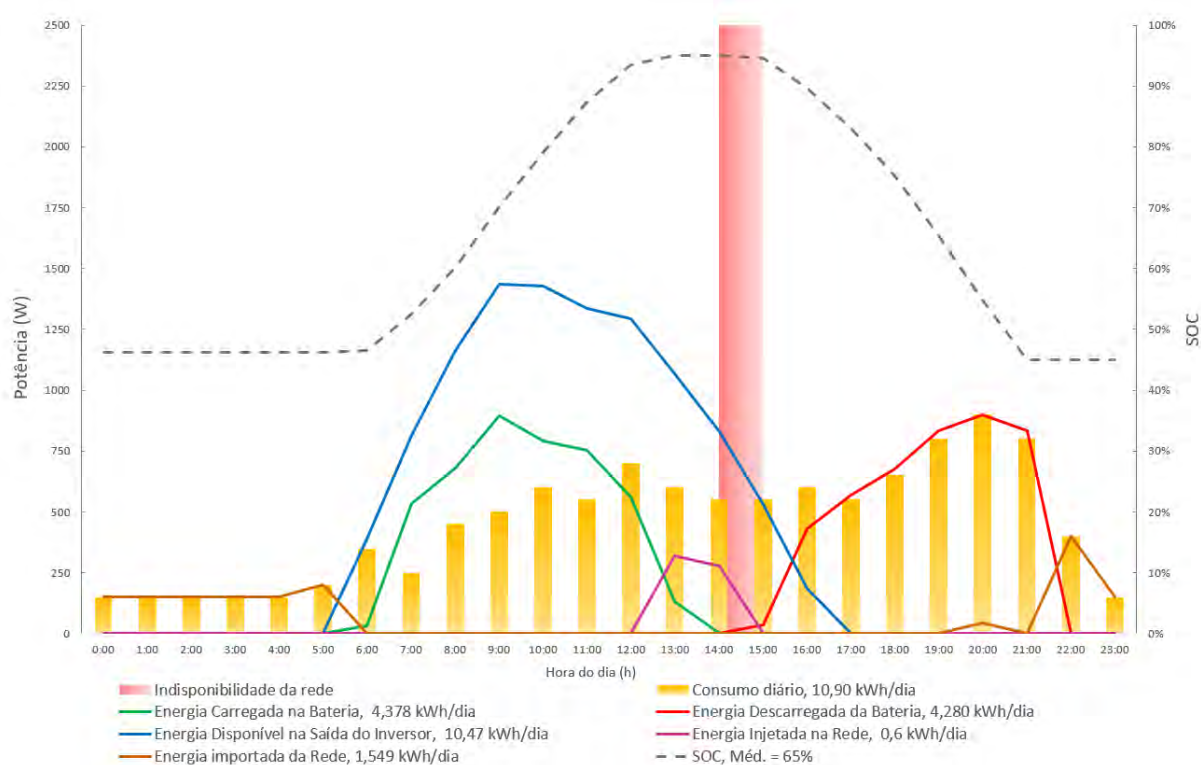
Fonte: (o próprio autor).

Figura 94 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 24/07, simulação de IRF



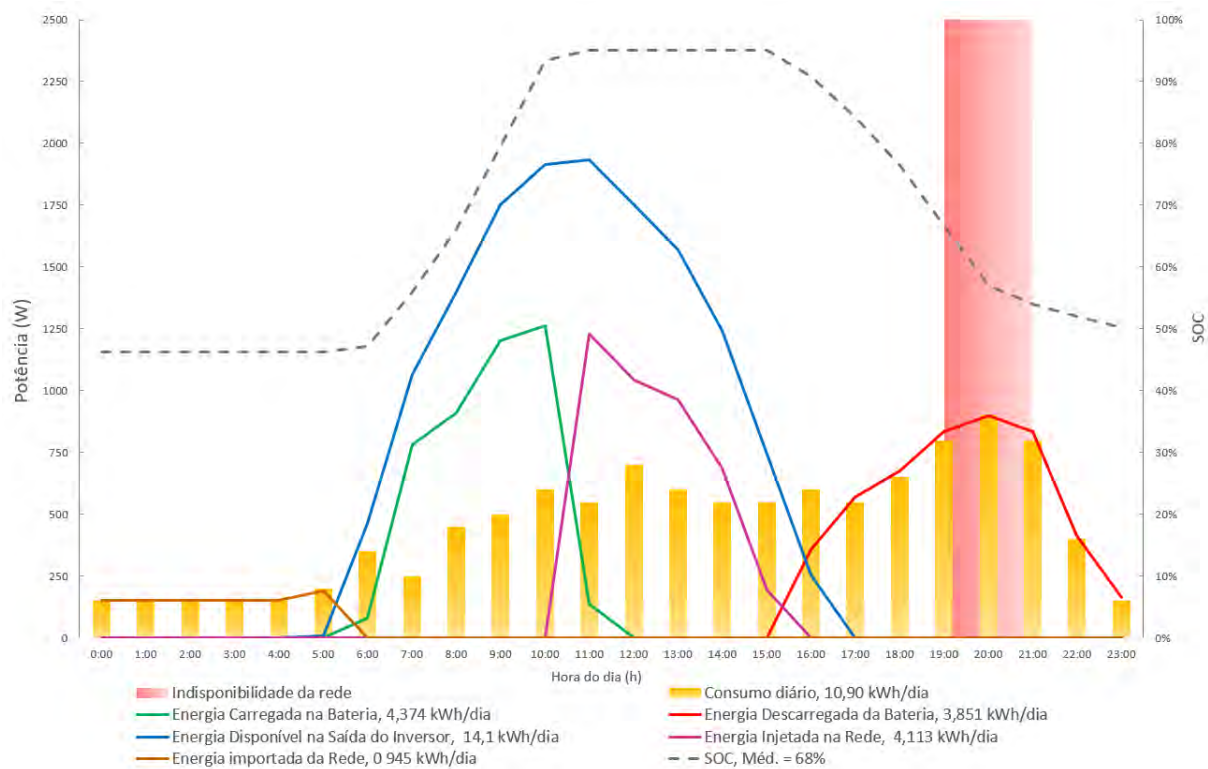
Fonte: (o próprio autor).

Figura 95 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 26/09, simulação de IRF



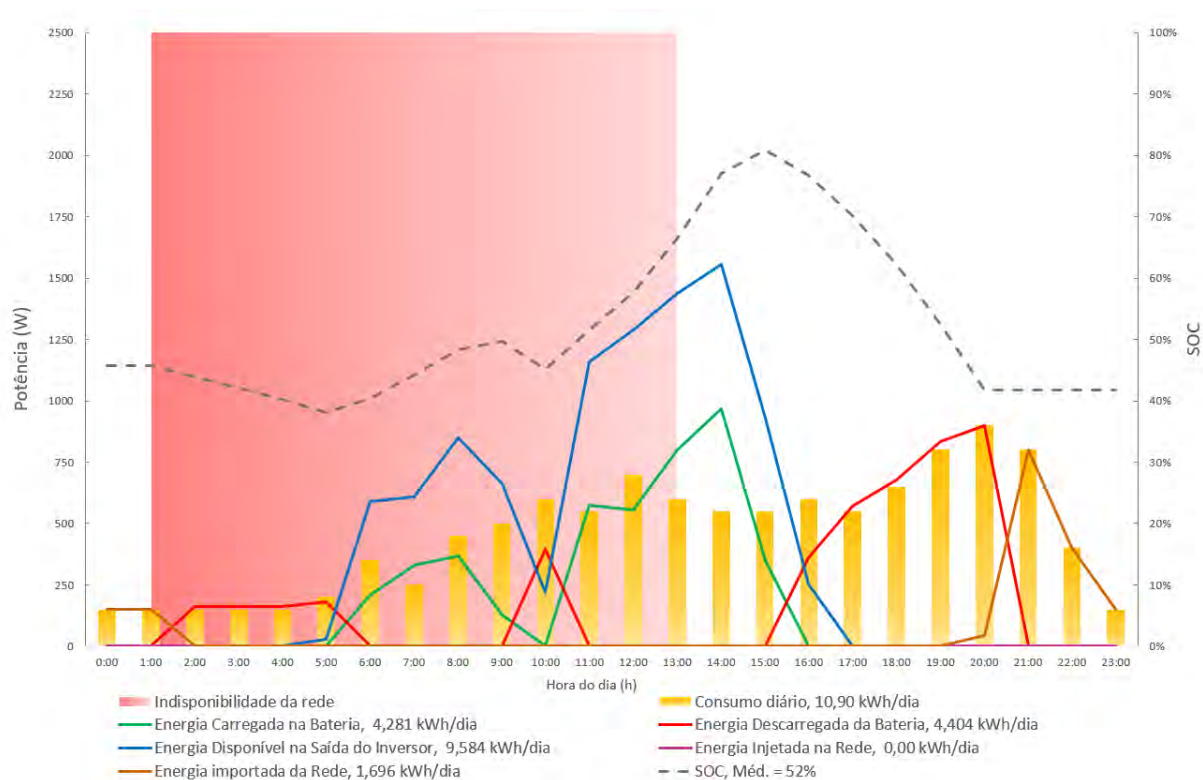
Fonte: (o próprio autor).

Figura 96 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 30/09, simulação de IRF



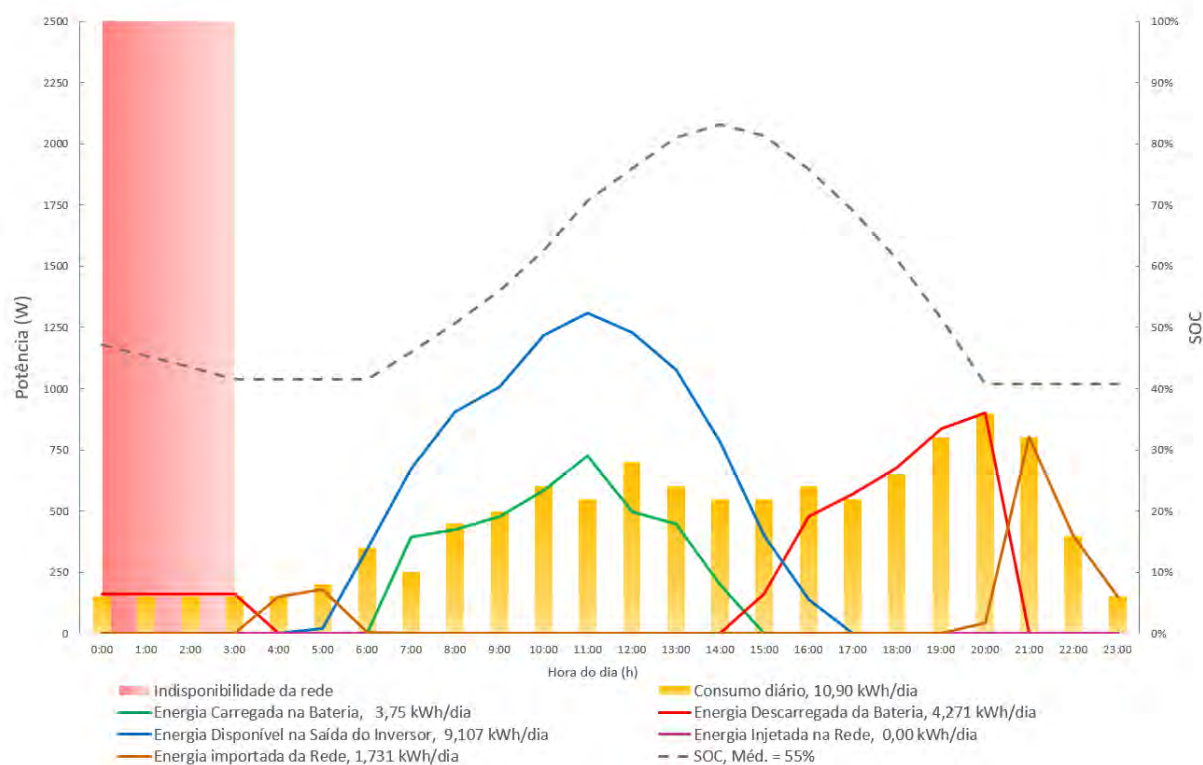
Fonte: (o próprio autor).

Figura 97 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 15/10, simulação de IRF



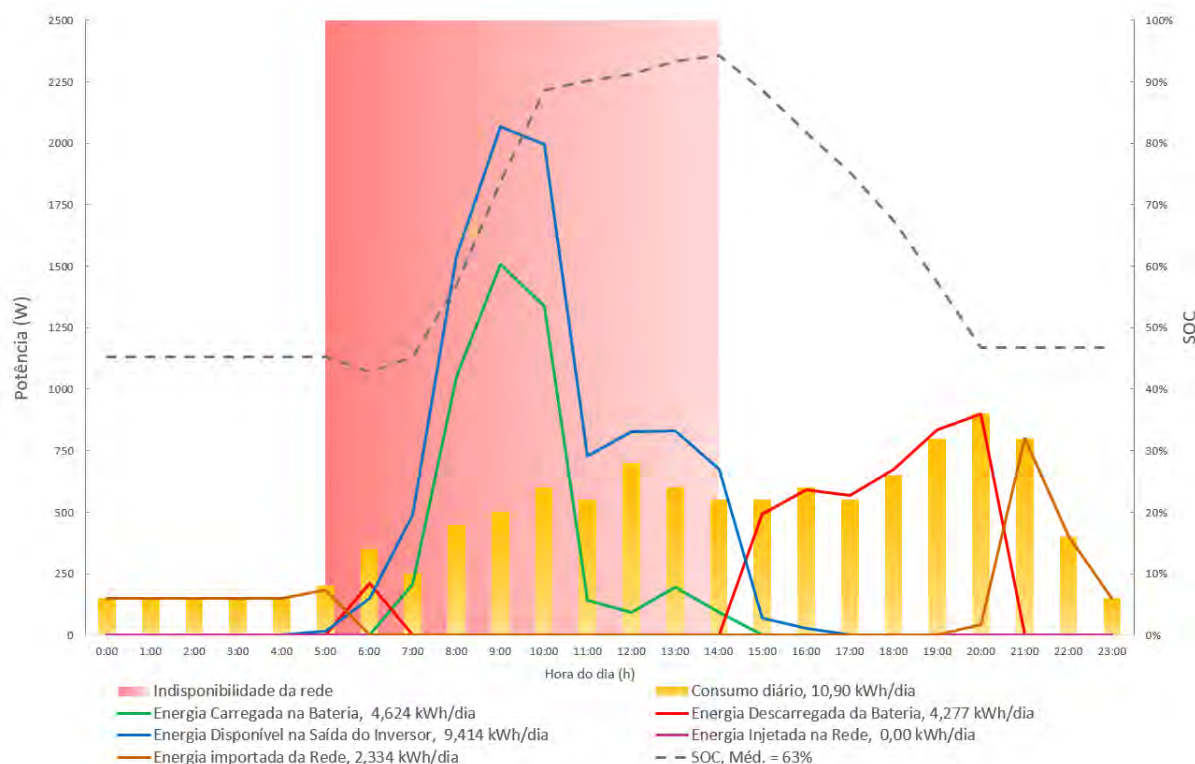
Fonte: (o próprio autor).

Figura 98 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 02/11, simulação de IRF



Fonte: (o próprio autor).

Figura 99 – Gráfico de consumo, geração, injeção e armazenamento para a indisponibilidade de rede do dia 03/12, simulação de IRF



Fonte: (o próprio autor).

A análise dos resultados da simulação operando na estratégia de IRF, demonstrou que o dimensionamento inicial realizado foi satisfatório e suficiente, assim como a escolha dos parâmetros, fator também determinante para o sucesso da estratégia. O sistema foi projetado para fornecer uma autonomia de 12 horas, e, conforme os gráficos apresentados nas Figuras 93 a 99, o desempenho foi amplamente positivo. Nos dias e horários em que a rede elétrica apresentou falhas, o sistema foi capaz de suprir integralmente o perfil de carga do consumidor, garantindo energia contínua sem interrupções em nenhum momento.

Os resultados mostram que o BBAT desempenhou conforme esperado, com uma energia de carga de 1393 kWh e uma descarga de 1330 kWh ao longo do ano, resultando em uma eficiência de 95,48%. Além disso, o sistema injetou 987,4 kWh/ano na rede, evidenciando que, além de atender a demanda interna, houve uma contribuição significativa para a rede elétrica quando em operação paralela. Além de superar a energia consumida da rede de 806,6 kWh/ano.

Apesar do excelente desempenho global, no diagrama da Figura 91, a simulação indicou uma demanda não suprida de 1 kWh ao longo do ano, o que, considerando o contexto dos gráficos e a consistência geral dos dados, sugere a possibilidade de um erro de simulação. Não



há indícios claros de que o sistema tenha falhado em suprir essa pequena fração de energia, sendo plausível que a discrepância esteja associada a uma imprecisão nos cálculos da simulação.

Contudo, ainda devemos analisar os impactos da energia injetada nos custos de operação do sistema, calculando o Fio B através da fórmula 14.

$$Custo_{FIOB_{anual}} = E_{Grid} \times Fio_B \times (\%2024) \quad (14)$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = \frac{987,4 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \frac{R\$ 0,27092}{\text{kWh}} \times 0,3 = R\$ 80,25$$

Utilizando a fórmula 15, o valor médio mensal para o Fio B fica:

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} = \frac{80,25}{12} = R\$ 6,69/\text{mês}$$

Como temos que o valor calculado para o CD é de R\$ 27,81/mês, durante todo o ano de 2024, o consumidor da UC iria pagar o CD da rede, ao invés do Fio B.

Calculando para o ano de 2028 através da fórmula 18:

$$Custo_{FIOB_{anual}} = E_{Grid} \times Fio_B \times (\%2028) \quad (18)$$

$$Custo_{FIOB_{anual}} = \frac{987,4 \text{ kWh}}{\text{ano}} \times \frac{R\$ 0,27092}{\text{kWh}} \times 0,9 = R\$ 240,76$$

Novamente utilizando a fórmula 15 para o cálculo do valor médio mensal para o Fio B em 2028:

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{Custo_{FIOB_{anual}}}{12} \quad (15)$$

$$Custo_{FIOB_{mensal}} = \frac{240,76}{12} = R\$ 20,06$$

Mesmo em 2028 o valor mensal do Fio B não supera o CD.

Assim como para a estratégia de ATC e RPD 01, o custo total do sistema na estratégia de IRF permanece o mesmo, havendo a necessidade apenas na alteração das configurações dos aparelhos e equipamentos para parametrizar esta estratégia no sistema, o que não gera custos adicionais. Logo o Tabela 20 apresenta o custo total do sistema nesta estratégia de IRF:

Tabela 20 – Custo total do SSFV com BBAT para estratégia de IRF (continua)

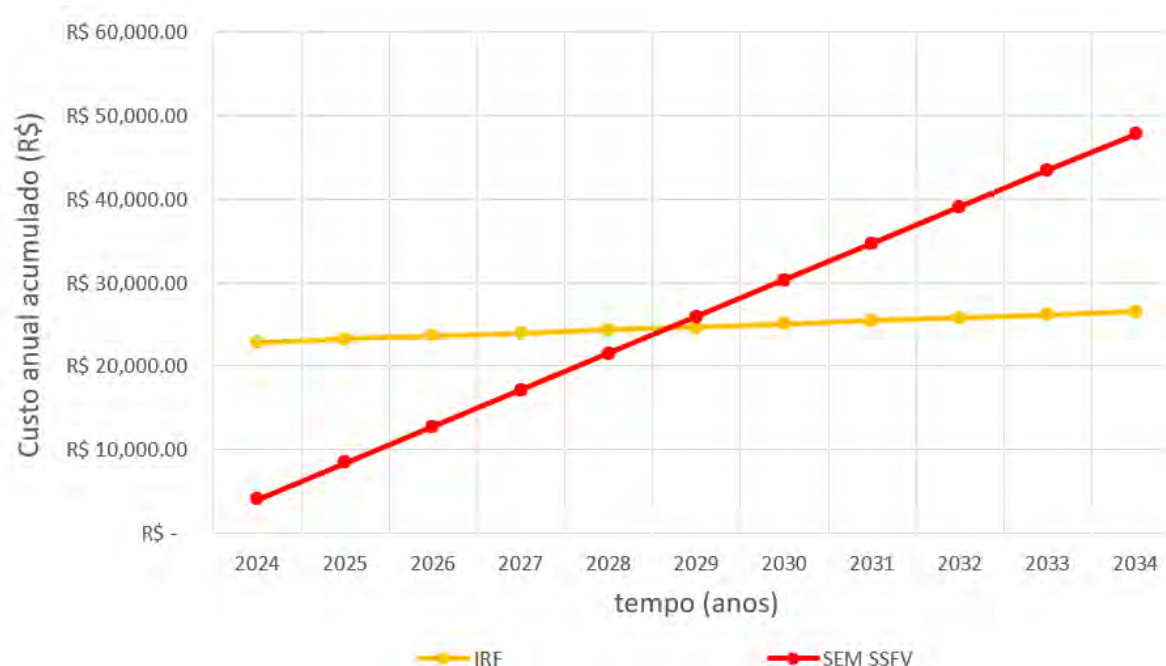
Equipamentos e serviços	Pesquisa de preço	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo final (R\$)
Inversor GW3648D-ES (14A)	GOODWE	1	7.478,24	7.478,24
Módulo FV DHM 72x10 545W	DAH Solar	5	645,08	3.225,42
Módulo de bateria B-Plus 2.5 (50Ah)	BYD	3	3.191,53	9.574,59

Estruturas e material de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.066,43	1.066,43
Serviço de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.200,00	1.200,00
Valor do investimento				22.544,68

Fonte: (o próprio autor).

Onde o *payback* apresentado no gráfico da Figura 100, também apresenta o mesmo prazo de retorno que as estratégias de ATC e RDP (01).

Figura 100 – *Payback* do SSFV com BBAT na estratégia IRF



Fonte: (o próprio autor).

Concluindo, embora a estratégia de ATC permita uma menor injeção e consumo de energia da rede externa ao longo do ano, o objetivo do uso da estratégia IRF, é de garantir autonomia à instalação em situações de falha na rede. Permitindo que o SOC só seja descarregado até 50% pelo consumo interno da UC, garantimos que o BBAT sempre terá pelo menos 30% da sua carga efetiva para suprir qualquer indisponibilidade que ocorra. Onde para a estratégia de ATC, nos gráficos das Figuras 67, 68 e 69, é visto que ao final do dia, a bateria quase sempre estava descarregada, com apenas 20% de carga, limite mínimo do DOD.

Embora os resultados da simulação demonstrem a eficiência do dimensionamento proposto para a estratégia de IRF, a injeção significativa de energia excedente na rede, totalizando 987,4 kWh/ano, e a dependência ainda considerável da energia elétrica externa, com 806,6 kWh/ano, indicam a possibilidade de otimizações no dimensionamento do SSFV e do BBAT. Um aumento na capacidade de geração FV poderia melhorar o carregamento das baterias, que, apesar de apresentarem um valor anual de descarga superior ao da estratégia de

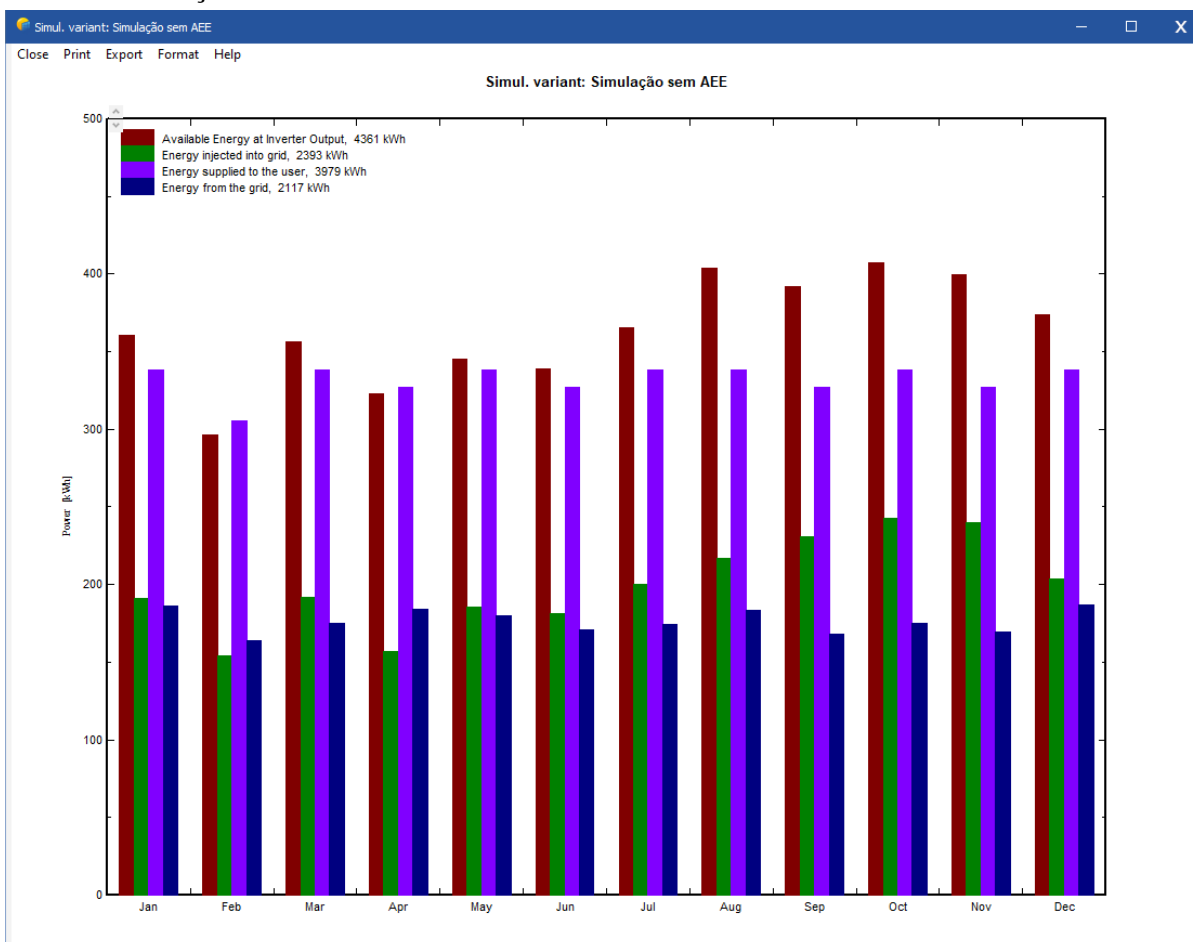
RDP 01, ainda parecem subutilizadas, com descarga inferior à observada na estratégia de ATC. Isso ocorre porque, em períodos sem falha na rede, a estratégia IRF opera de maneira similar à ATC, com a diferença de que a limitação do SOC restringe a descarga do BBAT. Ajustar o parâmetro de descarga mínima, atualmente fixado em 50% na simulação, poderia ser outra alternativa para aumentar a eficiência no atendimento da carga. Reduzir esse valor permitiria que as baterias suprissem uma maior parte da demanda interna, o que, por sua vez, limitaria a injeção de excedente na rede, já que um aumento na descarga implicaria uma maior necessidade de recarga, otimizando o uso da energia gerada pelo inversor.

### 5.3.12 Resultados da simulação do SSFV sem AEE

Por último iremos simular o SSFV sem AEE. Precisamos apenas desabilitar o uso de baterias selecionando “*No storage*” nas configurações de “*Storage*” do menu principal.

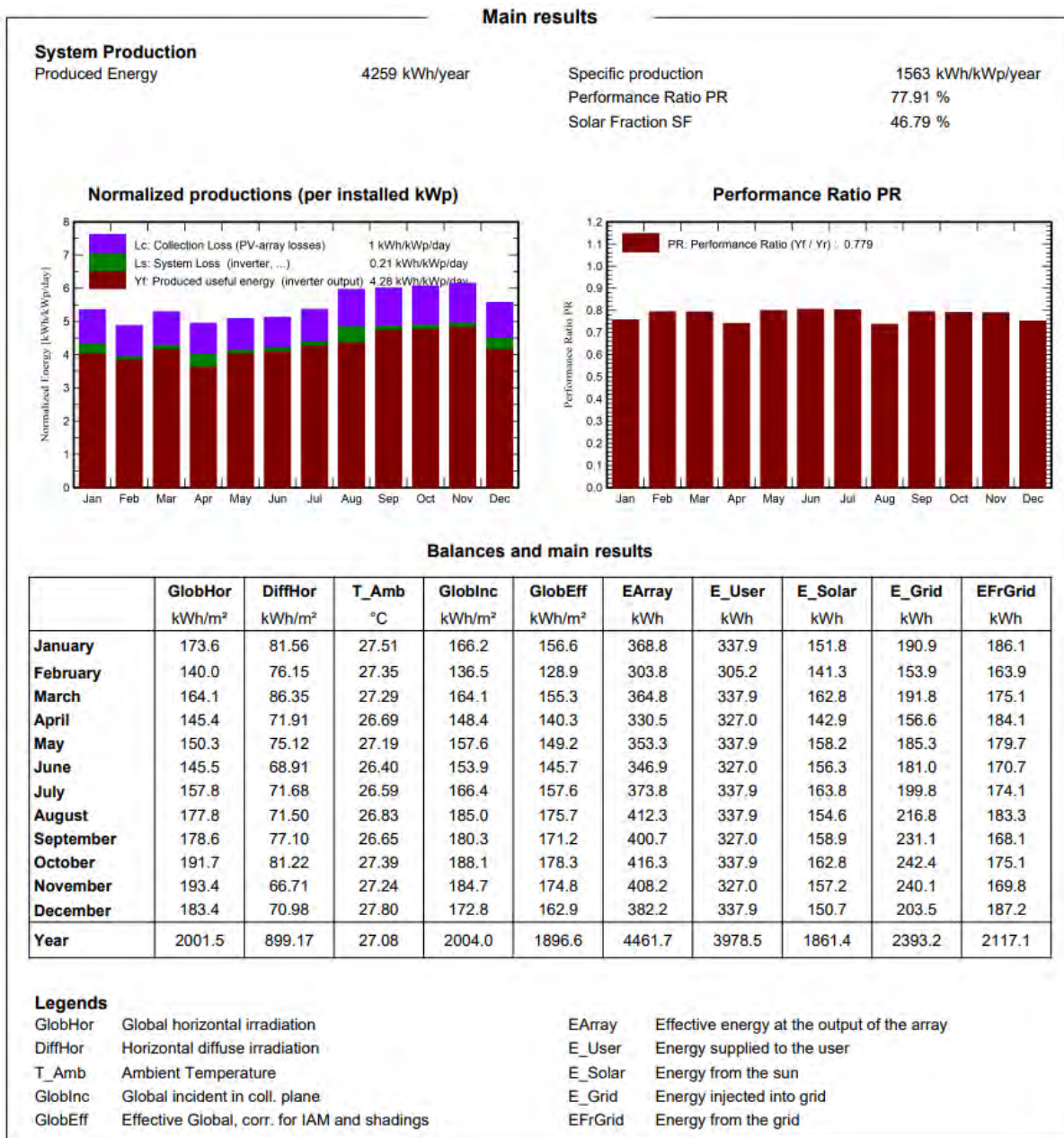
Todos os outros parâmetros permanecem os mesmos da simulação 01 de ATC.

Figura 101 – Gráfico mensal de consumo, geração do inversor, e energia injetada na rede da simulação do SSFV sem AEE



Fonte: (o próprio autor).

Figura 102 – Gráfico mensal de consumo, geração do inversor, e energia injetada na rede da simulação do SSFV sem AEE

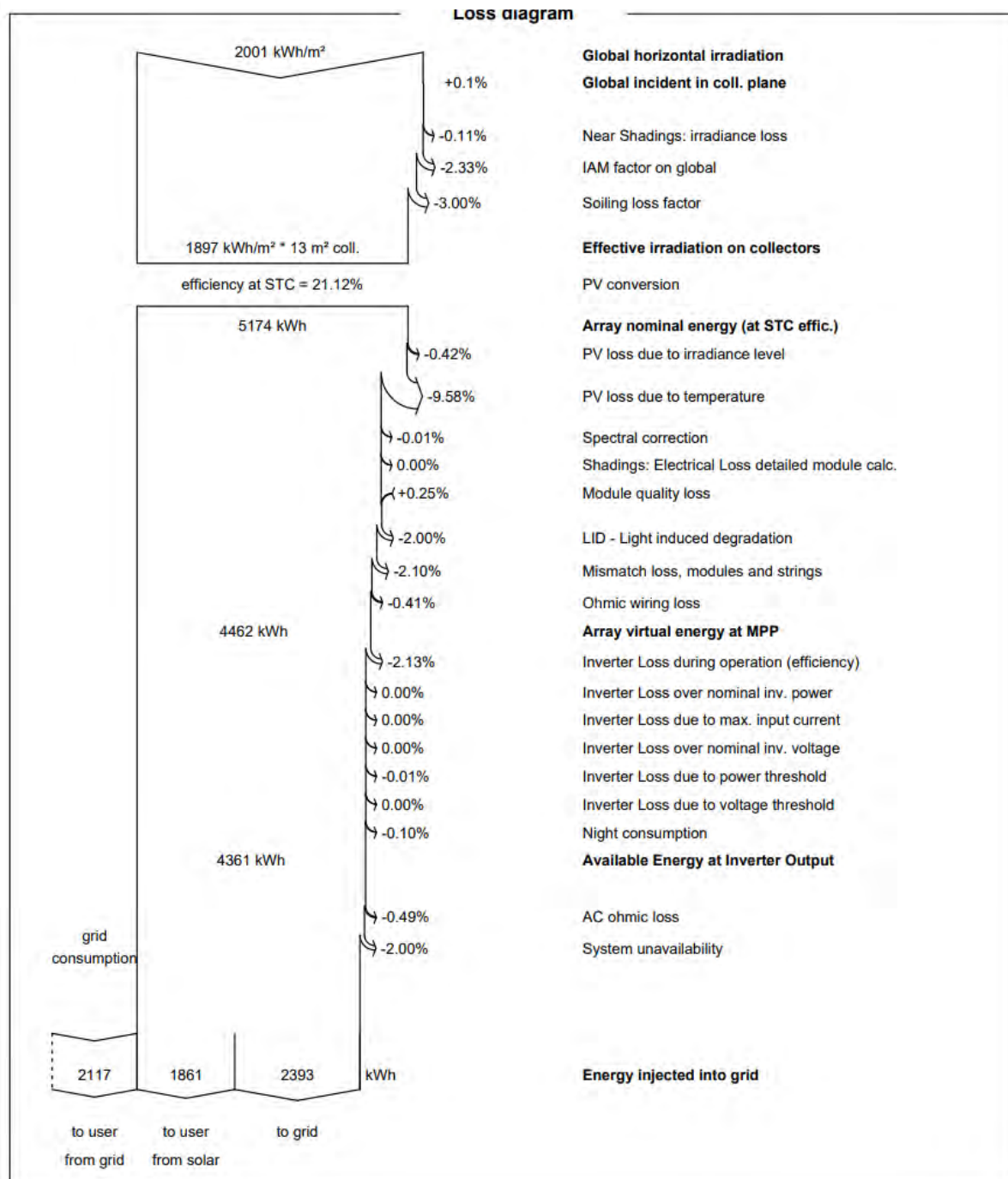


Fonte: (o próprio autor).

Sem o sistema de AEE das baterias de íon-lítio, toda a energia excedente gerada pelo SSFV que não é consumida imediatamente pela UC é injetada na rede, totalizando 2393,2 kWh/ano. Quando o SSFV não está gerando energia suficiente para atender a demanda do consumidor, como à noite ou em dias nublados, toda esta demanda não atendida, equivale a 2117,1 kWh/ano, e é suprida integralmente pela rede externa. A ausência do BBAT reduz as perdas do sistema (Ls), uma vez que o armazenamento e a posterior descarga de energia sempre acarretam perdas relacionadas à eficiência do ciclo de carga e descarga das baterias. Esse fator resulta em um aumento no PR, que alcança 77,91%, o maior valor obtido entre as simulações.



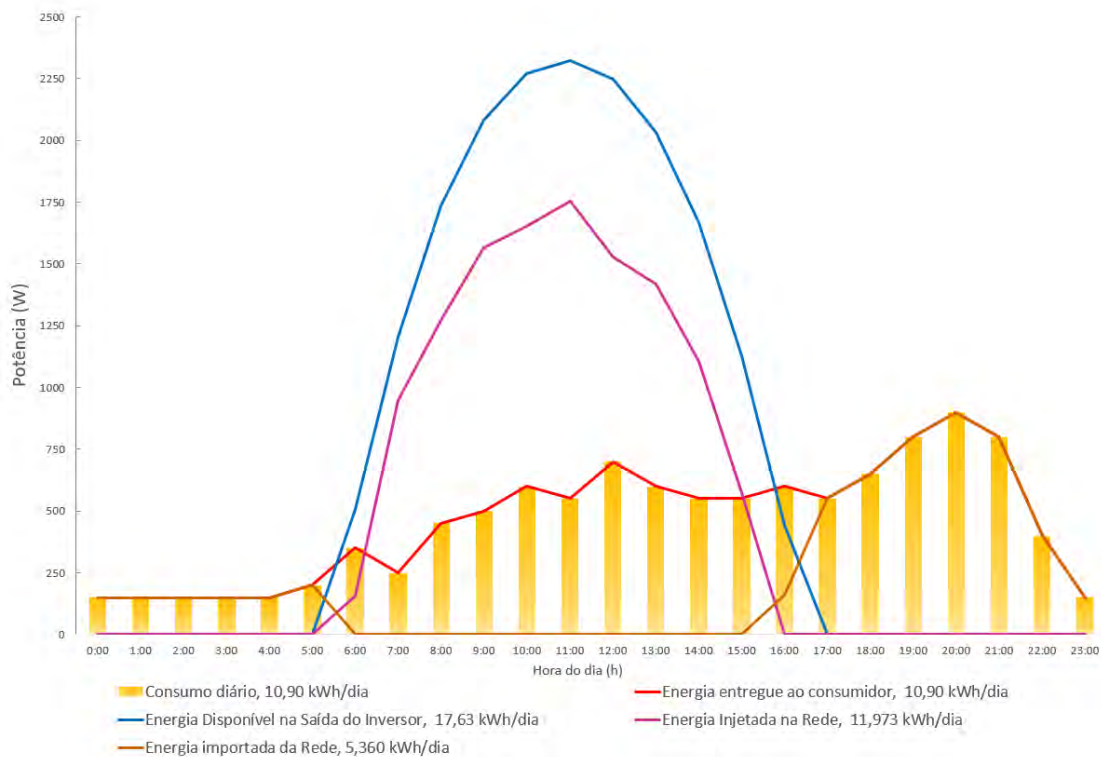
Figura 103 – Diagrama de perdas do relatório de SSFV sem AEE



Fonte: (o próprio autor).

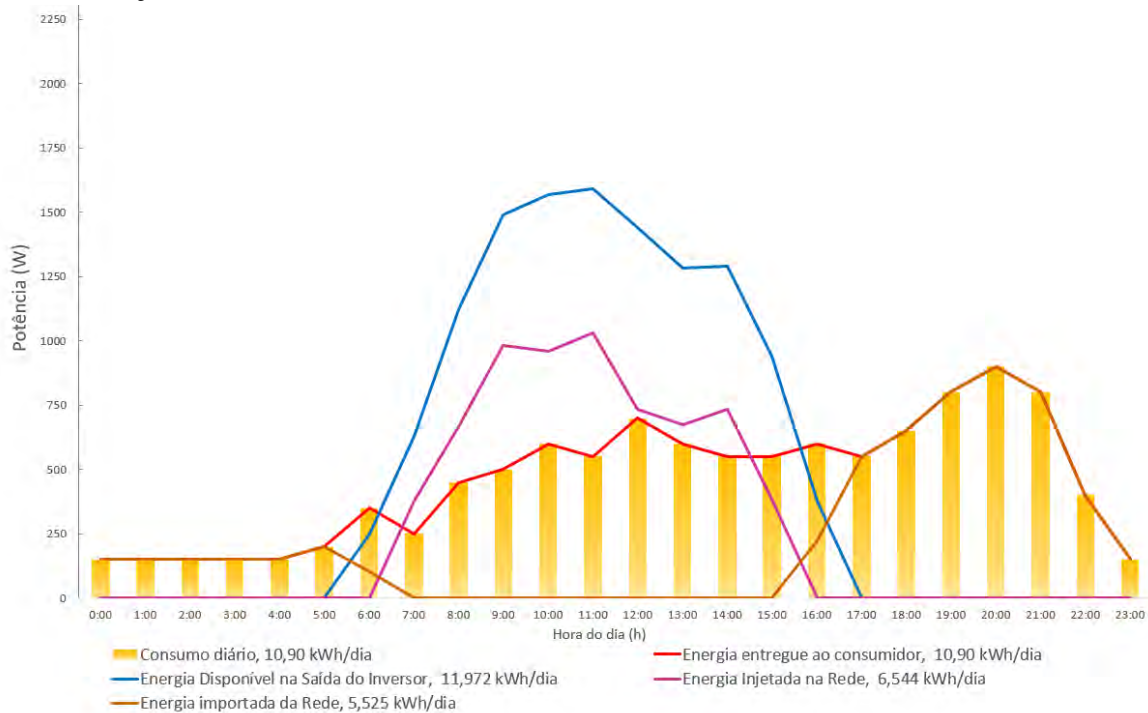
O diagrama de perdas apresentado na Figura 102, referente ao SSFV sem AEE, reforça o que já foi discutido anteriormente: uma quantidade significativa de energia excedente é injetada na rede, 28,6% superior à energia consumida diretamente pela UC a partir do SSFV, que totaliza 1861 kWh/ano. Além disso, a elevada dependência da rede elétrica externa, com a UC importando 13,76% mais energia da rede do que a quantidade consumida proveniente do solar.

Figura 104 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para o dia de maior geração do ano (13/04), simulação de SSFV sem AEE



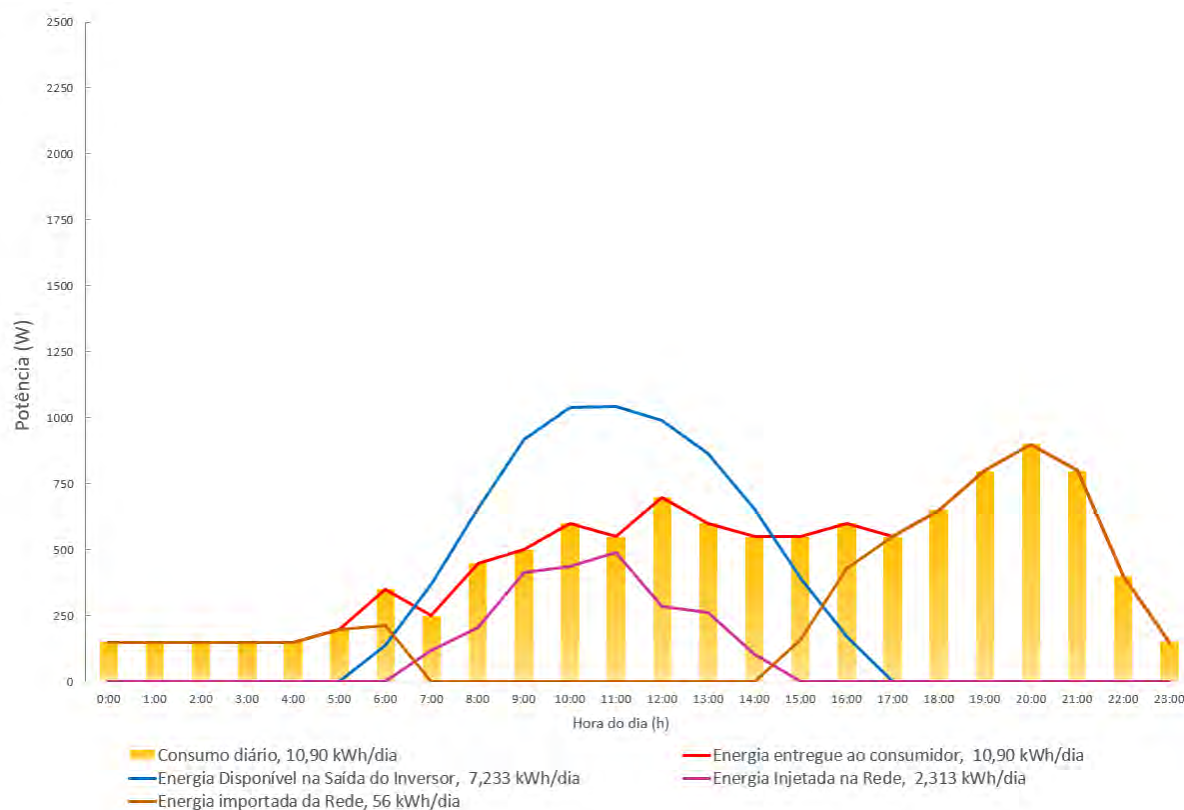
Fonte: (o próprio autor).

Figura 105 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração média (24/06), simulação de SSFV sem AEE



Fonte: (o próprio autor).

Figura 106 – Gráfico de consumo, geração e armazenamento para um dia com geração baixa (21/08), simulação de SSFV sem AEE



Fonte: (o próprio autor).

Os resultados da simulação do SSFV operando sem AEE eram previsíveis, dado que os valores de energia gerada pelo inversor já eram conhecidos, uma vez que a maioria das simulações anteriores foram realizadas com o mesmo dimensionamento FV. A análise dos dados confirma que o dimensionamento inicial foi satisfatório, visto que a quantidade de energia injetada na rede (2393 kWh/ano) superou a dependência da energia importada da rede externa (2117 kWh/ano), algo esperado em sistemas sem AEE.

Apesar de fevereiro e abril apresentarem geração abaixo do consumo, o que poderia sugerir a necessidade de refinamento no dimensionamento do SSFV para esses meses, a diferença entre a energia injetada e a importada indica que os créditos gerados nos meses com maior produção compensarão a demanda nesses períodos de baixa geração. De fato, injetamos 13% a mais do que consumimos, o que corresponde a apenas 6,3% da energia total gerada pelo SSFV.

Por fim, assumindo que o consumidor irá manter o mesmo perfil de demanda, calcularemos na Tabela 21 a taxa Fio B para o sistema, desde 2024 a 2028. Foi utilizada a Fórmula 14 já apresentada, apenas atualizando a porcentagem do Fio B a ser utilizada na fórmula para cada ano (BRASIL, 2022).

Tabela 21 – Custos do Fio B para o SSFV sem AEE, de 2024 até 2028

Ano	Energia injetada na rede (kWh/ano)	Fio B (R\$/kWh)	Porcentagem do Fio B por ano (%)	Custo anual do Fio B (R\$)	Custo médio mensal do Fio B (R\$)
2024	2393	0,27092	30	194,49	16,21
2025	2393	0,27092	45	291,74	24,31
2026	2393	0,27092	60	388,99	32,42
2027	2393	0,27092	75	486,234	40,52
2028	2393	0,27092	90	583,48	48,62

Fonte: (o próprio autor).

Portanto, assim como na estratégia de RDP 02, a partir de 2026, o consumidor da UC irá começar a pagar o Fio B ao invés do CD. Valor considerado baixo ainda perto da economia do sistema, e por não possuir BBAT, o sistema como um todo não possui um custo inicial tão elevado quanto aos outros sistemas simulados. Todavia, também não possui autonomia para operação em casos de falha na rede elétrica externa.

Iremos então calcular o *payback* para o SSFV sem AEE, onde o custo total do sistema é encontrado na Tabela 22:

Tabela 22 – Custo total do SSFV sem AEE

Equipamentos e serviços	Pesquisa de preço	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo final (R\$)
Inversor GW3648D-ES (14A)	GOODWE	1	7.478,24	7.478,24
Módulo FV DHM 72x10 545W	DAH Solar	5	645,08	3.225,42
Estruturas e material de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.066,43	1.066,43
Serviço de instalação	Pesquisa de mercado	1	1.200,00	1.200,00
Valor do investimento				12.970,09

Fonte: (o próprio autor).

No cálculo do custo acumulado da UC com SSFV e sem AEE, utilizaremos os mesmos parâmetros estabelecidos para a estratégia de RDP 02. Uma vez que ambos sistemas, a partir de 2026, terão que começar a pagar o custo da taxa Fio B ao invés do CD. Situação que podia ser prevista já que ambos apresentaram valores similares de injeção de energia excedente na rede, 2537,73 kWh/ano para a estratégia de RDP 02 e 2393,2 kWh/ano para o SSFV sem AEE.

Os custos anuais acumulados da UC com SSFV sem AEE podem ser vistos na Tabela 23:

Tabela 23 – Custo anual acumulado da UC com SSFV sem AEE (continua)

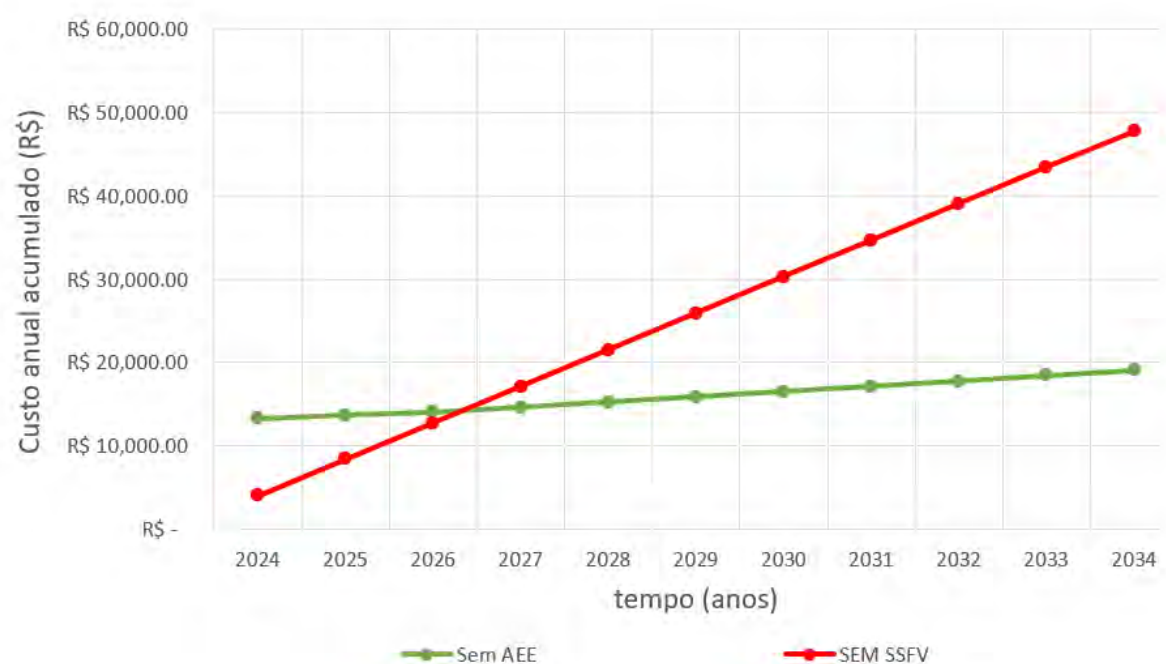
Ano	Custo acumulado (R\$)
2024	13303.81
2025	13667.16
2026	14090.69

Ano	Custo acumulado (R\$)
2027	14620.10
2028	15255.39
2029	15890.69
2020	16525.98
2031	17161.27
2032	17796.57
2033	18431.86
2034	19067.15

Fonte: (o próprio autor).

A comparação do gráfico da Figura 107 com os gráficos das Figuras 58, 70, 86 e 100, evidencia a influência significativa de um BBAT no prazo de retorno de um SSFV com AEE. A simulação sem AEE apresentou um período de retorno notavelmente curto, de aproximadamente 2 anos e 4 meses, em comparação aos quase 5 anos observados nas estratégias de ATC, RDP 01 e IRF.

Figura 107 – Payback do SSFV sem AEE



Fonte: (o próprio autor).

Concluindo, um SSFV sem AEE apresenta a vantagem de um menor custo inicial e um prazo de retorno mais curto, pois a compra e instalação de baterias são evitadas. No entanto, a dependência da rede externa torna o sistema vulnerável a futuras cobranças pela injeção de energia excedente. A incerteza sobre os valores dessas tarifas após 2028 é um fator de risco, já que podem aumentar, impactando negativamente a economia do sistema. E a falta de autonomia durante períodos de geração reduzida ou ausência de energia solar, aumenta a dependência da rede elétrica.

## 6 CONCLUSÃO

Foram realizadas cinco simulações para avaliar diferentes estratégias de operação de um sistema solar fotovoltaico (SSFV) com armazenamento de energia elétrica (AEE) em um banco baterias (BBAT) de íon-lítio em um perfil de carga residencial. As simulações contemplaram as seguintes estratégias: autoconsumo (ATC), redução de pico (RDP), ilhamento de rede fraca (IRF), e operação sem AEE. O dimensionamento inicial incluiu cinco módulos fotovoltaicos (545 Wp cada), um inversor de 3,68 kW, e um banco de baterias de 7,68 kWh. Os cenários foram criados e simulados no *software* PV Syst, com a modelagem tridimensional dos módulos FV e residência no *software* SketchUP. Os resultados das simulações foram utilizados para avaliar a eficiência do dimensionamento, a viabilidade técnica para um UC residencial, os custos totais e de operação (como Fio B, custo de disponibilidade), e como o BBAT se comporta diante dos dimensionamentos e estratégias.

A Tabela 24 oferece um resumo dos custos iniciais de investimento de cada estratégia e o gráfico da Figura 108 apresenta os prazos de retorno de cada uma delas em relação a uma UC sem SSFV.

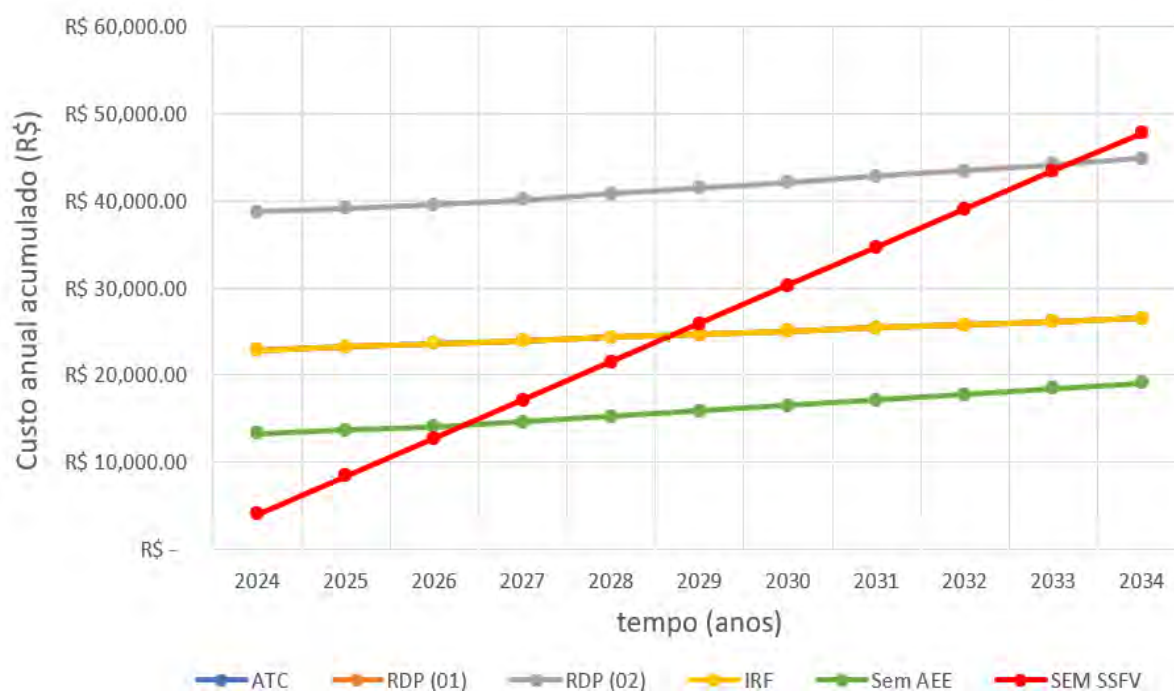
Tabela 24 – Custo inicial de investimento dos sistemas

Sistema simulado	Custo inicial de investimento (R\$)
ATC	22.544,68
RDP (01)	22.544,68
RDP (02)	38.425,90
IRF	22.544,68
Sem AEE	12.970,09

Fonte: (o próprio autor).

Os custos estimados nesta análise financeira estão sujeitos a variações que decorrem de uma série de fatores, como oferta e demanda de equipamentos, localização geográfica e crises energéticas. Além disso, fatores externos, como inflação, variação cambial e o custo de importação, afetam significativamente o preço dos equipamentos e serviços fotovoltaicos, uma vez que muitos componentes são importados. Mudanças regulatórias, como alterações nos subsídios para energia solar e na estrutura tarifária da conta de luz, também exercem forte influência sobre o retorno financeiro de SSFVs. No longo prazo, essas flutuações, juntamente com a volatilidade das tarifas de energia, impactadas por condições climáticas adversas, como secas, e por custos operacionais das usinas, tornam o cenário de retorno financeiro incerto. No entanto, o gráfico gerado permite realizar algumas observações sobre o desempenho econômico das estratégias simuladas, destacando diferenças nos prazos de retorno e na viabilidade dos sistemas.



Figura 108 – Gráfico do cálculo simplificado do *payback* dos sistemas

Fonte: (o próprio autor).

Embora o *payback* possa variar para mais ou para menos, o gráfico gerado para estes sistemas, se simulados com as mesmas estratégias dispostas neste estudo, irá possuir linhas de tendência semelhantes, onde um SSFV sem AEE, sempre irá ter um retorno mais rápido em relação à qualquer sistema com AEE, e o retorno para as estratégias de IRF e ATC, terão tempos semelhantes a depender dos parâmetros utilizados para as estratégias e das redes a que elas estão conectadas. Adicionalmente, um sistema bem dimensionado para a estratégia de RDP pode ter seu tempo de retorno reduzido se aplicado em um cenário adequado, onde picos de consumo elevados aumentam significativamente os custos de energia. Nessas condições, a estratégia de RDP, além de viável economicamente, se torna tecnicamente recomendada.

Cada estratégia apresentou prós e contras, sendo que as estratégias de IRF e ATC se destacaram por garantir uma maior autonomia e reduzir significativamente os custos operacionais, especialmente quando comparados com a RDP, que apresentou uma subutilização do banco de baterias na primeira simulação e um aumento elevado no custo na segunda simulação. Para consumidores residenciais, as estratégias de ATC e IRF são as mais adequadas, enquanto a RDP pode ser mais vantajosa para grandes consumidores comerciais e industriais, que possuem custos mais elevados e específicos de tarifas por parte da concessionária, possuindo também em determinados casos limites de consumo e valores mais altos para consumo em horários de pico de demanda.



A escolha entre as estratégias ATC e IRF vai depender da estabilidade e confiabilidade da rede elétrica a que o sistema estará conectado. Caso a rede seja estável a maior parte do ano, onde os períodos por falta de energia são curtos, sendo atendidos rapidamente pela concessionária, a opção pela estratégia ATC parece mais interessante, uma vez que para meses de alta geração, no final do dia (23h), o BBAT ainda permanece parcialmente carregado com carga útil acima do limite inferior de descarga estabelecido pelo DOD, de 20%, podendo atender uma possível falta de energia no período da manhã do outro dia. Conseqüentemente sendo capaz de atender por completo a carga demandada no período da tarde e noite, com ou sem falha na rede.

Contudo, para redes muito instáveis ou que sofrem com longos períodos de religamento, a estratégia IRF é a melhor escolha, já que permite que o BBAT sempre tenha energia útil capaz de suprir estes períodos de indisponibilidade na rede, potência essa estabelecida de acordo com o parâmetro de descarga mínima para consumo interno.

Por fim, os *softwares* utilizados, PV Syst e Sketchup, se mostraram altamente úteis para as simulações, justificando o seu amplo uso por empresas de engenharia no mercado de energia solar fotovoltaico mundial. Onde quando utilizados de forma combinada como apresentado neste estudo, são ferramentas muito poderosas para realizar diversas simulações para os mais diversos tipos de sistema, fornecendo dados suficientes para análises detalhadas e tomadas de decisão, tanto em relação à viabilidade técnica quanto econômica.

## **6.1 Recomendações para trabalhos futuros**

Como trabalho futuro, seria interessante o foco em apenas uma das estratégias de despacho, com o intuito de desenvolver um método de dimensionamento otimizado para a estratégia escolhida, utilizando dados diários mais precisos, de uma UC que possua equipamento para medição de consumo.

## REFERÊNCIAS

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *World Energy Outlook 2020*. Paris: IEA, 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>>. Acesso em: 3 out. 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Abu Dhabi: IRENA, 2023. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>>. Acesso em: 3 out. 2024.

Centro de gestão e estudos estratégicos. **Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional**. Brasília: Cgee, 2012. 16 v. (Série de documentos técnicos). Disponível em: <[https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes\\_Eletricas\\_Inteligentes\\_22mar13\\_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.1](https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.1)>. Acesso em: 14 mar. 2019.

BLOOMBERGNEF (Org.). **New Energy Outlook 2018: BNEF's annual long-term economic analysis of the world's power sector out to 2050**. 2018. Disponível em: <<https://ahttps://bnef.turtl.co/story/neo2018?bout.bnef.com/new-energy-outlook/>>. Acesso em: 14 mar. 2019.

PEDRO REIS (Brasil). Portal Energia. **Células de Combustível – Tipos**. 2008. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/celulas-de-combustivel-tipos/>>. Acesso em: 27 abr. 2019.

GUSTAVO JOSÉ RIBEIRO AROEIRA (Brasil). Infoescola. **Célula de combustível**. Disponível em: <<https://www.infoescola.com/eletroquimica/celula-de-combustivel/>>. Acesso em: 27 abr. 2019.

MARK KANE. Insideevs. **Tesla's battery cost advantage is expected to last for (at least) several years**. 2018. Disponível em: <<https://insideevs.com/news/339447/tesla-leads-the-way-in-cheapest-battery-pack-costs/>>. Acesso em: 27 abr. 2019.

DAVID REICHMUTH (Estados Unidos). Union Of Concerned Scientists Org.). **Accelerating US Leadership in Electric Vehicles: Incentives Boost Sales and Decrease Costs, Benefiting Consumers and Industry**. 2017. Disponível em: <[https://www.ucsusa.org/sites/default/files/attach/2017/09/cv-factsheets-ev-incentives.pdf?\\_ga=2.108452610.1630188791.1517413160-1434713090.1436805699](https://www.ucsusa.org/sites/default/files/attach/2017/09/cv-factsheets-ev-incentives.pdf?_ga=2.108452610.1630188791.1517413160-1434713090.1436805699)>. Acesso em: 27 abr. 2019.

CICLO VIVO. **Energia solar fotovoltaica no Brasil cresceu 300% em 2016**. 2017. Disponível em: <<https://ciclovivo.com.br/planeta/desenvolvimento/energia-solar-fotovoltaica-no-brasil-cresceu-300-em-2016/>>. Acesso em: 14 mar. 2019.

FOLHA DE S.PAULO. **Crescem concessões de crédito para sistemas domésticos de energia solar**. Folha de S.Paulo, São Paulo, 1 mar. 2024. Mercado. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2024/03/crescem-concessoes-de-credito-para-sistemas-domesticos-de-energia-solar.shtml>>. Acesso em: 3 out. 2024.

ANEEL. **Geração distribuída: relatórios e indicadores**. 2024a. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>>. Acesso em: 18 agosto 2024.

ANEEL. Sgt. Aneel (Org.). **Bandeiras Tarifárias**. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 03 out. 2024.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e estabelece o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 160, nº 4-A, p. 1, 7 jan. 2022.

SECPOWER. **Armazenamento de energia e o Marco Legal da Geração Distribuída**. SECPower, s.d.. Disponível em: <<https://secpower.com.br/armazenamento-de-energia-e-marco-legal-geracao-distribuida/>>. Acesso em: 7 out. 2024.

MEDEIROS, Carlos Augusto Guimarães; SOUSA, José de Alencar Vaz de; MARTINS, André Mendes. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia – Fundamentos para redução de picos de potência**. In: Congresso Brasileiro de energia solar, 6., 2016, Belo Horizonte. Anais. Belo Horizonte: Cbens, 2019. p. 1 - 8.

FURTADO, José Geraldo de Melo; LADEIRA, Natalia; LOPES, Francisco da Costa. Análise energético-econômica de sistemas de geração distribuída e cogeração à base de células a combustível para aplicações residenciais. in: Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, 24., 2017, Curitiba. **Grupo de estudo de produção térmica e fontes não convencionais - gpt**. Rio de Janeiro: Snptee, 2017. p. 1 - 8.

LOPES, Francisco da Costa et al. Estudo de viabilidade técnico-econômica de sistemas de armazenamento de energia com base em hidretos metálicos. In: seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, 23., 2015, foz do iguaçu. **Grupo de estudo de produção térmica e fontes não convencionais - gpt**. Rio de Janeiro: snptee, 2015. P. 1 - 10.

FURTADO, José Geraldo de Melo; CURI, Marina Oliveira; GUTIERRES, Taisa Eva Fuziger. Geração elétrica a partir de fontes renováveis e armazenamento energético no sistema elétrico integrado: uma análise tecnológica. In: seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, 22., 2013, Brasília. **Grupo de estudo de produção térmica e fontes não convencionais - gpt**. Rio de Janeiro: Snptee, 2013. p. 1 - 9.

MATTES, P.; OLIVEIRA, A. K. V.; MONTENEGRO, A. De A.; RUTHER, Ricardo. **Performance of an electric bus, powered by solar energy**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS 2018, 2018, Gramado-RS. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Porto Alegre-RS: ABENS, 2018. v. 1. p. 1-9.

LÓPEZ, R. Dufo et al. Analysis of power supply possibilities through lithium batteries connected to the AC grid. **International Conference On Renewable Energy And Power Quality Journal**. Tenerife, p. 751-755. abr. 2018. Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq18/456-18-dufo.pdf>>. Acesso em: 26 maio 2019.

ZHANG, Yang et al (Ed.). Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation. **Applied Energy**. Stockholm, p. 397-411. abr. 2017.

CRISTÓBAL-MONREAL, I.r.; DUFO-LÓPEZ, R.; YUSTA-LOYO, J. M.. Influence of the battery model in the optimisation of stand-alone renewable systems. **International Conference On Renewable Energies And Power Journal**. Madrid, p. 185-189. maio 2016.

GE-FUEL CELLS: THE POWER OF TOMORROW. Estados Unidos: General Electric Company, 2015. Disponível em: <[https://www.ge.com/sites/default/files/GE\\_FuelCells.pdf](https://www.ge.com/sites/default/files/GE_FuelCells.pdf)>. Acesso em: 08 jun. 2019.

BIGDELI, Nooshin et al. Optimal management of hybrid PV/fuel cell/battery power system: A comparison of optimal hybrid approaches. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. Qazin, p. 377-393. fev. 2015.

MARINO et al. An energy self-sufficient public building using integrated renewable sources and hydrogen storage. **Energy**. Reggio Calabria, p. 95-105. 1 jul. 2013.

TRIVIÑO, Pablo García et al. Long-term optimization based on PSO of a grid-connected renewable energy/battery/hydrogen hybrid system. **International Journal Of Hydrogen Energy**. Cadiz, p. 10805-10816. 15 jul. 2014.

LI, Chun Hua et al. Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. **Renewable Energy**. Shanghai, p. 815-826. mar. 2009.

CASTAÑEDA, Manuel et al. Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system. **International Journal Of Hydrogen Energy**. Cadiz, p. 3830-3845. 1 abr. 2013.

DARRAS, C. et al. Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model. **International Journal Of Hydrogen Energy**. Ajaccio, p. 3322-3332. abr. 2010.

PARRA, David; WALKER, Gavin S.; GILLOTT, Mark. Modeling of PV generation, battery and hydrogen storage to investigate the benefits of energy storage for single dwelling. **Sustainable Cities And Society**. Nottingham, p. 1-10. fev. 2014.

SAFARI, S.; ARDEHALI, M. M.; SIRIZI, M. J.. Particle swarm optimization based fuzzy logic controller for autonomous green power energy system with hydrogen storage. **Energy Conversion And Management**. Tehran, p. 41-49. jan. 2013.

SCROSATI, Bruno; JÜRGENGARCHE. Lithium batteries: Status, prospects and future. **Journal Of Power Sources**. Roma, p. 2419-2430. 1 maio 2010.

TERRANOVA, Maria Letizia et al. Si/C hybrid nanostructures for Li-ion anodes: An overview. **Journal Of Power Sources**. Roma, p. 167-177. 15 jan. 2014.

MCDOWALL, Jim. Understanding lithium-ion technology. In: **The battcon stationary battery conference and trade show**, 14., 2010, Flórida. Proceedings... Marco Island: Battcon, 2008. p. 1 - 10.

ANDREAS DINGER (Estados Unidos). The Boston Consulting Group. **Batteries for Electric Cars: Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2020**. 2018. Disponível em: <<https://www.bcg.com/documents/file36615.pdf>>. Acesso em: 09 jul. 2019.

TREMBLAY, Olivier; DESSAINT, Louis A.. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. **World Electric Vehicle Journal**. Stavanger, p. 289-298. maio 2009.

ZHANG, Yang et al. Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: A case study in Sweden. **Energy Conversion And Management**. Stockholm, p. 249-263. 1 fev. 2017.

Hidrogênio energético no Brasil - Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025. Série Documentos Técnicos, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), Brasília, ago. 2010.

LOTOTSKYY, M.; YARTYS, V. A.. Comparative analysis of the efficiencies of hydrogen storage systems utilising solid state H storage materials. **Journal Of Alloys And Compounds**. Western Cape, p. 365-373. 5 out. 2015.

ALVES, Janaina. **O que é célula a combustível?** 2012. Disponível em: <<http://www.usp.br/portaliobiosistemas/?p=4316>>. Acesso em: 13 out. 2019.

**THE Hydrogen Electrolyser**. S.i.: Phi Suea House Project, 2015. (4 min.), son., color. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=WfkNf7kMZPA>>. Acesso em: 13 out. 2019.

HIRSCHENHOFER, J.h. et al. **Fuel Cell Handbook**. 4. ed. [s.i.]: Parsons Corporation, 1998. 268 p.

REIS, Pedro. **Células de Combustível: Principais tipos e características**. 2019. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/celulas-de-combustivel-tipos/>>. Acesso em: 13 out. 2019.

LINDEN, David; REDDY, Thomas B.. **HANDBOOK OF BATTERIES**. 3. ed. Mcgraw-hill: The Mcgraw-hill Companies, 2002. 1454 p.

LINARDI, Marcelo. **TECNOLOGIA DE CÉLULAS A COMBUSTÍVEL**. Química Nova. São Paulo, p. 538-546. 29 jul. 1999.

LARMINIE, J. Fuel Cells Systems Explained. Editora John Willey & Sons. West Sussex, Inglaterra. 2003. 2ª ed. 405 p.

KORDESCH, K.; SIMADER, G., **Fuel Cells and their applications**, [S.I.], Wiley-VCH, 25 mar. 1996. 375 p.

PROIETTI, Eric et al. **Iron-based cathode catalyst with enhanced power density in polymer electrolyte membrane fuel cells**. Nature Communications. Québec, p. 1038-1427. 2 ago. 2011. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/ncomms1427>>. Acesso em: 13 out. 2019.

HOOGERS, Gregor. **FUEL CELL TECHNOLOGY HANDBOOK**. Boca Raton, FL: CRC Press Llc, 2003. 286 p.

WANG, Yun et al. **A review of polymer electrolyte membrane fuel cells: Technology, applications, and needs on fundamental research**. Applied Energy. [california], p. 981-1007. 24 set. 2011.

LABTECH INTERNATIONAL, **HBond – 7000L**. Disponível em: <<http://www.labtech-hydrogen.com/index.php?page=HS3>>. Acesso em: 13 out. 2019

Zittel, Werner & Wurster, Reinhold & Bolkow, Ludwig. **Advantages and Disadvantages of Hydrogen**. Hydrogen in the Energy Sector. Systemtechnik Gmbitt., 1996.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells**. Paris. 2015. Disponível em:

<<http://www.iea.org/publications/freepublications/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2019.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. Comparative study of different fuel cell technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 981-989, jan. 2012.

NEHRIR, M. H.; WANG, C. **Modeling and Control of Fuel Cells: Distributed Generation Applications**. New Jersey: John Miley & Sons, 2009.

REVANKAR, S.; MAJUMDAR, P. **Fuel Cells: Principles, Design and Analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2014.

PV SYST (Estados Unidos). **PV Syst**. 2021. Disponível em: <<https://www.PV Syst.com/about-us/>>. Acesso em: 30 maio 2021.

SILVA, João Vitor Linhares; RODRIGUES, Mateus Ismael; TAPIA, Gabriel Ivan Medina. ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-SOLAR OFF-GRID EM UMA REGIÃO RURAL NO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Fortaleza, p. 1-11. 1 jun. 2020.

SOUZA, Adriana Schilive de; MARIANO, Juliana D'Angela; URBANETZ JUNIOR, Jair. SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 10kW<sub>p</sub> CONECTADO À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM CURITIBA. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Fortaleza, p. 1-10. 1 jun. 2020.

FINOTTI, Ariane Silva; ALMEIDA, Marcelo Pinho; ZILLES, Roberto. SIMULAÇÃO DO USO DE BATERIAS ADOTANDO A TARIFA BRANCA PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE CLASSE RESIDENCIAL. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado, p. 1-5. 17 abr. 2018.

MERMOUD, André; VILLOZ, Adrien; WITTMER, Bruno. SIMULATION OF GRID-TIED PV SYSTEMS WITH BATTERY STORAGE IN PV SYST. **36Th European Pv Solar Energy Conference And Exhibition**. Marseille, p. 1-6. 9 set. 2019.

Governo do estado do Ceará. Enel é multada pela Arce em R\$ 28 milhões. 20 ago. 2024. Disponível em: <<https://www.ceara.gov.br/2024/08/20/enel-e-multada-pela-arce-em-r-28-milhoes/>>. Acesso em: 24 agosto 2024.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (org.). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicas. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

ARAÚJO, D. V. D.; SILVA, F. P. da; SILVA, M. V. A. da; PEDROZA, P. V. F.; COSTA, D. A. C.; LIMA, M. G. de. ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE E INSTALADO NO IFCE CAMPUS CEDRO. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2024. DOI:



10.59627/cbens.2024.2365. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2365>>. Acesso em: 3 out. 2024.

LABREN. **Atlas de Sensibilidade Climática: Ceará.** Disponível em: <[https://labren.ccst.inpe.br/atlas\\_2017\\_CE.html#mod](https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_CE.html#mod)>. Acesso em: 24 agosto 2024.

BYD. **Armazenamento de energia. 2024.** Disponível em: <<https://bydenergia.com/produtos/armazenamento-de-energia>>. Acesso em: 24 agosto 2024.

GOODWE. **GW\_Battery Compatibility Overview-EN.** Disponível em: <<https://en.goodwe.com/es-series-single-phase-hybrid-solar-inverter>>. Acesso em: 24 agosto 2024.

KHATIB, T.; MUHSEN, D. H. Optimal Sizing of Standalone Photovoltaic System Using Improved Performance Model and Optimization Algorithm. **Energy Sustainability**, 2020. v. 12, n. 6, p. 2233. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/su12062233>>. Acesso em: 25 agosto 2024.

ANEEL. Nota Técnica nº 362/2010-SRESRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010. Brasília, DF, 2010a. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota\\_tecnica\\_n%C2%BA\\_362\\_2010\\_sre-srd-aneel.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf)>. Acesso em: 24 agosto 2024.

Spitthoff, L.; Shearing, P.R.; Burheim, O.S. TEMPERATURE, AGEING AND THERMAL MANAGEMENT OF LITHIUM-ION BATTERIES. **Advanced Technology to Improve Energy Efficiency and Storage.** Noruega, v. 14, n. 5, p. 1248. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en14051248>>. Acesso em: 25 agosto 2024.

DIÁRIO DO NORDESTE. Após 10 anos de aumentos, por que conta de luz pode ficar mais barata em 2024 no Ceará?. Diário do Nordeste, 05 out. 2023. Disponível em: <<https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/negocios/apos-10-anos-de-aumentos-por-que-counta-de-luz-pode-ficar-mais-barata-em-2024-no-ceara-1.3499988>>. Acesso em: 03 out. 2024.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.433, de 3 de outubro de 2023. Aprova as Tarifas de Energia Elétrica para o Ceará. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20243319\\_1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20243319_1.pdf)>. Acesso em: 03 out. 2024.

EBAY. **BYD B-Plus L 2.5 - 2.56KWh Lithium Battery 50Ah 51.2V.** Disponível em: <<https://www.ebay.co.uk/itm/135058477438>>. Acesso em: 26 agosto 2024.

DAH SOLAR. **DHM-72X10-DG 525-555W Double Glass Mono High Efficiency Solar Panels.** Disponível em: <[https://pt.dahsolarpv.com/dhm-72x10-dg-525-555w-double-glass-mono-high-efficiency-solar-panels\\_p185.html](https://pt.dahsolarpv.com/dhm-72x10-dg-525-555w-double-glass-mono-high-efficiency-solar-panels_p185.html)>. Acesso em: 28 agosto 2024.

ANEEL. Luz na Tarifa: Base de Tarifas. 2024b. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#>>. Acesso em: 26 set. 2024.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma consolidada. 2021a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 29 agosto 2024.

PORTAL SOLAR. Quanto custa para instalar energia solar?. [s.d.]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>. Acesso em: 3 out. 2024.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). Irradiância e Temperaturas Médias em Fortaleza. 2020. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br>>. Acesso em: 30 agosto 2024.

GLOBAL SOLAR ATLAS. Kuala Lumpur Solar Resource Data. 2021. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info>>. Acesso em: 30 agosto 2024.

NASA. Atacama Desert Solar Radiation Data. 2022. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov>>. Acesso em: 30 agosto 2024.

SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT (SWERA). Solar Resource Data for Sharurah. 2020. Disponível em: <https://energydata.info>>. Acesso em: 27 set. 2024.

EUROPEAN COMMISSION PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS). Solar Radiation Data for Stockholm. 2021. Disponível em: <[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)>. Acesso em: 30 agosto 2024.

ANEEL divulga desempenho e ranking das distribuidoras sobre fornecimento de energia em 2021. 2021b. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-divulga-desempenho-e-ranking-das-distribuidoras-sobre-fornecimento-de-energia-em-2021>>. Acesso em: 30 agosto 2024.

## ANEXO A: DATASHEET INVERSOR GOODWE GW3648D-ES (14A)

# GOODWE

## ES Series (14A) Single-phase Hybrid Inverter (LV)

The GoodWe ES Series is a bi-directional energy storage inverter with the ability to control the flow of energy intelligently. During the day, the PV array generates electricity which can be provided either to the loads, fed into the grid or charge the battery, depending on the economics and set-up. The electricity stored can be released when the loads require it during the night, including inductive loads such as air conditioners or refrigerators. Additionally, the power grid can also charge storage devices via the inverter. An all-round intelligent system for maximum energy flexibility.



Charge controller and inverter integrated



Maximum charge and discharge up to 100A



Export control (Zero export)



IP65 dustproof and waterproof



10ms UPS-level Switching



Fanless design, long lifespan

## ES Series (14A)

GOODWE

Technical Data	GW3648D-ES <sup>7</sup>	GW5048D-ES <sup>8</sup>
<b>Battery Input Data</b>		
Battery Type <sup>1</sup>	Li-Ion	Li-Ion
Nominal Battery Voltage (V)	48	48
Battery Voltage Range (V)	40 – 60	40 – 60
Start-up Voltage (V)	40	40
Number of Battery Input	1	1
Max. Continuous Charging Current (A) <sup>1</sup>	75	100
Max. Continuous Discharging Current (A) <sup>1</sup>	75	100
Max. Charging Power (W)	3600	4600
Max. Discharging Power (W)	3600	4600
<b>PV String Input Data</b>		
Max. Input Power (W)	4600	6500
Max. Input Voltage (V)	580	580
MPPT Operating Voltage Range (V)	125 – 550	125 – 550
Start-up Voltage (V)	125	125
Nominal Input Voltage (V)	360	360
Max. Input Current per MPPT (A)	14	14
Max. Short Circuit Current per MPPT (A)	17.5	17.5
Number of MPPTs	2	2
Number of Strings per MPPT	1	1
<b>AC Output Data (On-grid)</b>		
Nominal Output Power (W)	3680	5000
Nominal Apparent Power Output to Utility Grid (VA) <sup>2</sup>	3680	5000
Max. Apparent Power Output to Utility Grid (VA) <sup>2</sup>	3680	5000
Max. Apparent Power from Utility Grid (VA)	7360	9200
Nominal Output Voltage (V)	230	230
Output Voltage Range (V)	0 – 300	0 – 300
Nominal AC Grid Frequency (Hz)	50 / 60	50 / 60
AC Grid Frequency Range (Hz)	45 – 65	45 – 65
Max. AC Current Output to Utility Grid (A)	16.0 <sup>3</sup>	24.5
Max. AC Current From Utility Grid (A)	32	40
Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)	
Max. Total Harmonic Distortion	<3%	<3%
<b>AC Output Data (Back-up)</b>		
Back-up Nominal Apparent Power (VA)	3680	4600
Max. Output Apparent Power without Grid (VA) <sup>4</sup>	3680 (5520@10sec)	4600 (6900@10sec)
Max. Output Apparent Power with Grid (VA)	3680	4600
Max. Output Current (A)	16	20
Nominal Output Voltage (V)	230 (±2%)	230 (±2%)
Nominal Output Frequency (Hz)	50 / 60 (±0.2%)	50 / 60 (±0.2%)
Output THDv (@Linear Load)	<3%	<3%
<b>Efficiency</b>		
Max. Efficiency	97.6%	97.6%
European Efficiency	97.0%	97.0%
Max. Battery to AC Efficiency	94.0%	94.0%
MPPT Efficiency	99.9%	99.9%
<b>Protection</b>		
PV Insulation Resistance Detection	Integrated	Integrated
Residual Current Monitoring	Integrated	Integrated
PV Reverse Polarity Protection	Integrated	Integrated
Anti-islanding Protection	Integrated	Integrated
AC Overcurrent Protection	Integrated	Integrated
AC Short Circuit Protection	Integrated	Integrated
AC Overvoltage Protection	Integrated	Integrated
<b>General Data</b>		
Operating Temperature Range (°C)	-25 ~ +60	-25 ~ +60
Relative Humidity	0 ~ 95%	0 ~ 95%
Max. Operating Altitude (m)	3000	3000
Cooling Method	Natural Convection	Natural Convection
Display	LED, APP	LED, APP
Communication with BMS <sup>4</sup>	RS485, CAN	RS485, CAN
Communication with Meter	RS485	RS485
Communication with Portal	Wi-Fi	Wi-Fi
Weight (kg)	28	30
Dimension (W × H × D mm)	516 × 440 × 184	516 × 440 × 184
Noise Emission (dB)	<25	<25
Topology	Non-isolated	Non-isolated
Self-consumption at Night (W)	<13	<13
Ingress Protection Rating	IP65	IP65
Mounting Method	Wall Bracket	Wall Bracket

<sup>1</sup>: The actual charge and discharge current also depends on the battery.

<sup>2</sup>: 4600 for VDE 0126-1-1 & VDE-AR-N4105 & NRS 097-2-1, 5100 for CEI 0-21 (GW5048D-ES); 4050 for CEI 0-21 (GW3648D-ES).

<sup>3</sup>: Can be reached only if PV and battery power is enough.

<sup>4</sup>: CAN communication is configured by default. If 485 communication is used, please replace the corresponding communication line.

<sup>5</sup>: 4600 for VDE 0126-1-1 & VDE-AR-N4105 & NRS 097-2-1, 4600 for CEI 0-21 (GW5048D-ES).

<sup>6</sup>: 18 for CEI 0-21.

<sup>7</sup>: FOR AUSTRALIA ONLY. Model GW3648D-ES inverters are designed without DC switch. For inverters designed with DC switch, the model name should be GW3648C-ES.

<sup>8</sup>: FOR AUSTRALIA ONLY. Model GW5048D-ES inverters are designed without DC switch. For inverters designed with DC switch, the model name should be GW5048C-ES.

\*: Please visit GoodWe website for the latest certificates.



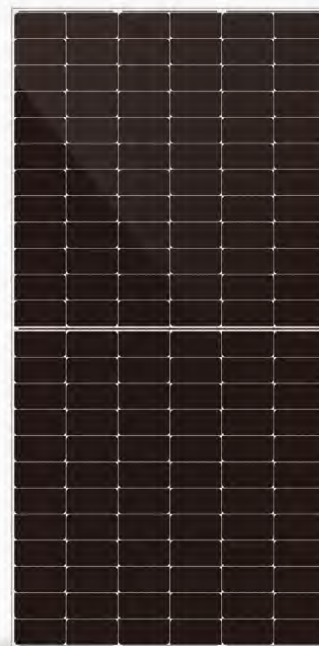
## ANEXO B: DATASHEET MÓDULO DAH SOLAR DHM-72X10 545W



DHM-72X10

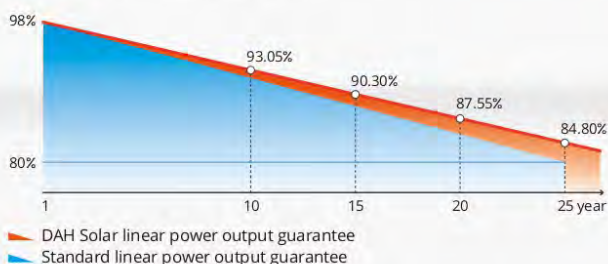
# 540~555W

Half-Cell High Efficiency PV Module



### Quality Guarantee

12-Year material & technology warranty  
25-Year linear power output warranty



- More Power Generation**  
 Larger size of light receiving area and higher module conversion efficiency
- 10 Busbar Technology**  
 Higher power collection density improves power generation
- Stable Generation Performance**  
 Guaranteed 0~+5W positive tolerance and slower power attenuation:  
 first year ≤2%, 0.55% per year from 2-25
- Higher Power Gains and Lower Losses**  
 Excellent low irradiance performance and low shadow loss
- Process Optimized and Upgraded**  
 Lower risk of hot spot and stronger anti-PID ability
- Strong Environmental Adaptability and Great Durability**  
 Certified by Dust-Sand, Salt-Mist, Ammonia etc. weather resistance tests and enhanced mechanical load: wind load (2400 Pa) and snow load (5400 Pa)

### Comprehensive Products and System Certificates



IEC 61215 / IEC 61730 / CE / FIDE / INMETRO  
 ISO 45001-  
 2018/International standards for occupational health & safety  
 ISO 14001-  
 2015/Standards for environmental management system  
 ISO 9001-  
 2015/Quality management system

# DHM-72X10-540~555W



Design	Mechanical Specification
	<b>Cells Type</b> Mono 182×91mm
	<b>Dimension (L×W×T)</b> 2278×1134×30mm
	<b>Weight</b> 29kg
	<b>Packing</b> 36pcs/pallet, 720pcs/40HQ
	<b>Output Cable (Including connector)</b> 4.0mm <sup>2</sup> , 300/400mm in length, length can be customized
	<b>No. of Cells</b> 144 (6×24)
	<b>Glass</b> 3.2mm High Transmission, Antireflection Coating
	<b>Junction box</b> IP68, 3 Bypass Diodes
	<b>Connector</b> MC4 Compatible
	<b>Operating Parameters</b>
	<b>Maximum system voltage</b> 1500V DC
	<b>Operating Temperature</b> -40 ~ +85°C
	<b>Maximum series fuse rating</b> 25A
	<b>Snow load, frontside</b> 5400Pa
	<b>Wind load, backside</b> 2400Pa
	<b>Nominal operating cell temperature</b> 45°C±2°C
	<b>Application level</b> Class A

## STC-Electrical Characteristics

Module Type	DHM-72X10			
Maximum Power (Pmax/W)	540	545	550	555
Open-circuit Voltage (Voc/V)	49.8	50.0	50.2	50.4
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	42.0	42.2	42.4	42.6
Short-circuit Current (Isc/A)	13.66	13.72	13.78	13.84
Maximum Power Current (Imp/A)	12.86	12.91	12.97	13.03
Module Efficiency (%)	20.89	21.09	21.30	21.48
Temperature Coefficient of Isc			0.05%/°C	
Temperature Coefficient of Voc			-0.31%/°C	
Temperature Coefficient of Pmax			-0.35%/°C	

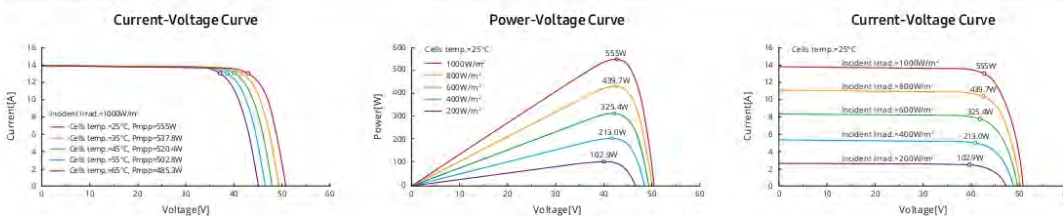
Standard Test Environment: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, Spectrum AM1.5

## NOCT-Electrical Characteristics

Maximum Power (Pmax/W)	402	405	409	413
Open-circuit Voltage (Voc/V)	46.7	46.9	47.1	47.3
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	39.4	39.6	39.8	40.0
Short-circuit Current (Isc/A)	11.04	11.09	11.13	11.18
Maximum Power Current (Imp/A)	10.20	10.24	10.29	10.33

Standard Test Environment: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s

## I-V Curve DHM-72X10-555W



Add: No.1 Yaoyuan Road, Luyang District, Hefei City, Anhui, China  
 E-mail: [sales@dh-solar.cn](mailto:sales@dh-solar.cn) Facebook: [www.facebook.com/DAHsolar](http://www.facebook.com/DAHsolar)

[www.dahsolarpv.com](http://www.dahsolarpv.com)

## ANEXO C: DATASHEET BANCO DE BATERIAS BYD B-BOX PRO 7.5



### B-Box 2.5 - 10.0 B-Plus 2.5



#### The battery for all applications

- From 2.56 to 81.9 kWh
- Flexible 2.56 kWh module
- Emergency-backup through high discharge power
- 1 and 3 phase systems
- Upgrade anytime
- Lithium iron phosphate battery: Maximum safety, cycle-stability and power



#### B-Box 2.5 to B-Box 10.0



- Flexible combination of capacity
- Modular design simplifies transport and installation (19" plug-in units)

The BYD B-Box is a lithium iron phosphate (LiFePO<sub>4</sub>) battery unit with battery management system (BMS) for usage with an external inverter. Thanks to its modular design B-Box grows with its requirements.:

- **B-Box 2.5** (2.56 kW / 2.56 kWh)
- **B-Box 5.0** (5.12 kW / 5.12 kWh)
- **B-Box 7.5** (7.68 kW / 7.68 kWh)
- **B-Box 10.0** (10.24 kW / 10.24 kWh)

All systems can be extended with the battery modules **B-Plus 2.5** at any time. This way in parallel connection up to 10.24 kWh usable capacity per cabinet and 81.92 kWh in 8 cabinets are possible.

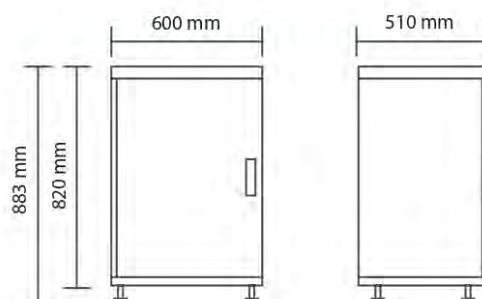
#### B-Plus 2.5



- CE and TÜV certified BYD B-Plus 2.5 module (U3A1-50P-A)
- Proven and tested in telecommunications and energy storage applications worldwide
- Environment-friendly, high-performance LiFePO<sub>4</sub> battery technology



## Dimensions



## Technical parameters



	B-Box 2.5	B-Box 5.0	B-Box 7.5	B-Box 10.0	B-Plus 2.5
Battery type	Lithium iron phosphate (LiFePO <sub>4</sub> )				
Battery configuration	1 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	2 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	3 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	4 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51.2 V)	Battery module 50 Ah; 51.2 V
Usable capacity <sup>1</sup>	2.56 kWh	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	2.56 kWh
Max output power	2.56 kW	5.12 kW	7.68 kW	10.24 kW	2.56 kW
Peak output power, 30 sec	5.12 kW	10.24 kW	15.36 kW	20.48 kW	5.12 kW
Nominal voltage	51.2 V <sub>DC</sub>				
Voltage range	43.2 - 56.4 V				
Ambient temperature <sup>2</sup>	-10 °C to +50 °C				
Interfaces	RS485/CAN				
Round trip energy efficiency	≥ 95.3 %				
Warranty	10 years				
Certifications and standards	TÜV / CE / UN38.3 / Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher (Safety Guideline)				
IP protection class	IP 20				
Dimensions (W/D/H)	600 x 510 x 883 mm				483 x 490 x 130 mm
Weight	79 kg	113 kg	146 kg	180 kg	34 kg
Compatible inverters	SMA / Goodwe / Solax / Victron, more brands to be announced				
Scalable	Extend anytime / up to 8 systems parallel / 81.92 kWh				

[1] Test Conditions: 0.25C discharge @+25°C  
 [2] -10°C to 12°C will be derating

BYD  
 BYD Company Limited  
[www.byd.com/energy](http://www.byd.com/energy)  
 E-Mail: [bydbbox@byd.com](mailto:bydbbox@byd.com)

BYD B-BOX EU Service Partner  
 EFT-Systems GmbH  
[www.eft-systems.de](http://www.eft-systems.de)  
[info@eft-systems.de](mailto:info@eft-systems.de)

Your energy storage expert:

## ANEXO D: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO ATC



Version 7.2.2

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Autoconsumo

Tables on a building

System power: 2725 Wp

Cidade 2000 - Brazil

| Author

**PVsyst V7.2.2**

VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Cidade 2000</b>	Latitude -3.75 °S	Albedo 0.20
Brazil	Longitude -38.47 °W	
	Altitude 28 m	
	Time zone UTC-3	
<b>Meteo data</b>		
Cidade 2000		
Meteonorm 8.0 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tables on a building</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Fixed plane	Detailed electrical calculation	Daily profile
Tilt/Azimuth 8 / -18 °	acc. to module layout	Constant over the year
		Average 10.9 kWh/Day
<b>System information</b>	<b>Inverters</b>	<b>Battery pack</b>
<b>PV Array</b>	Nb. of units 1 Unit	Storage strategy: Self-consumption
Nb. of modules 5 units	Pnom total 3680 W	Nb. of units 1 Unit
Pnom total 2725 Wp	Pnom ratio 0.740	Voltage 51 V
		Capacity 156 Ah

**Results summary**

Produced Energy 4339 kWh/year	Specific production 1592 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 74.96 %
		Solar Fraction SF 90.03 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Detailed User's needs	8
Main results	9
Loss diagram	10
Special graphs	11


**PVsyst V7.2.2**

 VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

 Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**General parameters**

Grid-Connected System		Tables on a building	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	
Orientation		Nb. of sheds	5 units
Fixed plane		<b>Sizes</b>	
Tilt/Azimuth	8 / -18 °	Sheds spacing	0.00 m
		Collector width	2.28 m
		<b>Shading limit angle</b>	
		Limit profile angle	172.0 °
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		Detailed electrical calculation	
		acc. to module layout	
<b>Storage</b>		<b>User's needs</b>	
Kind	Self-consumption	Daily profile	
<b>Charging strategy</b>		Constant over the year	
When excess solar power is available		Average	10.9 kWh/Day
<b>Discharging strategy</b>			
As soon as power is needed			

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	150	150	150	150	150	200	350	250	450	500	600	550	W
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	700	600	550	550	600	550	650	800	900	800	400	150	W

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	DAH Solar	Manufacturer	Goodwe
Model	DHM72X10-545	Model	GW3648D-ES
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	545 Wp	Unit Nom. Power	3.68 kWac
Number of PV modules	5 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	2725 Wp	Total power	3.7 kWac
Modules	1 String x 5 In series	Operating voltage	125-550 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.74
Pmpp	2488 Wp		
U mpp	189 V		
I mpp	13 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	3 kWp	Total power	3.7 kWac
Total	5 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	12.9 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	0.74
Cell area	11.9 m <sup>2</sup>		
<b>Battery Storage</b>		<b>Battery Pack Characteristics</b>	
<b>Battery</b>		Voltage	51 V
Manufacturer	BYD	Nominal Capacity	156 Ah (C10)
Model	B-Box PRO 7.5	Temperature	External ambient temperature
<b>Battery pack</b>			
Nb. of units	1 Unit		
Discharging min. SOC	20.0 %		
Stored energy	6.4 kWh		

**PVsyst V7.2.2**

VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**PV Array Characteristics****Battery Storage****Battery input charger**

Model	Generic
Max. charg. power	2.4 kWdc
Max./Euro effic.	97.0/95.3 %

**Battery to Grid inverter**

Model	Generic
Max. disch. power	0.9 kWac
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %



**PVsyst V7.2.2**

VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 20.0 W/m²K  
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 94 mΩ  
Loss Fraction 0.6 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.3 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**Spectral correction**

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 230 Vac mono  
Loss Fraction 0.95 % at STC

**Inverter: GW3648D-ES**

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 4 mm²  
Wires length 20 m





**PVsyst V7.2.2**

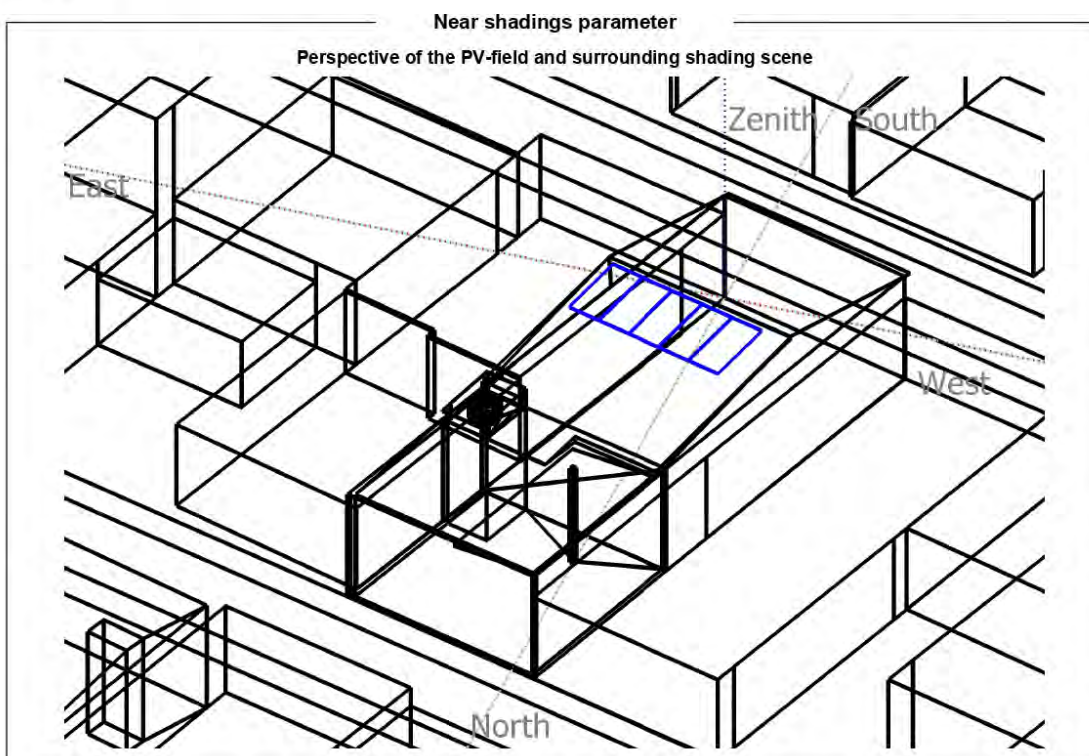
VC2, Simulation date:

26/09/24 21:13

with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Autoconsumo





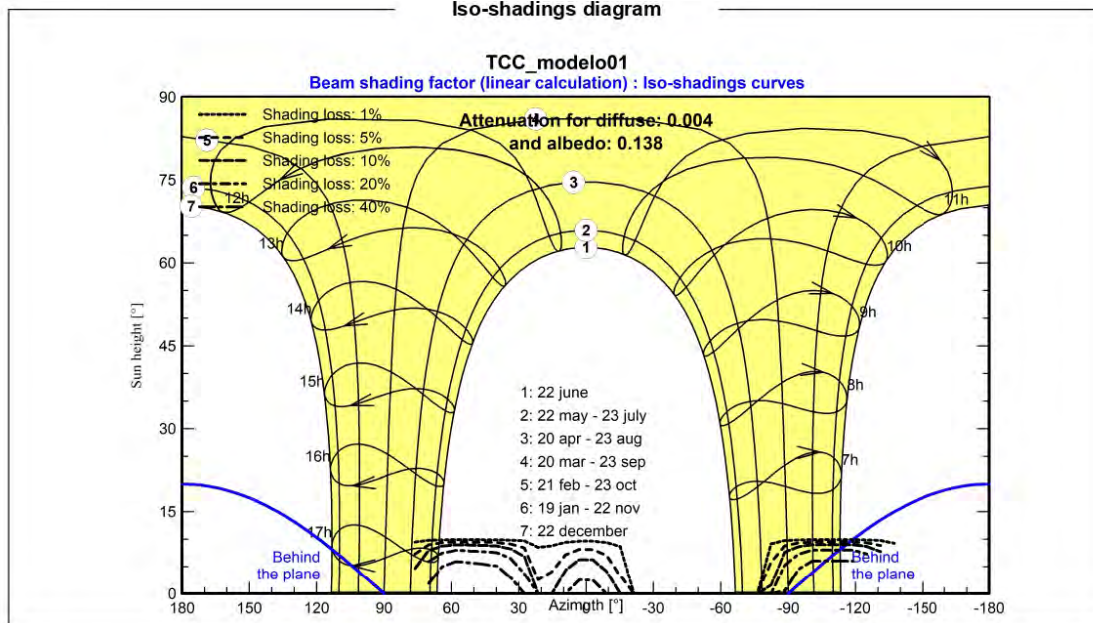


**PVsyst V7.2.2**

VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**Iso-shadings diagram**




**PVsyst V7.2.2**

VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

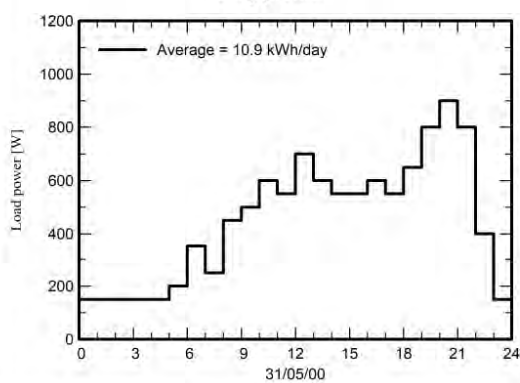
Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**Detailed User's needs**

Daily profile, Constant over the year, average = 10.9 kWh/day

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	W	
	150	150	150	150	150	200	350	250	450	500	600	550	700	600	550	550	600	550	650	800	900	800	400	150	W	
																										W

**Daily profile**





Project: TCC\_modelo01  
 Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**PVsyst V7.2.2**

VC2, Simulation date:  
 26/09/24 21:13  
 with v7.2.2

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 4339 kWh/year

Specific production 1592 kWh/kWp/year

Performance Ratio PR 74.96 %

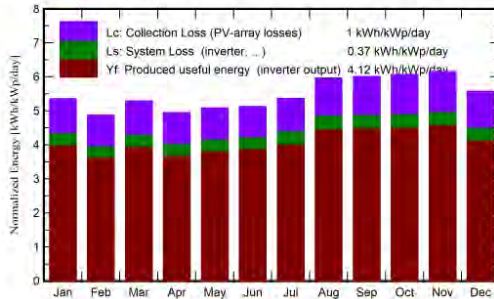
Solar Fraction SF 90.03 %

**Battery aging (State of Wear)**

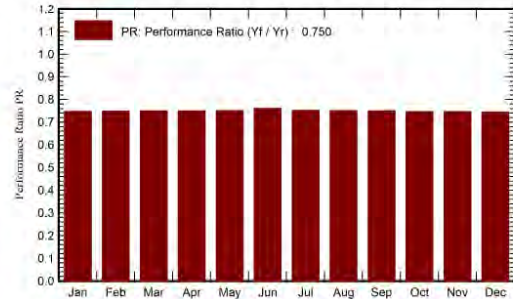
Cycles SOW 96.3 %

Static SOW 90.0 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EfrGrid kWh
January	173.6	81.56	27.51	166.2	156.6	368.8	337.9	306.5	32.02	31.35
February	140.0	76.15	27.35	136.5	128.9	303.8	305.2	252.4	26.27	52.83
March	164.1	86.35	27.29	164.1	155.3	364.8	337.9	294.4	40.72	43.49
April	145.4	71.91	26.69	148.4	140.3	330.5	327.0	262.6	40.54	64.37
May	150.3	75.12	27.19	157.6	149.2	353.3	337.9	296.1	26.48	41.77
June	145.5	68.91	26.40	153.9	145.7	346.9	327.0	290.9	28.12	36.08
July	157.8	71.68	26.59	166.4	157.6	373.8	337.9	306.0	34.66	31.90
August	177.8	71.50	26.83	185.0	175.7	412.3	337.9	323.4	55.12	14.50
September	178.6	77.10	26.65	180.3	171.2	400.7	327.0	307.7	60.82	19.29
October	191.7	81.22	27.39	188.1	178.3	416.3	337.9	321.0	61.44	16.93
November	193.4	66.71	27.24	184.7	174.8	408.2	327.0	312.3	63.53	14.67
December	183.4	70.98	27.80	172.8	162.9	382.2	337.9	308.3	42.42	29.58
Year	2001.5	899.17	27.08	2004.0	1896.6	4461.7	3978.5	3581.7	512.11	396.77

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EfrGrid	Energy from the grid

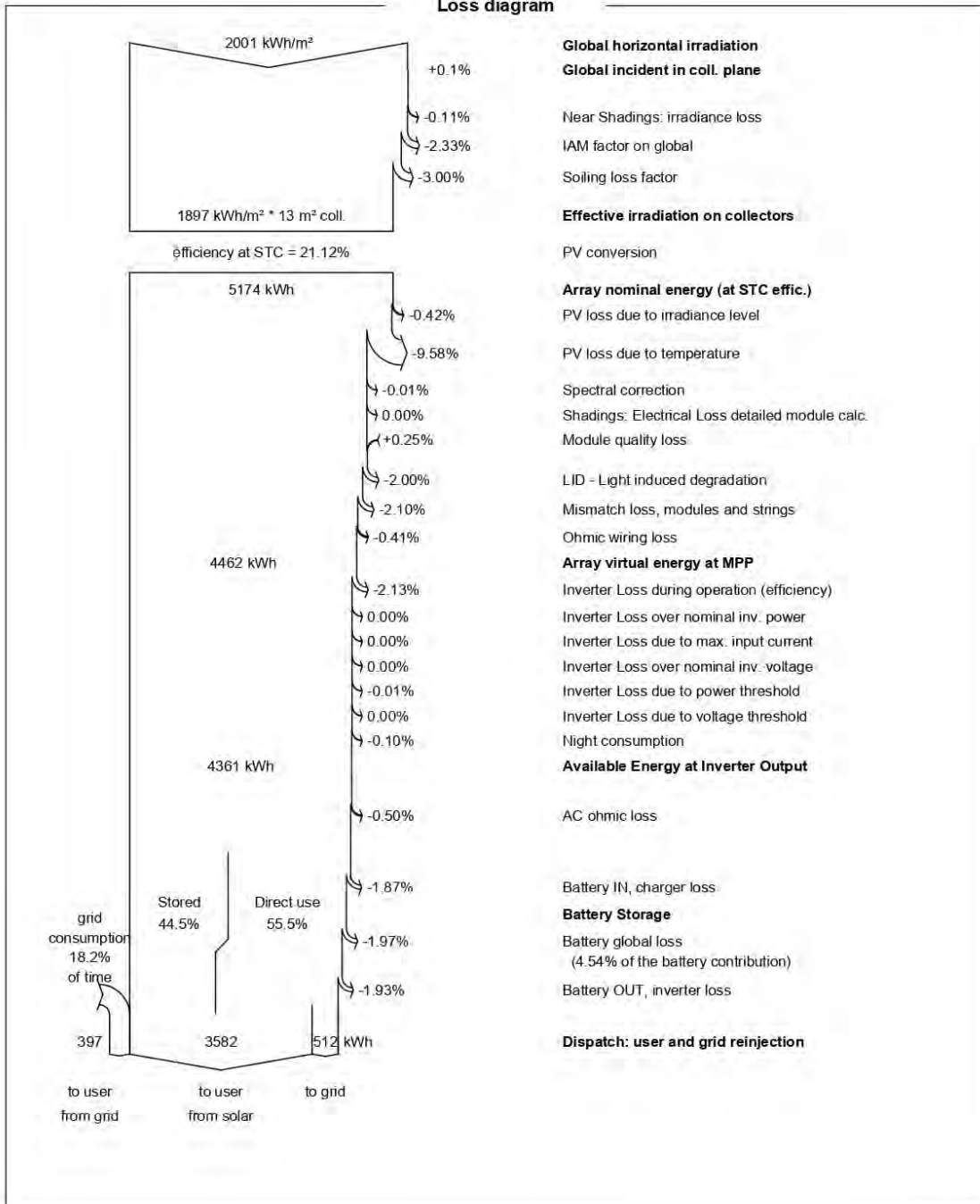


**PVsyst V7.2.2**

VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**Loss diagram**





**PVsyst V7.2.2**

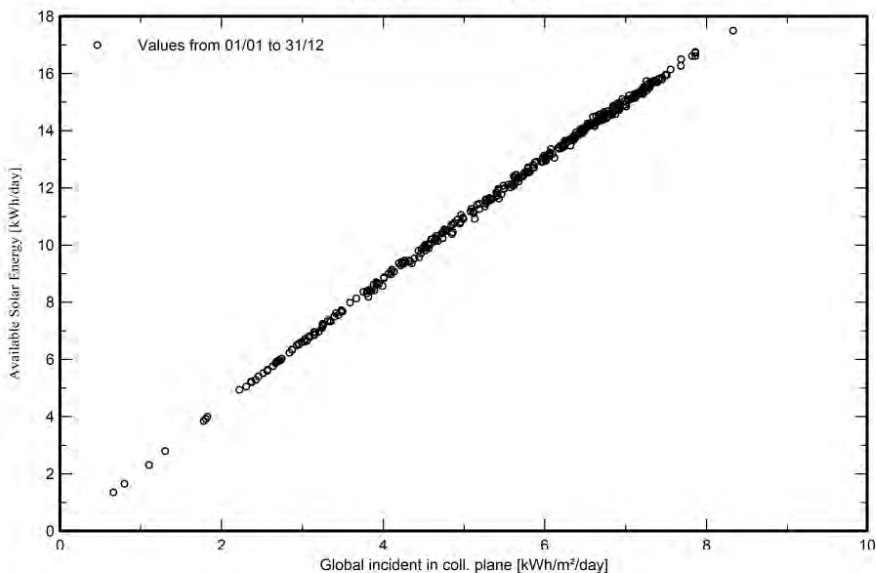
VC2, Simulation date:  
26/09/24 21:13  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

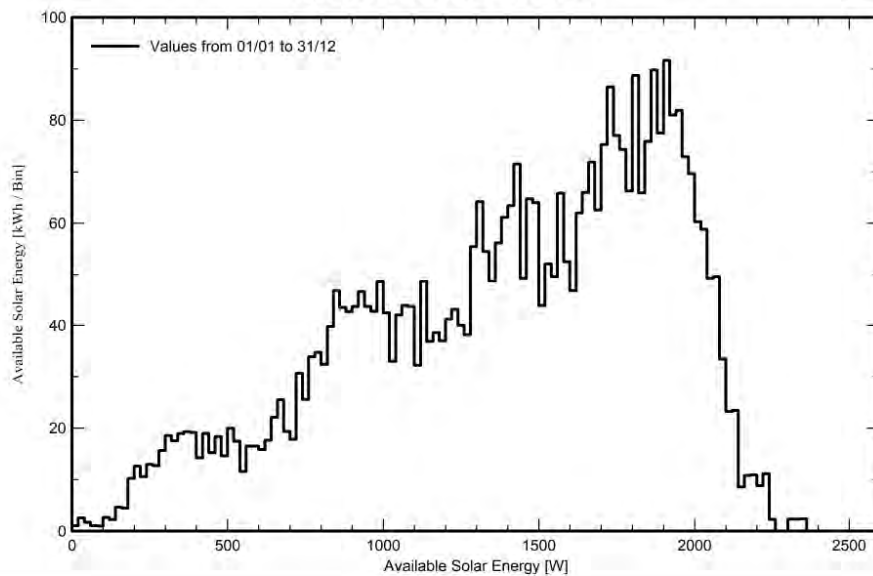
Variant: Simulação 01 Autoconsumo

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



## ANEXO E: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO 01 RDP



Version 7.2.2

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Redução de Pico

Tables on a building

System power: 2725 Wp

Cidade 2000 - Brazil

| Author



**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Cidade 2000</b>	Latitude -3.75 °S	Albedo 0.20
Brazil	Longitude -38.47 °W	
	Altitude 28 m	
	Time zone UTC-3	
<b>Meteo data</b>		
Cidade 2000		
Meteonorm 8.0 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tables on a building</b>	<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	Unlimited load (grid)
Fixed plane	Detailed electrical calculation	
Tilt/Azimuth 8 / -18 °	acc. to module layout	
<b>System information</b>	<b>Inverters</b>	<b>Battery pack</b>
<b>PV Array</b>	Nb. of units 1 Unit	Storage strategy: Peak shaving
Nb. of modules 5 units	Pnom total 3680 W	Nb. of units 1 Unit
Pnom total 2725 Wp	Grid power limit 1000 W	Voltage 51 V
	Grid lim. Pnom ratio 2.725	Capacity 156 Ah

**Results summary**

Produced Energy 4255 kWh/year	Specific production 1561 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 75.31 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9




**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico

**General parameters**

Grid-Connected System		Tables on a building		Models used	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	5 units	Diffuse	Perez, Meteonom
Fixed plane		<b>Sizes</b>		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	8 / -18 °	Sheds spacing	0.00 m		
		Collector width	2.28 m		
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle	172.0 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Detailed electrical calculation acc. to module layout		Unlimited load (grid)	
<b>Storage</b>				<b>Grid power limitation</b>	
Kind	Peak shaving			Active Power	1000 W
<b>Charging strategy</b>		<b>Discharging strategy</b>		Pnom ratio	2.725
Available power over Grid limit	0 KW	As soon as power is needed			

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	DAH Solar	Manufacturer	Goodwe
Model	DHM72X10-545	Model	GW3648D-ES
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	545 Wp	Unit Nom. Power	3.68 kWac
Number of PV modules	5 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	2725 Wp	Total power	3.7 kWac
Modules	1 String x 5 In series	Operating voltage	125-550 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.74
Pmpp	2488 Wp		
U mpp	189 V		
I mpp	13 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	3 kWp	Total power	3.7 kWac
Total	5 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	12.9 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	0.74
Cell area	11.9 m <sup>2</sup>		
<b>Battery Storage</b>		<b>Battery Pack Characteristics</b>	
<b>Battery</b>		Voltage	51 V
Manufacturer	BYD	Nominal Capacity	156 Ah (C10)
Model	B-Box PRO 7.5	Temperature	External ambient temperature
<b>Battery pack</b>			
Nb. of units	1 Unit		
Discharging min. SOC	20.0 %		
Stored energy	6.4 kWh		
<b>Battery input charger</b>			
Model	Generic		
Max. charg. power	1.4 kWdc		
Max./Euro effic.	97.0/95.3 %		
<b>Battery to Grid inverter</b>			
Model	Generic		
Max. disch. power	0.9 kWac		
Max./Euro effic.	97.0/95.3 %		



**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	94 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	0.6 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000
<b>Spectral correction</b>								
FirstSolar model								
Precipitable water estimated from relative humidity								
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781		

**System losses**

<b>Unavailability of the system</b>	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	4 periods

**AC wiring losses**

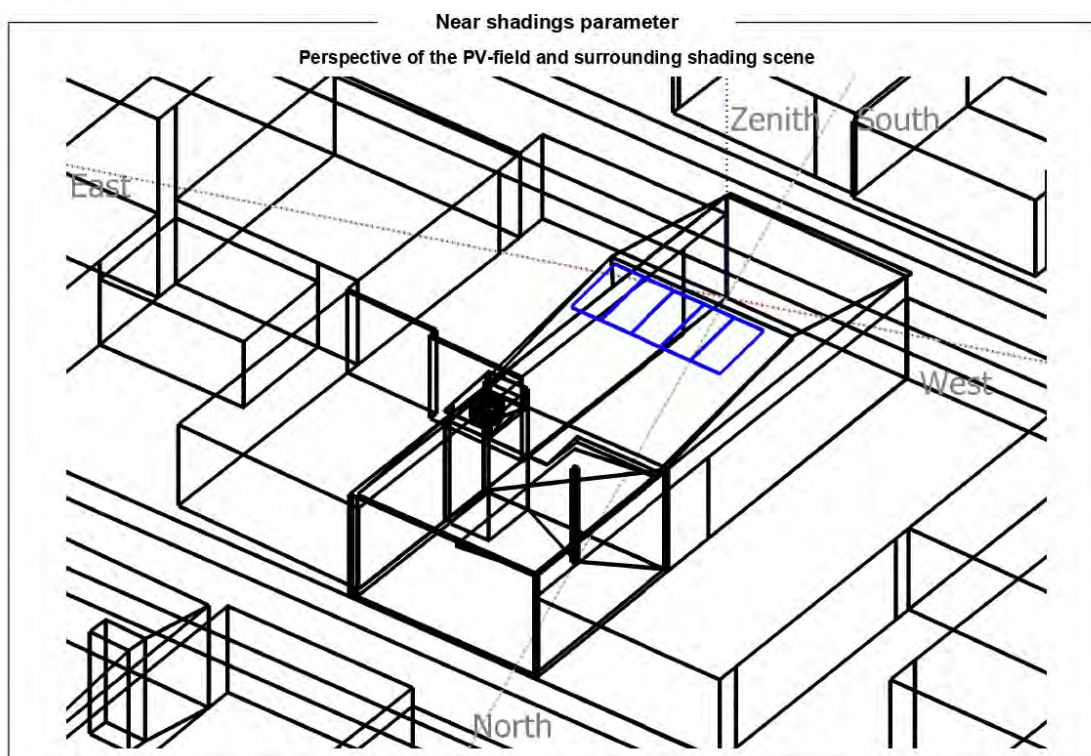
<b>Inv. output line up to injection point</b>	
Inverter voltage	230 Vac mono
Loss Fraction	0.95 % at STC
<b>Inverter: GW3648D-ES</b>	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 2 x 4 mm²
Wires length	20 m



**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico



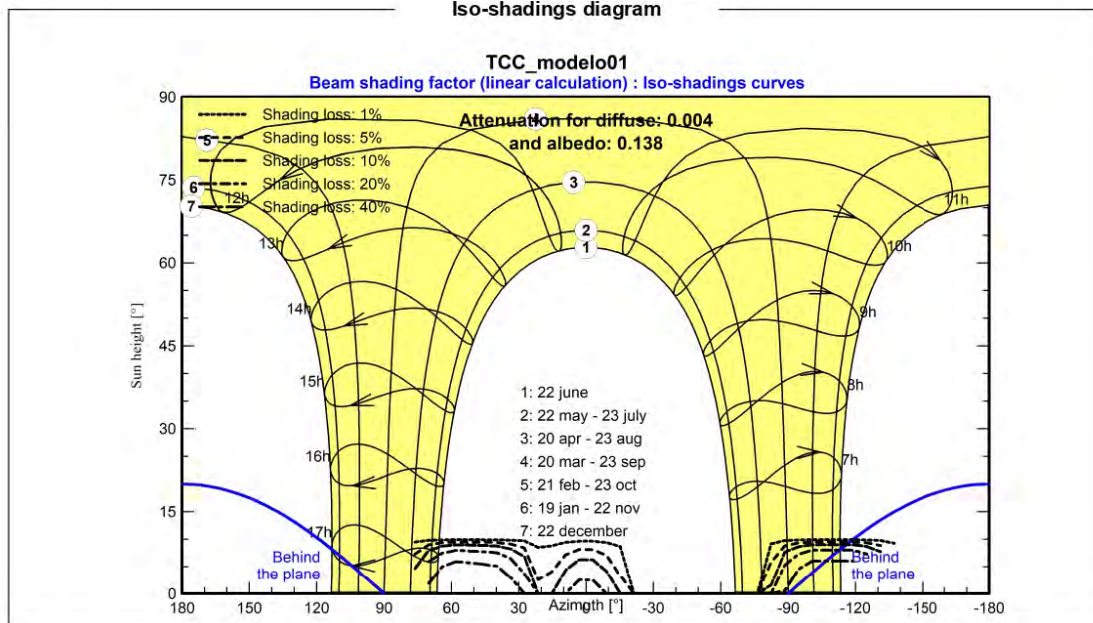


**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico

**Iso-shadings diagram**







**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 4255 kWh/year

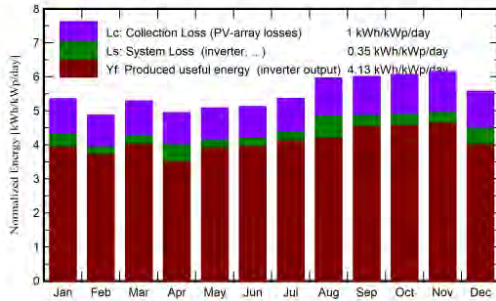
Specific production  
Performance Ratio PR

1561 kWh/kWp/year  
75.31 %

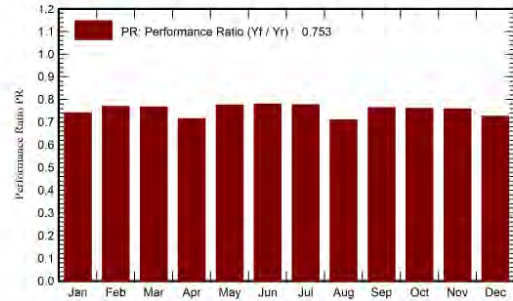
**Battery aging (State of Wear)**

Cycles SOW 97.9 %  
Static SOW 90.0 %  
Battery lifetime 10.0 years

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	EBatDis kWh	PR ratio
January	173.6	81.56	27.51	166.2	156.6	368.8	335.4	88.2	0.741
February	140.0	76.15	27.35	136.5	128.9	303.8	286.0	66.8	0.769
March	164.1	86.35	27.29	164.1	155.3	364.8	342.9	83.8	0.767
April	145.4	71.91	26.69	148.4	140.3	330.5	289.4	69.1	0.716
May	150.3	75.12	27.19	157.6	149.2	353.3	333.0	75.1	0.775
June	145.5	68.91	26.40	153.9	145.7	346.9	327.1	74.7	0.780
July	157.8	71.68	26.59	166.4	157.6	373.8	352.1	83.1	0.777
August	177.8	71.50	26.83	185.0	175.7	412.3	357.9	100.2	0.710
September	178.6	77.10	26.65	180.3	171.2	400.7	375.3	108.4	0.764
October	191.7	81.22	27.39	188.1	178.3	416.3	389.8	114.0	0.761
November	193.4	66.71	27.24	184.7	174.8	408.2	381.9	114.2	0.759
December	183.4	70.98	27.80	172.8	162.9	382.2	341.8	92.2	0.726
<b>Year</b>	<b>2001.5</b>	<b>899.17</b>	<b>27.08</b>	<b>2004.0</b>	<b>1896.6</b>	<b>4461.7</b>	<b>4112.7</b>	<b>1069.7</b>	<b>0.753</b>

**Legends**

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- EBatDis Battery Discharging Energy
- PR Performance Ratio

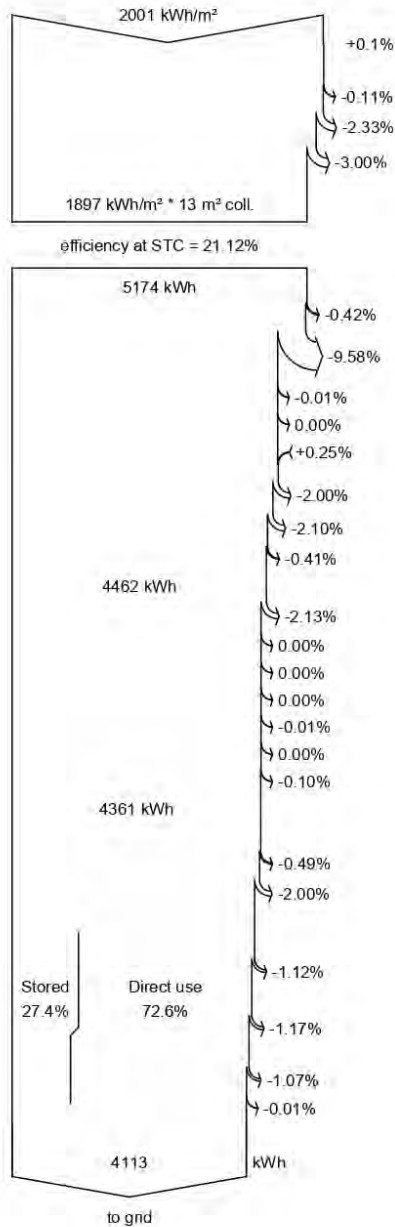


**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico

**Loss diagram**



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Spectral correction
- Shadings: Electrical Loss detailed module calc.
- Module quality loss
- LID - Light induced degradation
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- AC ohmic loss
- System unavailability
- Battery IN, charger loss
- Battery Storage**
- Battery global loss (4.41% of the battery contribution)
- Battery OUT, inverter loss
- Unused energy (battery full or conv. overload)
- Energy injected into grid**



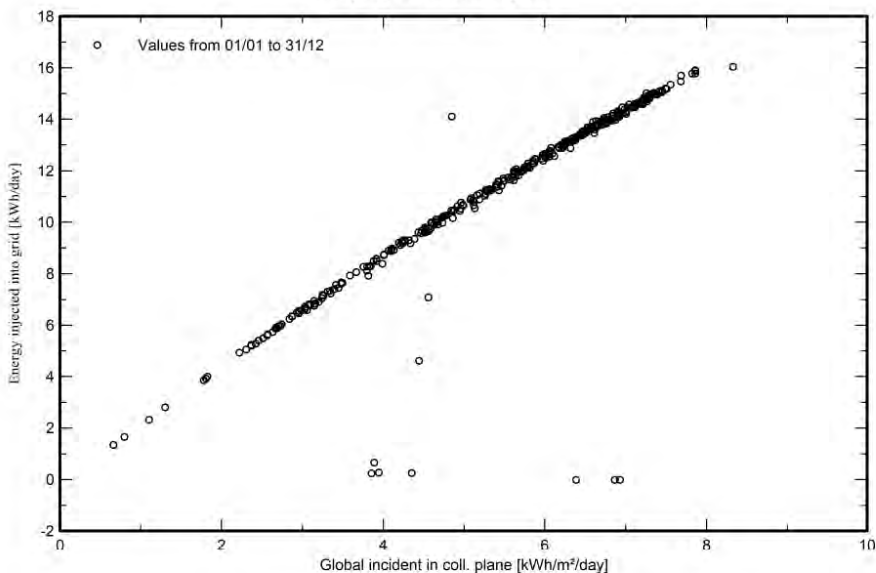
**PVsyst V7.2.2**

VC4, Simulation date:  
26/09/24 16:53  
with v7.2.2

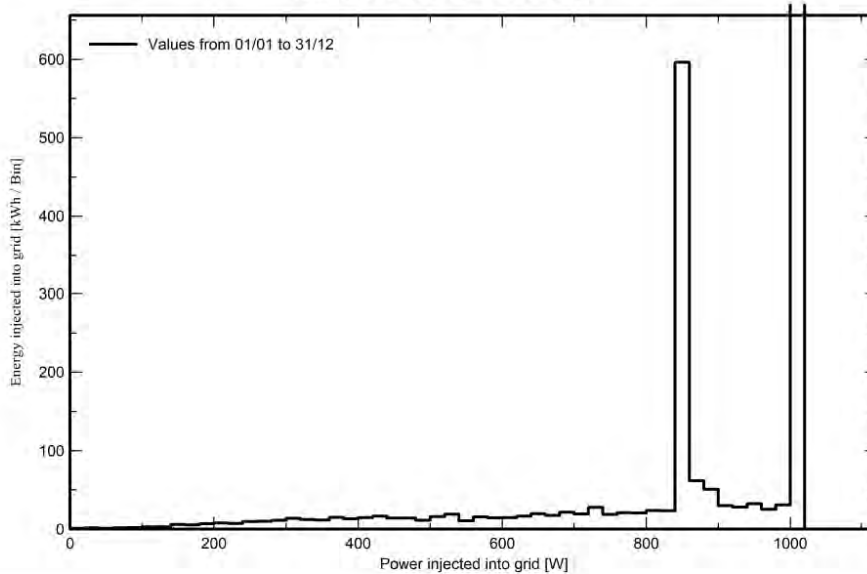
Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 01 Redução de Pico

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**





**ANEXO F: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO 02 RDP**

Version 7.2.2

**PVsyst - Simulation report****Grid-Connected System**

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 02 Redução de Pico

Tables on a building

System power: 4360 Wp

Cidade 2000 - Brazil

| Author

**PVsyst V7.2.2**

VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Cidade 2000	Latitude -3.75 °S	Albedo 0.20
Brazil	Longitude -38.47 °W	
	Altitude 28 m	
	Time zone UTC-3	
<b>Meteo data</b>		
Cidade 2000		
Meteonorm 8.0 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tables on a building</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Fixed plane	Detailed electrical calculation	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 8 / -18 °	acc. to module layout	
<b>System information</b>	<b>Inverters</b>	<b>Battery pack</b>
<b>PV Array</b>	Nb. of units 1 Unit	Storage strategy: Peak shaving
Nb. of modules 8 units	Pnom total 3680 W	Nb. of units 7 units
Pnom total 4360 Wp	Pnom ratio 1.185	Voltage 51 V
		Capacity 364 Ah

**Results summary**

Produced Energy 6.81 MWh/year	Specific production 1563 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 73.20 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10


**PVsyst V7.2.2**

VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**General parameters**

Grid-Connected System		Tables on a building		Models used	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	8 units	Diffuse	Perez, Meteonom
Fixed plane		<b>Sizes</b>		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	8 / -18 °	Sheds spacing	2.29 m		
		Collector width	2.29 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	99.9 %		
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle	85.6 °		
		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
<b>Horizon</b>		Detailed electrical calculation		Unlimited load (grid)	
Free Horizon		acc. to module layout			
<b>Storage</b>					
Kind	Peak shaving				
<b>Charging strategy</b>		<b>Discharging strategy</b>			
Available power over Grid limit: 0 kW		As soon as power is needed			

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	DAH Solar	Manufacturer	Goodwe
Model	DHM72X10-545	Model	GW3648D-ES
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	545 Wp	Unit Nom. Power	3.68 kWac
Number of PV modules	8 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	4360 Wp	Total power	3.7 kWac
Modules	1 String x 8 In series	Operating voltage	125-550 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Pmpp	3981 Wp		
U mpp	303 V	<b>Total inverter power</b>	
I mpp	13 A	Total power	3.7 kWac
<b>Total PV power</b>		Nb. of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	4 kWp	Pnom ratio	1.18
Total	8 modules		
Module area	20.7 m²		
Cell area	19.1 m²		
<b>Battery Storage</b>		<b>Battery Pack Characteristics</b>	
<b>Battery</b>		Voltage	51 V
Manufacturer	BYD	Nominal Capacity	364 Ah (C10)
Model	B-Box PRO 2.5	Temperature	External ambient temperature
<b>Battery pack</b>			
Nb. of units	7 in parallel		
Discharging min. SOC	20.0 %		
Stored energy	14.9 kWh		



**PVsyst V7.2.2**

VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**PV Array Characteristics**

**Battery Storage**

**Battery input charger**

Model	Generic
Max. charg. power	2.8 kWdc
Max./Euro effic.	97.0/95.3 %

**Battery to Grid inverter**

Model	Generic
Max. disch. power	0.9 kWac
Max./Euro effic.	97.0/95.3 %


**PVsyst V7.2.2**

VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**Array losses**
**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 94 mΩ  
Loss Fraction 0.4 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.3 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**Spectral correction**

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781

**System losses**
**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %  
7.3 days,  
4 periods

**AC wiring losses**
**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 230 Vac mono  
Loss Fraction 1.52 % at STC

**Inverter: GW3648D-ES**

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 4 mm<sup>2</sup>  
Wires length 20 m



**PVsyst V7.2.2**

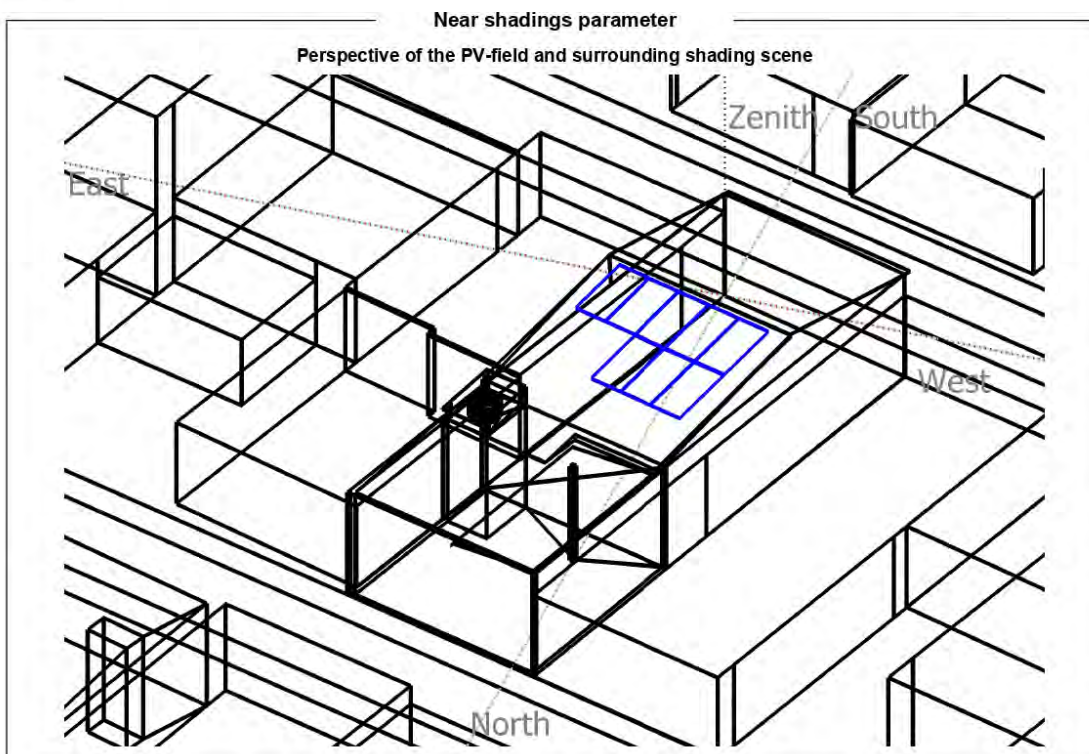
VC6, Simulation date:

27/09/24 15:54

with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 02 Redução de Pico





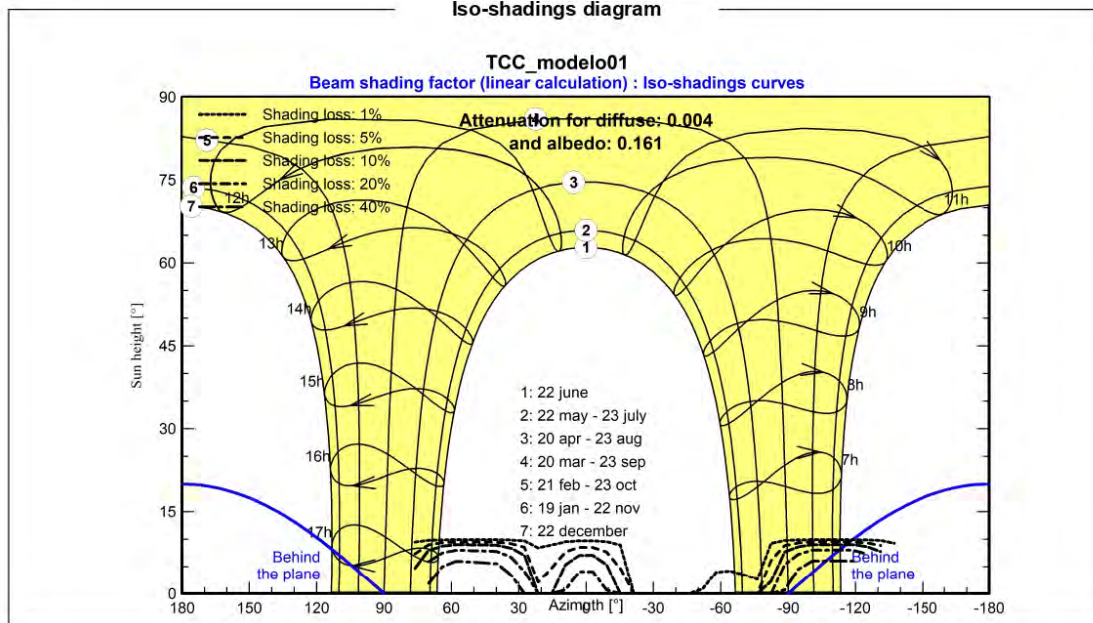


**PVsyst V7.2.2**

VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**Iso-shadings diagram**







**PVsyst V7.2.2**

VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 6.81 MWh/year

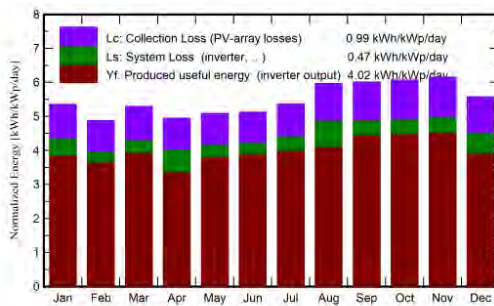
Specific production  
Performance Ratio PR

1563 kWh/kWp/year  
73.20 %

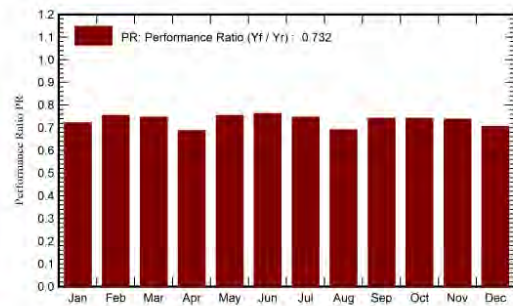
**Battery aging (State of Wear)**

Cycles SOW 97.4 %  
Static SOW 90.0 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EBatDis	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	ratio
January	173.6	81.56	27.51	166.1	156.6	0.591	0.523	0.254	0.722
February	140.0	76.15	27.35	136.5	128.9	0.487	0.449	0.202	0.754
March	164.1	86.35	27.29	164.1	155.3	0.584	0.534	0.248	0.747
April	145.4	71.91	26.69	148.4	140.3	0.530	0.444	0.192	0.687
May	150.3	75.12	27.19	157.7	149.2	0.566	0.518	0.234	0.754
June	145.5	68.91	26.40	153.9	145.7	0.556	0.512	0.234	0.763
July	157.8	71.68	26.59	166.4	157.6	0.599	0.541	0.250	0.746
August	177.8	71.50	26.83	185.0	175.7	0.661	0.557	0.283	0.691
September	178.6	77.10	26.65	180.3	171.2	0.642	0.583	0.298	0.742
October	191.7	81.22	27.39	188.1	178.3	0.667	0.608	0.312	0.741
November	193.4	66.71	27.24	184.7	174.8	0.654	0.594	0.308	0.738
December	183.4	70.98	27.80	172.8	162.8	0.612	0.531	0.263	0.705
Year	2001.5	899.17	27.08	2004.0	1896.5	7.149	6.396	3.079	0.732

**Legends**

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- EBatDis Battery Discharging Energy
- PR Performance Ratio

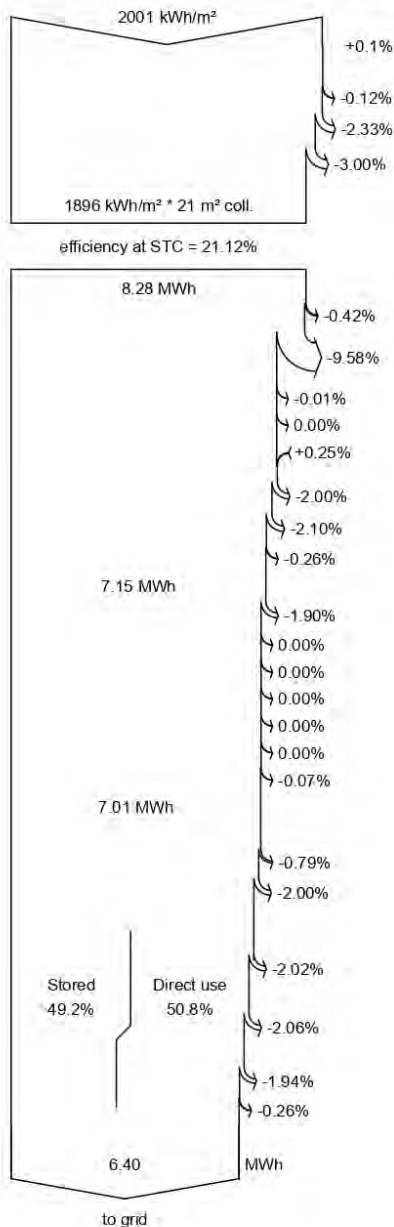


**PVsyst V7.2.2**

VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**Loss diagram**



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Spectral correction
- Shadings: Electrical Loss detailed module calc.
- Module quality loss
- LID - Light induced degradation
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- AC ohmic loss
- System unavailability
- Battery IN, charger loss
- Battery Storage**
- Battery global loss (4.28% of the battery contribution)
- Battery OUT, inverter loss
- Unused energy (battery full or conv. overload)
- Energy injected into grid**



**PVsyst V7.2.2**

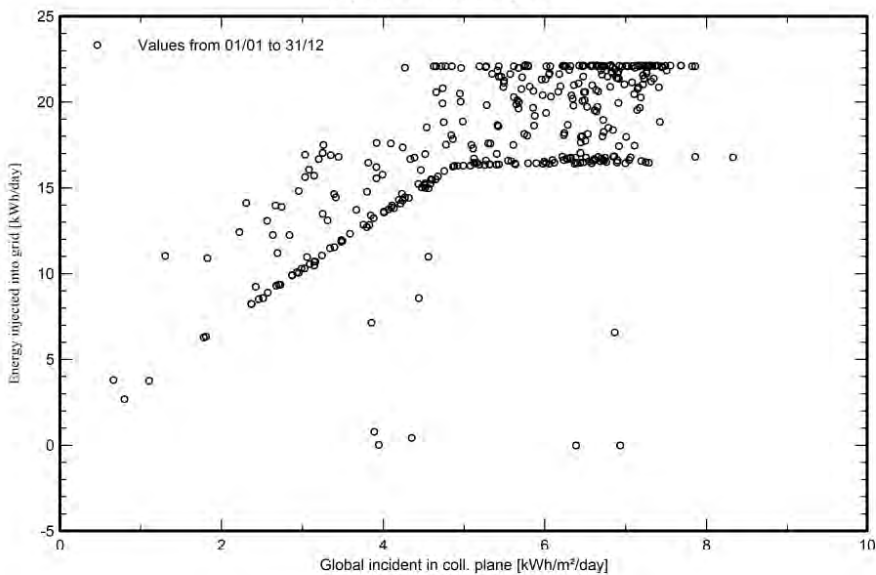
VC6, Simulation date:  
27/09/24 15:54  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

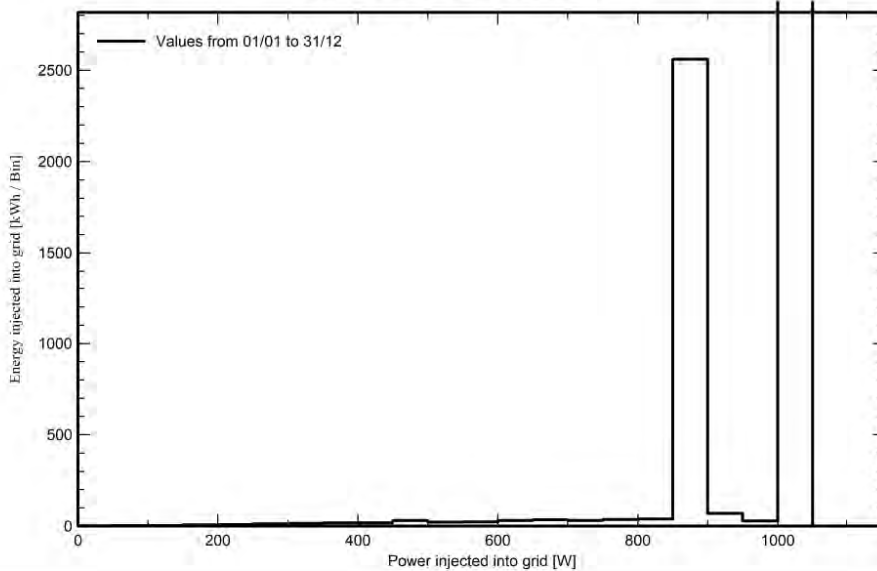
Variant: Simulação 02 Redução de Pico

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



**ANEXO G: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO IRF**

Version 7.2.2

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

---

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

Tables on a building

System power: 2725 Wp

Cidade 2000 - Brazil

| Author


**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

**Project: TCC\_modelo01**

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> <b>Cidade 2000</b> Brazil	<b>Situation</b> Latitude -3.75 °S Longitude -38.47 °W Altitude 28 m Time zone UTC-3	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Cidade 2000 Meteorom 8.0 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> <b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 8 / -18 °	<b>Tables on a building</b> <b>Near Shadings</b> Detailed electrical calculation acc. to module layout	<b>User's needs</b> Daily profile Constant over the year Average 10.9 kWh/Day
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 5 units Pnom total 2725 Wp	<b>Inverters</b> Nb. of units 1 Unit Pnom total 3680 W Pnom ratio 0.740	<b>Battery pack</b> Storage strategy: Weak grid islanding Nb. of units 1 Unit Voltage 51 V Capacity 156 Ah

**Results summary**

Produced Energy	4339 kWh/year	Specific production	1592 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	76.15 %
				Solar Fraction SF	79.70 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	8
Detailed User's needs	10
Main results	11
Loss diagram	12
Special graphs	13

**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tables on a building</b>		<b>Models used</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	5 units	Diffuse	Perez, Meteonorm
Fixed plane		<b>Sizes</b>		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	8 / -18 °	Sheds spacing	0.00 m		
		Collector width	2.28 m		
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle	172.0 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Detailed electrical calculation acc. to module layout		Daily profile	
				Constant over the year	
				Average	10.9 kWh/Day
<b>Storage</b>					
Kind	Weak grid islanding				
<b>Charging strategy</b>		<b>Discharging strategy</b>			
When excess solar power is available		As soon as power is needed			





Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

**General parameters**

**Storage**

Kind

Weak grid islanding

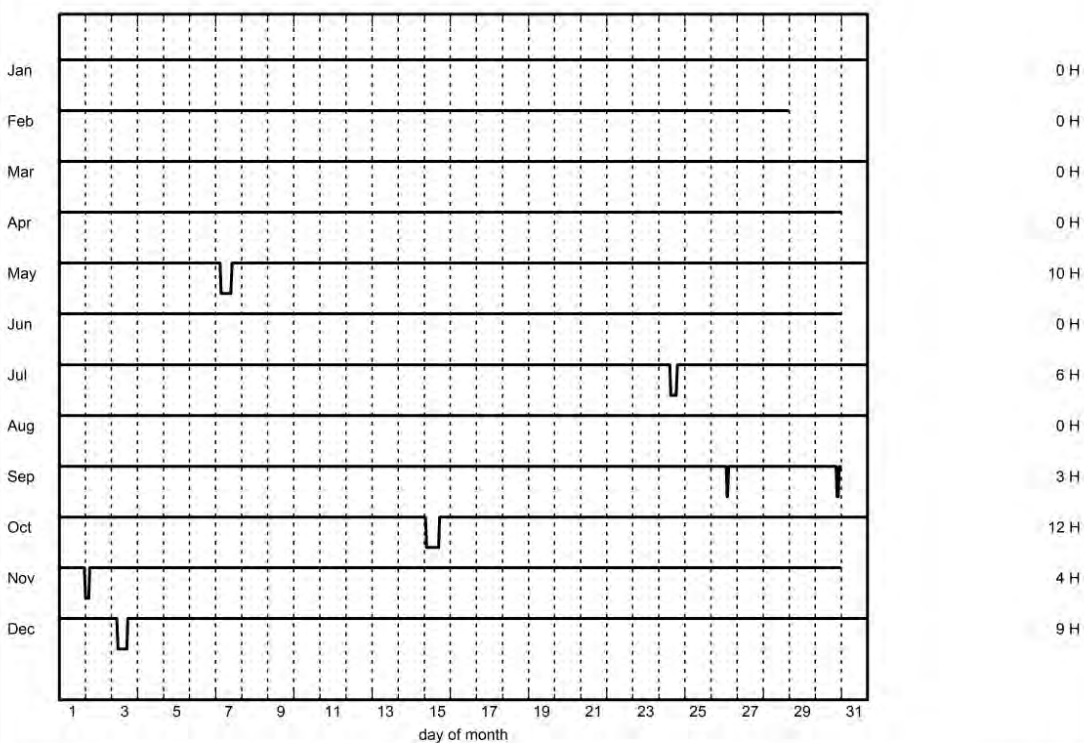
**Grid unavailability**

7 periods

44 hours

0.5 % of time

**Grid unavailability**



Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	W
	150	150	150	150	150	200	350	250	450	500	600	550	W
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	W
	700	600	550	550	600	550	650	800	900	800	400	150	W





**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

**Project: TCC\_modelo01**

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	DAH Solar	Manufacturer	Goodwe
Model	DHM72X10-545	Model	GW3648D-ES
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	545 Wp	Unit Nom. Power	3.68 kWac
Number of PV modules	5 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	2725 Wp	Total power	3.7 kWac
Modules	1 String x 5 In series	Operating voltage	125-550 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.74
Pmpp	2488 Wp	<b>Total inverter power</b>	
U mpp	189 V	Total power	3.7 kWac
I mpp	13 A	Nb. of inverters	1 Unit
<b>Total PV power</b>		Pnom ratio	0.74
Nominal (STC)	3 kWp	<b>Battery Storage</b>	
Total	5 modules	<b>Battery</b>	
Module area	12.9 m²	Manufacturer	BYD
Cell area	11.9 m²	Model	B-Box PRO 7.5
<b>Battery pack</b>		<b>Battery Pack Characteristics</b>	
Nb. of units	1 Unit	Voltage	51 V
Discharging min. SOC	20.0 %	Nominal Capacity	156 Ah (C10)
Stored energy	6.4 kWh	Temperature	External ambient temperature
<b>Battery input charger</b>		<b>Battery to Grid inverter</b>	
Model	Generic	Model	Generic
Max. charg. power	2.4 kWdc	Max. disch. power	0.9 kWac
Max./Euro effic.	97.0/95.3 %	Max./Euro effic.	97.0/95.0 %

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	94 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	0.6 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**Array losses****Spectral correction**

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781

**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**AC wiring losses****Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 230 Vac mono  
Loss Fraction 0.95 % at STC

**Inverter: GW3648D-ES**

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 4 mm<sup>2</sup>  
Wires length 20 m

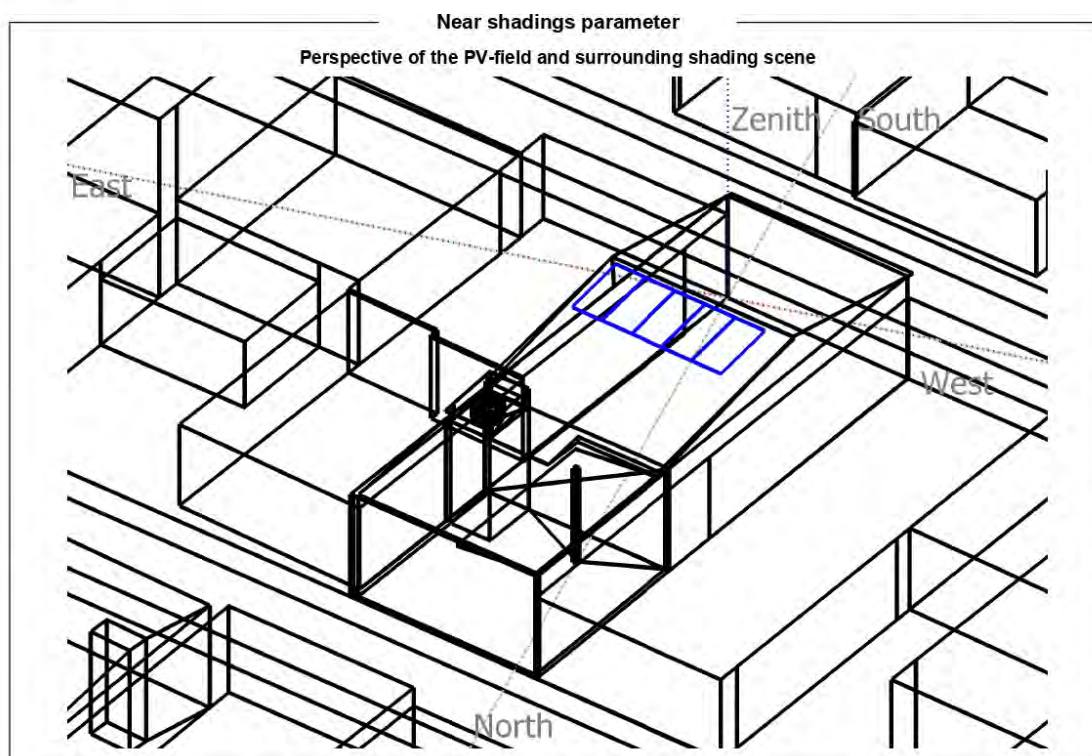


**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca





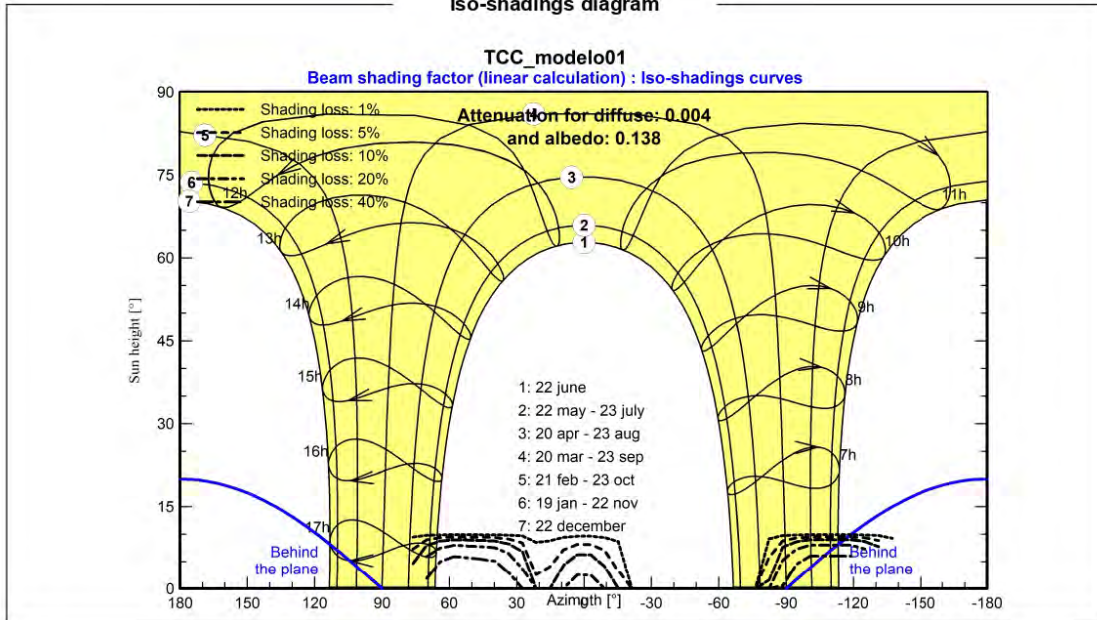
**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

Iso-shadings diagram





**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

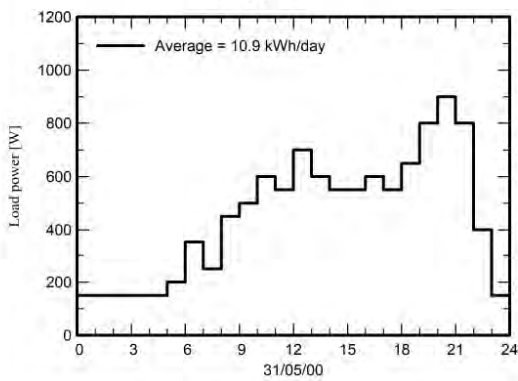
Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**Detailed User's needs**

Daily profile, Constant over the year, average = 10.9 kWh/day

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	11 h	W
	150	150	150	150	150	200	350	250	450	500	600	550	550	W
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	23 h	W
	700	600	550	550	600	550	650	800	900	800	400	150	150	W

**Daily profile**







Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

**Main results**

**System Production**

Produced Energy 4339 kWh/year

Specific production 1592 kWh/kWp/year

Performance Ratio PR 76.15 %

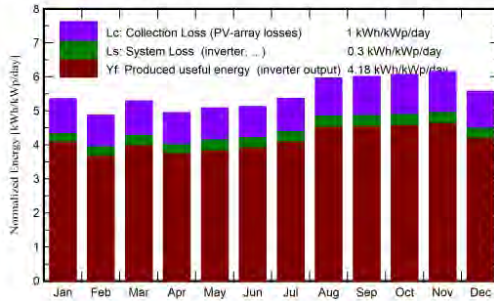
Solar Fraction SF 79.70 %

**Battery aging (State of Wear)**

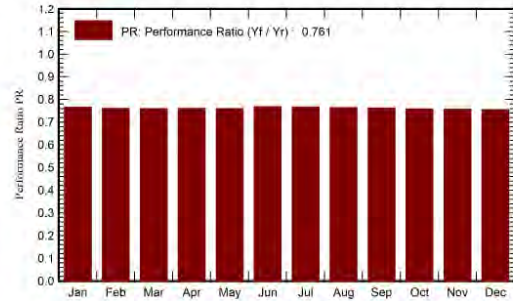
Cycles SOW 97.1 %

Static SOW 90.0 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh	E_Miss kWh
January	173.6	81.56	27.51	166.2	156.6	368.8	337.9	74.9	65.79	0.000
February	140.0	76.15	27.35	136.5	128.9	303.8	305.2	59.6	81.74	0.000
March	164.1	86.35	27.29	164.1	155.3	364.8	337.9	77.0	75.45	0.000
April	145.4	71.91	26.69	148.4	140.3	330.5	327.0	70.7	90.14	0.000
May	150.3	75.12	27.19	157.6	149.2	353.3	337.9	62.2	74.03	0.000
June	145.5	68.91	26.40	153.9	145.7	346.9	327.0	62.7	67.45	0.000
July	157.8	71.68	26.59	166.4	157.6	373.8	337.9	74.7	65.14	0.000
August	177.8	71.50	26.83	185.0	175.7	412.3	337.9	103.4	55.96	0.000
September	178.6	77.10	26.65	180.3	171.2	400.7	327.0	103.3	55.27	0.900
October	191.7	81.22	27.39	188.1	178.3	416.3	337.9	106.9	55.85	0.000
November	193.4	66.71	27.24	184.7	174.8	408.2	327.0	108.0	53.97	0.000
December	183.4	70.98	27.80	172.8	162.9	382.2	337.9	83.8	65.83	0.000
Year	2001.5	899.17	27.08	2004.0	1896.6	4461.7	3978.5	987.4	806.64	0.900

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EFrGrid	Energy from the grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Miss	Missing energy





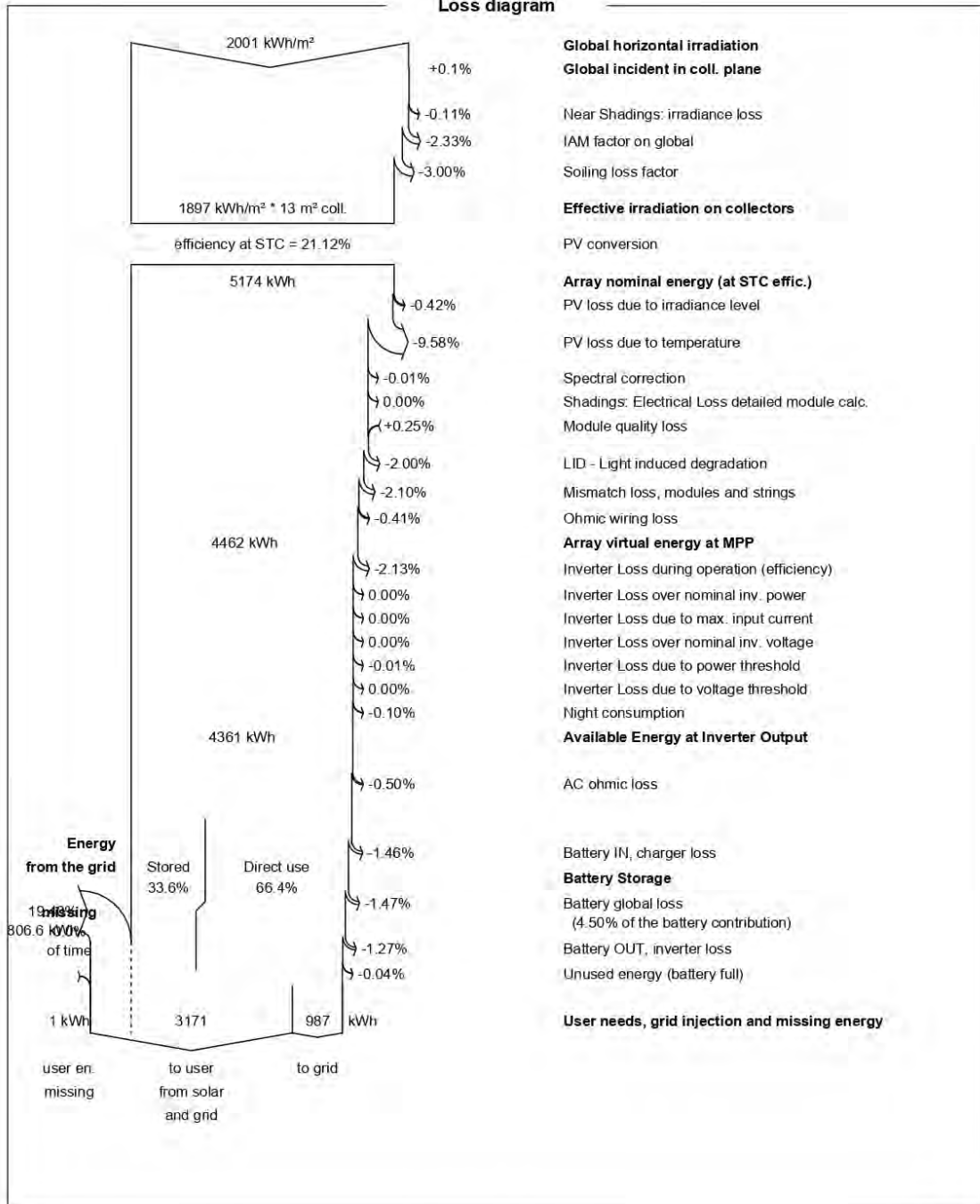
**PVsyst V7.2.2**

VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

**Project: TCC\_modelo01**

Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**Loss diagram**





**PVsyst V7.2.2**

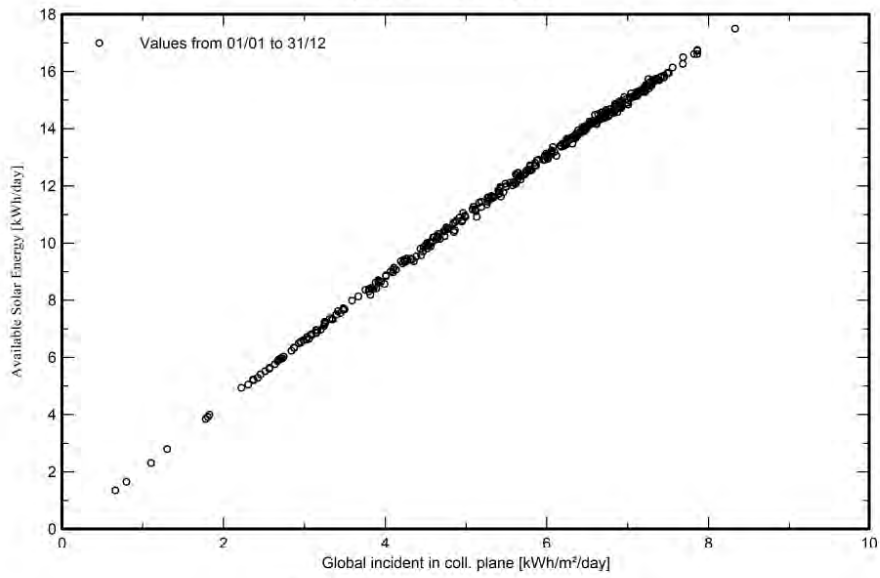
VC7, Simulation date:  
28/09/24 09:36  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

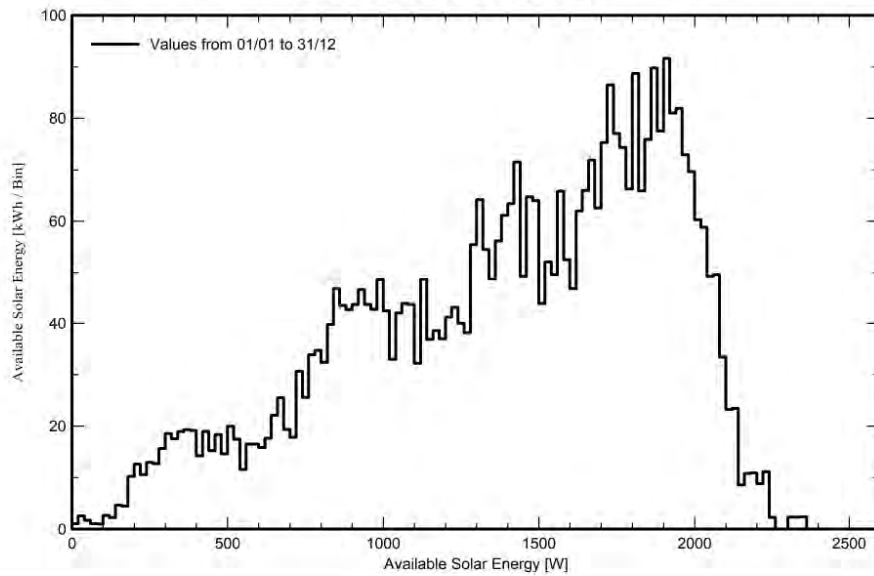
Variant: Simulação 01 Ilhamento de Rede Fraca

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



## ANEXO H: RELATÓRIO PV SYST SIMULAÇÃO SEM AEE



Version 7.2.2

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

---

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

Tables on a building

System power: 2725 Wp

Cidade 2000 - Brazil

| Author



**PVsyst V7.2.2**

VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**Project summary**

<p><b>Geographical Site</b> Cidade 2000 Brazil</p>	<p><b>Situation</b> Latitude -3.75 °S Longitude -38.47 °W Altitude 28 m Time zone UTC-3</p>	<p><b>Project settings</b> Albedo 0.20</p>
<p><b>Meteo data</b> Cidade 2000 Meteonorm 8.0 (2009-2017), Sat=100% - Synthetic</p>		

**System summary**

<p><b>Grid-Connected System</b> <b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 8 / -18 °</p>	<p><b>Tables on a building</b> <b>Near Shadings</b> Detailed electrical calculation acc. to module layout</p>	<p><b>User's needs</b> Daily profile Constant over the year Average 10.9 kWh/Day</p>
<p><b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 5 units Pnom total 2725 Wp</p>		
<p><b>Inverters</b> Nb. of units 1 Unit Pnom total 3680 W Pnom ratio 0.740</p>		

**Results summary**

Produced Energy	4259 kWh/year	Specific production	1563 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	77.91 %
				Solar Fraction SF	46.79 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Detailed User's needs	8
Main results	9
Loss diagram	10
Special graphs	11



**PVsyst V7.2.2**

VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tables on a building</b>											
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>						<b>Models used</b>					
Orientation		Nb. of sheds		5 units				Transposition		Perez			
Fixed plane		<b>Sizes</b>		Sheds spacing		0.00 m		Diffuse		Perez, Meteonom		separate	
Tilt/Azimuth	8 / -18 °	Collector width		2.28 m		<b>Shading limit angle</b>		Circumsolar					
<b>Horizon</b>		Limit profile angle						172.0 °					
Free Horizon		<b>Near Shadings</b>						<b>User's needs</b>					
		Detailed electrical calculation acc. to module layout						Daily profile Constant over the year Average 10.9 kWh/Day					
Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	W
	150	150	150	150	150	200	350	250	450	500	600	550	W
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	W
	700	600	550	550	600	550	650	800	900	800	400	150	W

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	DAH Solar	Manufacturer	Goodwe
Model	DHM72X10-545	Model	GW3648D-ES
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	545 Wp	Unit Nom. Power	3.68 kWac
Number of PV modules	5 units	Number of inverters	1 Unit
Nominal (STC)	2725 Wp	Total power	3.7 kWac
Modules	1 String x 5 In series	Operating voltage	125-550 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	
Pmpp	2488 Wp	0.74	
U mpp	189 V		
I mpp	13 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	3 kWp	Total power	3.7 kWac
Total	5 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	12.9 m²	Pnom ratio	0.74
Cell area	11.9 m²		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res. 94 mΩ	
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	0.6 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction		Loss Fraction	
		-0.3 %		2.0 % at MPP	
<b>Strings Mismatch loss</b>					
Loss Fraction	0.1 %				

**PVsyst V7.2.2**

VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**Array losses****IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**Spectral correction**

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781

**PVsyst V7.2.2**

VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**System losses****Unavailability of the system**

Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	4 periods

**AC wiring losses****Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage	230 Vac mono
Loss Fraction	0.95 % at STC
<b>Inverter: GW3648D-ES</b>	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 2 x 4 mm <sup>2</sup>
Wires length	20 m



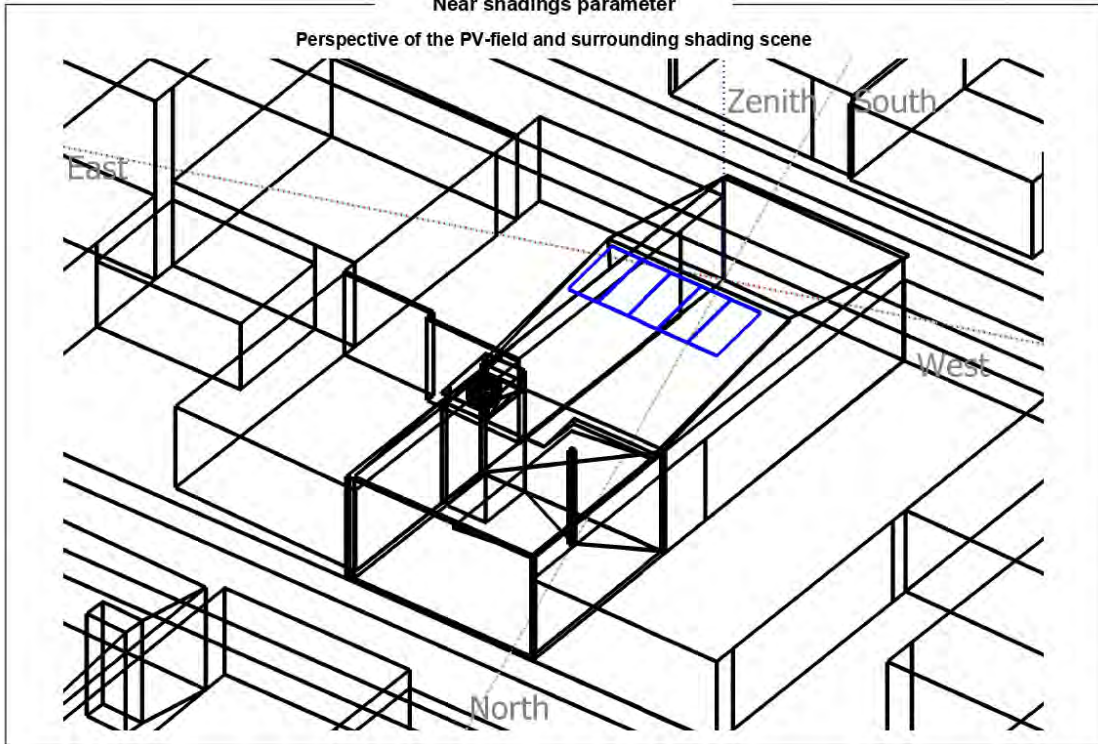


**PVsyst V7.2.2**  
VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**Near shadings parameter**

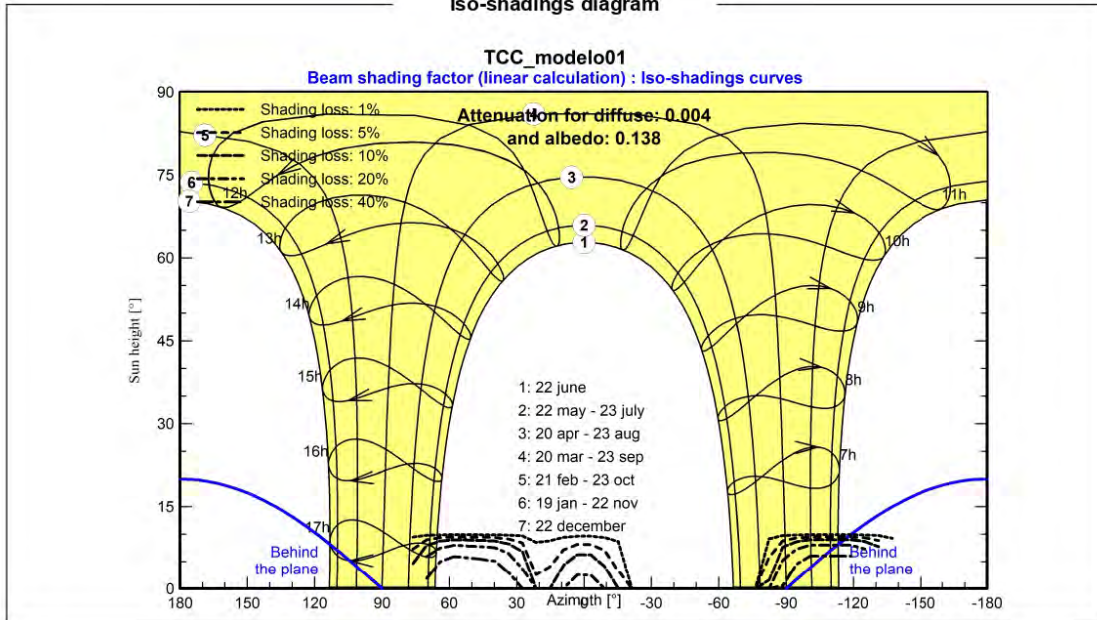




**PVsyst V7.2.2**  
 VC8, Simulation date:  
 28/09/24 15:31  
 with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01  
 Variant: Simulação sem AEE

**Iso-shadings diagram**





**PVsyst V7.2.2**

VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

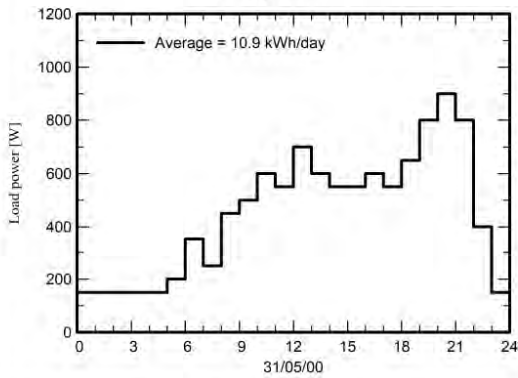
Variant: Simulação sem AEE

**Detailed User's needs**

Daily profile, Constant over the year, average = 10.9 kWh/day

Hourly load	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	W
	150	150	150	150	150	200	350	250	450	500	600	550	W
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	W
	700	600	550	550	600	550	650	800	900	800	400	150	W

**Daily profile**





**PVsyst V7.2.2**

VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**Main results**

**System Production**

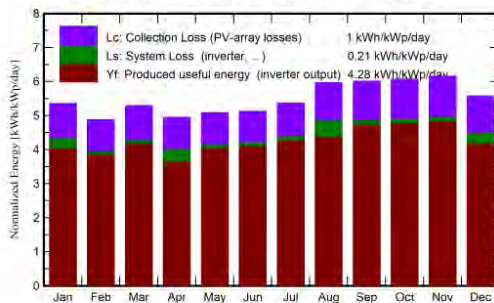
Produced Energy 4259 kWh/year

Specific production 1563 kWh/kWp/year

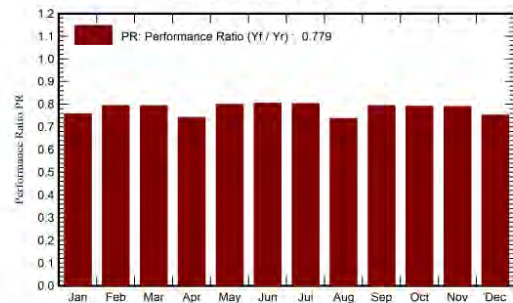
Performance Ratio PR 77.91 %

Solar Fraction SF 46.79 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
<b>January</b>	173.6	81.56	27.51	166.2	156.6	368.8	337.9	151.8	190.9	186.1
<b>February</b>	140.0	76.15	27.35	136.5	128.9	303.8	305.2	141.3	153.9	163.9
<b>March</b>	164.1	86.35	27.29	164.1	155.3	364.8	337.9	162.8	191.8	175.1
<b>April</b>	145.4	71.91	26.69	148.4	140.3	330.5	327.0	142.9	156.6	184.1
<b>May</b>	150.3	75.12	27.19	157.6	149.2	353.3	337.9	158.2	185.3	179.7
<b>June</b>	145.5	68.91	26.40	153.9	145.7	346.9	327.0	156.3	181.0	170.7
<b>July</b>	157.8	71.68	26.59	166.4	157.6	373.8	337.9	163.8	199.8	174.1
<b>August</b>	177.8	71.50	26.83	185.0	175.7	412.3	337.9	154.6	216.8	183.3
<b>September</b>	178.6	77.10	26.65	180.3	171.2	400.7	327.0	158.9	231.1	168.1
<b>October</b>	191.7	81.22	27.39	188.1	178.3	416.3	337.9	162.8	242.4	175.1
<b>November</b>	193.4	66.71	27.24	184.7	174.8	408.2	327.0	157.2	240.1	169.8
<b>December</b>	183.4	70.98	27.80	172.8	162.9	382.2	337.9	150.7	203.5	187.2
<b>Year</b>	2001.5	899.17	27.08	2004.0	1896.6	4461.7	3978.5	1861.4	2393.2	2117.1

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



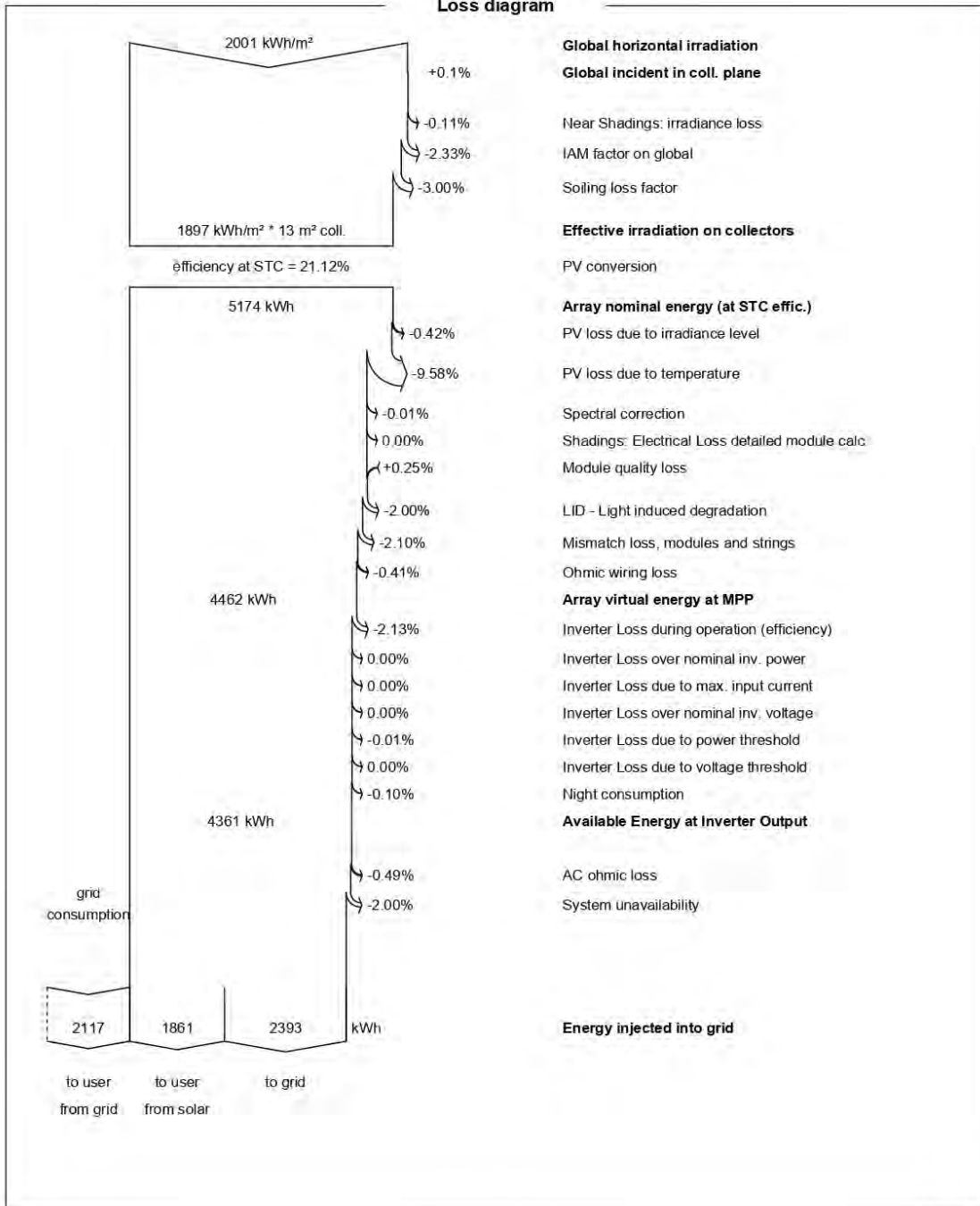
**PVsyst V7.2.2**

VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**Loss diagram**







**PVsyst V7.2.2**

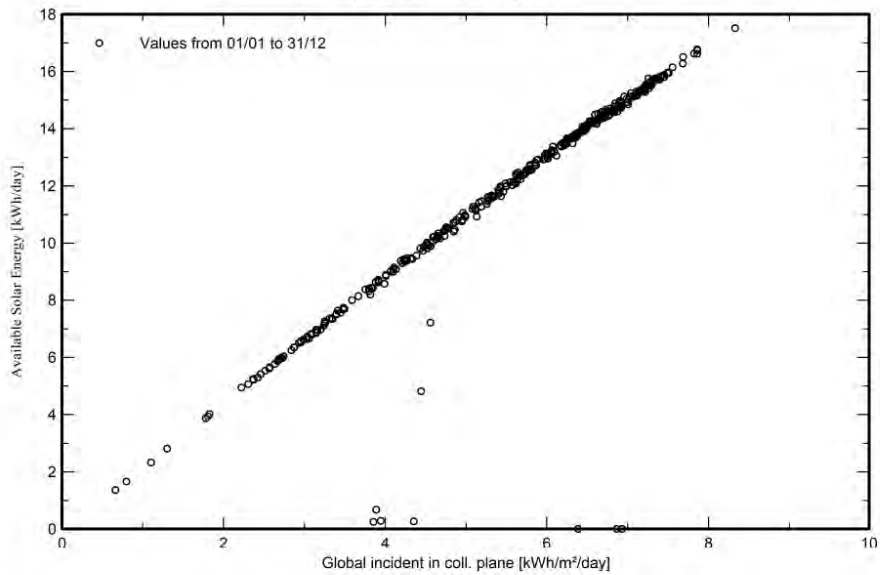
VC8, Simulation date:  
28/09/24 15:31  
with v7.2.2

Project: TCC\_modelo01

Variant: Simulação sem AEE

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**

