



INSTITUTO FEDERAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE PERNAMBUCO

*Campus* Garanhuns

Bacharelado em Engenharia Elétrica

INGRID MATIAS PEREIRA DA COSTA

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SIMULAÇÕES E O DESEMPENHO REAL DE  
UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Garanhuns - PE

2024

INGRID MATIAS PEREIRA DA COSTA

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SIMULAÇÕES E O DESEMPENHO REAL DE  
UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à  
Coordenação do Curso Superior de  
Bacharelado em Engenharia Elétrica do  
Instituto Federal de Ciência e Tecnologia de  
Pernambuco, como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Severino da Silva

Garanhuns - PE

2024

C837e

Costa, Ingrid Matias Pereira da.

Estudo comparativo entre simulações e o desempenho real de um sistema de geração fotovoltaica / Ingrid Matias Pereira da Costa ; orientador Márcio Severino da Silva, 2024.

56 f. : il.

Orientador: Márcio Severino da Silva.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Geração de energia fotovoltaica - Métodos de simulação. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Energia solar. I.Título.

CDD 621.473

Andréa Maria Lidington Lins –CRB4/868

INGRID MATIAS PEREIRA DA COSTA

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SIMULAÇÕES E O DESEMPENHO REAL DE  
UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho aprovado. Garanhuns, 18 de setembro de 2024.

---

Prof. Dr. Márcio Severino da Silva  
Orientador

---

Prof. Esp. Manoel Alves Cordeiro Neto

---

Prof. Dr. Pedro Henrique Campello Santos

Garanhuns - PE

2024

Dedicado à minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

Quero expressar minha profunda gratidão, primeiramente a Deus, por iluminar meu caminho e me dar forças para superar os desafios. À minha família, especialmente minha mãe, Adrivânia Matias, pelo amor incondicional e pelo apoio constante em todos os momentos. Sua força e carinho são a base de tudo o que conquistei. Aos meus irmãos, Jhonne Matias e Kawhan Matias, por serem uma fonte constante de incentivo e alegria. Ao meu namorado, Alysson Feitosa, por estar ao meu lado durante todo esse percurso, oferecendo carinho e compreensão. Aos meus amigos da faculdade, por todas as risadas, conversas e incentivos que tornaram essa jornada mais leve e enriquecedora. Agradeço também aos professores do Instituto Federal de Pernambuco, campus Garanhuns, pela dedicação e comprometimento ao compartilharem seus conhecimentos, inspirando-me a buscar sempre mais. Um agradecimento especial ao meu orientador, Márcio Silva, por sua orientação, paciência e dedicação, fundamentais para a realização deste trabalho. Sou verdadeiramente grata a todos que, de alguma forma, contribuíram para a concretização deste projeto.

*“Tudo é possível àquele que creô”.*

*Marcos 9:23*

## RESUMO

O Brasil tem assumido um protagonismo importante na transição energética global, impulsionado pelo crescimento expressivo da geração de energia a partir de fontes renováveis, com destaque para a energia solar. Diante deste cenário, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), liderada pela energia solar fotovoltaica, tem desempenhado um papel central na expansão da capacidade instalada no país. Este avanço é sustentado por políticas públicas favoráveis, pela redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos e pela alta disponibilidade do recurso solar. Nesse contexto, analisar a precisão das previsões de desempenho dos sistemas fotovoltaicos é essencial para otimizar tanto o retorno sobre o investimento quanto a eficiência operacional. Este trabalho apresenta uma análise comparativa entre as previsões de geração de energia simuladas e o desempenho real de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), na cidade de Garanhuns, Pernambuco. Foram utilizados os softwares fotovoltaicos PVsyst e PV\*SOL premium, com dados meteorológicos da Meteororm versões 8.1 e 8.2, para realizar três simulações que foram comparadas com dados reais coletados no período de um ano, através da plataforma de monitoramento Solar Portal. A metodologia combinou revisão bibliográfica e estudo de caso com uma abordagem quantitativa, focando na análise do erro percentual entre valores simulados e reais, além da avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico por meio das figuras de mérito como fator de capacidade (FC), produtividade final (YF) e desempenho global (PR). Os dados obtidos revelam que a geração anual do sistema real foi de 3872,4 kWh, enquanto as simulações previram resultados entre 3730,3 kWh e 4008,9 kWh, com erros percentuais anuais variando entre -3,52% a 3,67%, todos dentro de uma margem de incertezas considerada aceitável. As figuras de mérito confirmam a eficiência operacional do sistema real e a precisão das simulações, com um índice de desempenho global (PR) anual superior a 80%. Este estudo enfatiza a importância da escolha da base de dados meteorológicos para obter estimativas precisas de geração de energia. Ambos os softwares, PVsyst e PV\*SOL premium, demonstraram ser ferramentas eficazes, contudo, para este trabalho, o PV\*SOL premium utilizando a base de dados Meteororm 8.2, apresentou o menor erro percentual, aproximando-se mais dos dados reais. Conclui-se que esta pesquisa contribui para a engenharia elétrica ao validar a confiabilidade dos softwares de simulação, auxiliando engenheiros e projetistas na escolha das ferramentas e na tomada de decisões em projetos de geração solar fotovoltaica.

**Palavras-chave:** Energia solar fotovoltaica; softwares de simulação fotovoltaica; PVsyst; PV\*SOL premium; desempenho de sistemas fotovoltaicos; figuras de mérito.

## ABSTRACT

Brazil has taken on a significant role in the global energy transition, driven by the substantial growth in energy generation from renewable sources, particularly solar energy. In this scenario, Distributed Micro and Mini Generation (DMMG), led by photovoltaic solar energy, has played a central role in the expansion of installed capacity in the country. This progress is supported by favorable public policies, the reduction in photovoltaic system costs, and the high availability of solar resources. In this context, analyzing the accuracy of performance predictions for photovoltaic systems is essential to optimize both return on investment and operational efficiency. This study presents a comparative analysis between simulated energy generation forecasts and the actual performance of a Grid-Connected Photovoltaic System (GCPS) in the city of Garanhuns, Pernambuco. The photovoltaic software PVsyst and PVSOL premium were used, along with meteorological data from Meteororm versions 8.1 and 8.2, to conduct three simulations that were compared with real data collected over a one-year period through the Solar Portal monitoring platform. The methodology combined a literature review and a case study with a quantitative approach, focusing on the analysis of the percentage error between simulated and actual values, as well as evaluating the performance of the photovoltaic system using figures of merit such as capacity factor (CF), final yield (YF), and overall performance ratio (PR). The obtained data reveal that the real system's annual generation was 3872.4 kWh, while the simulations predicted results ranging from 3730.3 kWh to 4008.9 kWh, with annual percentage errors varying between -3.52% and 3.67%, all within a margin of uncertainty considered acceptable. The figures of merit confirm the operational efficiency of the real system and the accuracy of the simulations, with an annual overall performance ratio (PR) exceeding 80%. This study emphasizes the importance of selecting the appropriate meteorological database to achieve accurate energy generation estimates. Both PVsyst and PVSOL premium software proved to be effective tools; however, for this work, PV\*SOL premium using the Meteororm 8.2 database presented the lowest percentage error, closely matching the real data. It is concluded that this research contributes to electrical engineering by validating the reliability of simulation software, assisting engineers and designers in choosing tools and making decisions in photovoltaic solar generation projects.

**Keywords:** Photovoltaic solar energy; photovoltaic simulation software; PVsyst; PV\*SOL premium; photovoltaic system performance; figures of merit.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução da micro minigeração distribuída no Brasil.....	15
Figura 2.1 - MMGD e expansão da capacidade instalada no Brasil.....	19
Figura 2.2 - A radiação global é a soma das radiações direta e difusa.....	21
Figura 2.3 - Configuração básica de um SFCR.....	22
Figura 2.4 - Célula fotovoltaica de silício cristalino.....	23
Figura 3.1 - Telas do software PVsyst.....	28
Figura 3.2 - Telas do software PV*SOL premium.....	29
Figura 3.3 - Telas do software Meteonorm.....	30
Figura 3.4 - Telas do plataforma Solar Portal.....	31
Figura 3.5 - Visão do sistema fotovoltaico instalado no telhado da residência.....	35
Figura 3.6 - Inversor e quadro de proteção CA.....	35
Figura 3.7 - Geração mensal de energia durante o 1º ano de operação do SFCR...	36
Figura 3.8 - Modelagem 3D elaborada no software PVsyst.....	39
Figura 3.9 - Modelagem 3D elaborada no software PV*SOL premium.....	39
Figura 3.10 - Análise de sombreamento realizada no software PVsyst.....	40
Figura 3.11 - Análise de sombreamento realizada no software PV*SOL premium....	41
Figura 4.1 - Geração prevista, PVsyst e a base meteonorm 8.1 (simulação 1).....	43
Figura 4.2 - Geração prevista, PVsyst e a base meteonorm 8.2 (simulação 2).....	43
Figura 4.3 - Geração prevista, PV*SOL premium e meteonorm 8.2 (simulação 3)....	43
Figura 4.4 - Geração de energia real versus geração de energia prevista.....	44

## LISTA DE QUADROS E TABELAS

Tabela 3.1 - Parâmetros de projeto.....	37
Quadro 3.1 - Simulações realizadas em cada software.....	38
Tabela 4.1 - Geração de energia (kWh) real versus simulações e erro percentual...	46
Tabela 4.2 - Fator de capacidade real versus simulações.....	48
Tabela 4.3 - Produtividade do sistema real versus simulações.....	49
Tabela 4.4 - Desempenho global real versus simulações.....	50

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Contínua
CC	Corrente Alternada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PR	<i>Performance Ratio</i>
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistema fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SMA	<i>SMA Solar Technology AG</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UC	Unidade Consumidora
UV	Ultravioleta
YF	<i>Yield Final</i>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
1.1 Justificativa.....	15
1.2 Objetivos.....	16
1.2.1 Objetivo geral.....	16
1.2.2 Objetivos específicos.....	16
1.3 Estrutura do Trabalho.....	16
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>18</b>
2.1 Fontes Renováveis de Energia.....	18
2.2 Geração Distribuída de Energia Elétrica.....	18
2.3 Energia Solar Fotovoltaica.....	20
2.3.1 Radiação solar.....	20
2.3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.....	21
2.3.3 Módulos fotovoltaicos.....	22
2.3.4 Inversores.....	23
2.3.5 Fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos.....	23
2.3.5.1 Perdas por <i>mismatch</i> .....	24
2.3.5.2 Perdas por sombreamento e acúmulo de sujidade.....	24
2.3.5.3 Perdas por aumento de temperatura.....	25
2.3.5.4 Perdas nos inversores.....	25
2.3.5.5 Perdas no cabeamento.....	25
<b>3 METODOLOGIA.....</b>	<b>27</b>
3.1 Softwares, Plataformas e Base de Dados.....	27
3.1.1 Software PVsyst.....	27
3.1.2 Software PV*SOL.....	28
3.1.3 Base de dados Meteonorm.....	29
3.1.4 Plataforma Solar Portal.....	30
3.2 Figuras de Mérito para Avaliação do Desempenho de SFCRs e Erro Percentual.....	31
3.2.1 Fator de capacidade (FC).....	32
3.2.2 Produtividade do sistema (YF).....	32
3.2.3 Desempenho global do sistema (PR).....	33
3.2.4 Erro percentual (E%).....	34
3.3 Sistema Fotovoltaico em Estudo.....	34
3.3.1 Modelagem do sistema em perspectiva 3D.....	38

<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>42</b>
4.1 Geração Prevista.....	42
4.2 Análise Comparativa da Geração de Energia.....	44
4.3 Análise Comparativa das Figuras de Mérito.....	47
4.4 Considerações Finais das Análises.....	50
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>52</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>54</b>

## 1 INTRODUÇÃO

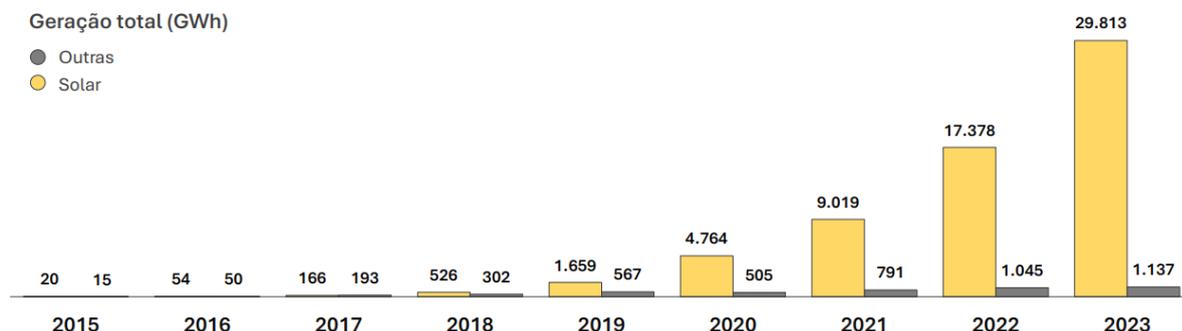
Nos últimos anos, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) tem se consolidado como protagonista na expansão da capacidade instalada de energia no Brasil. Em 2020, pela primeira vez, a tecnologia solar fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada, superando outras fontes de energia, incluindo as de geração centralizada (MME; EPE, 2022).

Esse cenário favorável é resultado de uma combinação de fatores: o modelo de compensação de créditos, que continua atrativo; a ampla disponibilidade do recurso solar em todas as regiões do Brasil; o avanço das políticas públicas; as melhorias na regulamentação; a evolução tecnológica, que trouxe uma significativa redução nos preços dos equipamentos; e as elevadas tarifas de eletricidade. Esses elementos têm tornado o investimento em geração própria cada vez mais rentável e acessível (MME; EPE, 2022).

As condições favoráveis impulsionaram não só consumidores residenciais, mas também produtores rurais, bancos, indústrias e redes varejistas a investirem em sistemas de MMGD, tanto na modalidade local quanto remota. O aumento substancial nas instalações gerou preocupações sobre a necessidade de revisão e manutenção das regras estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL REN nº 482, de 2012, que regulamenta a MMGD no Brasil. Em resposta a essa demanda, foi sancionada, no início de 2022, a Lei n.º 14.300, que instituiu o marco legal da MMGD, trazendo maior segurança jurídica aos investidores, previsibilidade e estabilidade para as regras de incentivo dessa modalidade de geração (MME; EPE, 2022).

Essa legislação é fundamental para sustentar o crescimento contínuo da MMGD, que se consolidou como uma peça-chave na expansão da matriz elétrica nacional nos últimos anos e deve continuar a desempenhar um papel central na próxima década, como ilustra a Figura 1.1. Neste contexto, esse aumento é ainda mais evidente quando em 2023, pelo terceiro ano consecutivo, a energia solar distribuída continuou a superar a expansão das demais fontes, em termos de capacidade instalada. Além disso, a MMGD tem ganhado um papel importante na contribuição energética do mercado cativo, contribuindo com 8,5% do consumo cativo nacional, chegando a 20% em algumas distribuidoras do Brasil (MME; EPE, 2024).

Figura 1.1 - Evolução da micro minigeração distribuída no Brasil



Fonte: EPE (2024)

A acentuada redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos (SFV), tanto para clientes residenciais quanto comerciais, tem sido um fator crucial para esse crescimento. Em janeiro de 2024, observou-se uma queda de 30% nos preços em comparação ao mesmo período do ano anterior, tornando a energia solar ainda mais acessível (ABSOLAR, 2024a). Diante deste cenário, o Brasil tem se destacado na transição energética global, impulsionado principalmente pelo aumento dos investimentos na expansão da geração de energia a partir de fontes renováveis, com especial ênfase na energia solar (ABSOLAR, 2024b). Com isso, espera-se que o interesse por instalações de sistemas fotovoltaicos empregados na modalidade de Micro Minigeração Distribuída continue elevado na próxima década, fortalecendo ainda mais essa tecnologia como um pilar essencial na matriz energética do país.

### 1.1 Justificativa

A expansão da geração de energia solar no Brasil é influenciada por diversos fatores, como a transição energética, políticas públicas favoráveis, a diminuição dos preços dos sistemas fotovoltaicos e a alta disponibilidade do recurso solar. Com isso, espera-se que o interesse por SFCRs continue elevado na próxima década. Nessas circunstâncias, a precisão das previsões de desempenho dos SFV se torna essencial para maximizar o retorno sobre o investimento e a eficiência operacional.

Este trabalho, portanto, se propõe a analisar a confiabilidade das simulações feitas pelos softwares fotovoltaicos PVsyst e PV\*SOL premium, em comparação com o desempenho real de um sistemas de geração fotovoltaica. A finalidade é validar a

precisão das ferramentas garantindo que os resultados possam ser aplicados de forma segura por engenheiros e planejadores no desenvolvimento de projetos de energia solar.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo geral**

Realizar um estudo comparativo entre simulações e o desempenho real de um sistema de geração fotovoltaica instalado em Garanhuns, Pernambuco.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Coletar o relatório anual de geração de energia de um sistema fotovoltaico instalado em uma residência em Garanhuns, Pernambuco.
- Projetar o mesmo sistema real nos softwares PVSyst e PV\*SOL premium, para obter a geração de energia prevista por cada ferramenta.
- Calcular o erro percentual e as figuras de mérito (desempenho global, produtividade do sistema e fator de capacidade).
- Realizar uma análise comparativa entre os resultados reais e as simulações indicadas por cada software e discutir os resultados.

## **1.3 Estrutura do Trabalho**

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 1: Introdução, apresenta a contextualização do tema, a justificativa e os objetivos.
- Capítulo 2: Revisão Bibliográfica, onde são discutidos os conceitos básicos de energias renováveis, geração distribuída e energia solar fotovoltaica.
- Capítulo 3: Metodologia, apresenta os softwares utilizados, as figuras de mérito para avaliação dos sistemas fotovoltaicos e o estudo de caso.
- Capítulo 4: Resultados e Discussões, apresenta os dados reais, os resultados das simulações, a análise comparativa e a discussão dos resultados.

- Capítulo 5: Considerações Finais, resume os principais achados, discute se os objetivos foram alcançados, identifica limitações do estudo e sugere trabalhos futuros.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

Este capítulo é dedicado ao referencial teórico, que abrange todos os temas discutidos ao longo deste trabalho. O objetivo desta seção é proporcionar ao leitor uma compreensão clara e objetiva sobre o tema, utilizando o embasamento teórico por meio de pesquisa bibliográfica e documental. Serão tratados assuntos como fontes de energias renováveis, geração distribuída, energia solar fotovoltaica, e sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

### **2.1 Fontes Renováveis de Energia**

Fazem parte do grupo de energias renováveis as fontes consideradas inesgotáveis, ou seja, mesmo que utilizadas, se renovam constantemente e nunca se esgotam. São exemplos destes recursos as fontes hídrica (energia da água dos rios), biomassa (energia de matéria orgânica), solar (energia do sol), eólica (energia do vento), geotérmica (energia do interior da terra), oceânica (energia das marés e das ondas) e hidrogênio (energia química da molécula de hidrogênio). Além de renováveis, são consideradas “fontes limpas” de energia, pois apresentam menos emissões de gases de efeito estufa (GEE) comparado com os combustíveis fósseis. Contudo, algumas dessas fontes apresentam variações em sua geração, seja ao longo do dia ou ano, como, por exemplo, a geração hídrica durante as secas, a eólica quando não há ventos, e a geração solar à noite.(Oliveira, 2022; Villalva, 2015).

Já as fontes de energia não renováveis são consideradas finitas, uma vez que, quando esgotadas, não podem mais ser regeneradas. Além disso, causam danos ao meio ambiente, como a emissão de poluentes. São exemplos de recursos não renováveis: petróleo, energia nuclear, gás natural, carvão mineral, e xisto betuminoso (Oliveira, 2022; Villalva, 2015).

### **2.2 Geração Distribuída de Energia Elétrica**

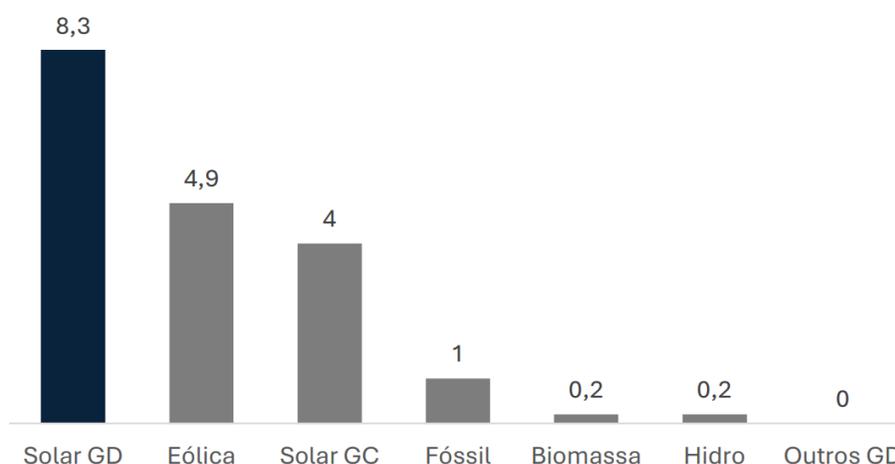
A energia elétrica produzida no local de consumo ou próximo a ele é denominada geração distribuída (GD). Essa modalidade se diferencia da geração centralizada, que é constituída de grandes usinas de geração localizadas distantes

dos grandes centros de carga e dependem do Sistema Interligado Nacional (SIN) para a transmissão da energia elétrica gerada. O uso da modalidade de GD em larga escala pode reduzir as perdas durante a transmissão e os gastos com investimentos em linhas de transmissão, trazendo mais estabilidade ao recurso entregue (Villalva, 2015).

O uso de fontes alternativas na geração distribuída vem crescendo em todo o mundo, principalmente no Brasil. A energia solar fotovoltaica e a energia eólica são as fontes renováveis com maior potencial para utilização, em especial a geração solar. Isso se deve ao fato de que seus sistemas podem utilizar espaços já ocupados, como telhados, coberturas, qualquer local onde haja uma boa incidência de luz solar (Villalva, 2015). A Figura 2.1 ilustra a expansão da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil em 2023.

Figura 2.1 - MMGD e expansão da capacidade instalada no Brasil em 2023

**Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica em 2023 [GW] -  
Entrada em Operação**



Fonte: ANEEL. Painel Interativo do RALIE (Abril de 2024) e base de MMGD (Acesso em 20/03/2024), citado por EPE(2024).

Desde que entrou em vigor a resolução normativa ANEEL N°482/2012, em 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica através de fontes renováveis ou cogeração qualificada, participando assim da microgeração e minigeração distribuída (MMGD) e do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) (ANEEL, 2023).

Além disso, conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 6 de janeiro de 2022, foi instituído o marco legal da geração distribuída pela Lei N° 14.300/2022, que trouxe consigo algumas atualizações para modalidade de geração distribuída, também conhecida como geração própria, quando conectada à rede elétrica (ANEEL, 2023; Brasil, 2022). Essa modalidade pode ser classificada como:

- Microgeração: com potência de até 75 KW;
- Minigeração: com potência variando acima de 75 KW até 5 MW para as fontes despacháveis, e até 3 MW para as fontes não despacháveis.

### **2.3 Energia Solar Fotovoltaica**

A eletricidade pode ser gerada através do efeito fotovoltaico (FV), um processo no qual ocorre a conversão direta da luz proveniente do sol em energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos (SFV) captam essa energia solar e geram uma corrente elétrica contínua, a qual é coletada e processada por dispositivos controladores e conversores. Esta energia pode ser armazenada em baterias ou conectada à rede elétrica (Villalva, 2015).

No último caso mencionado, os módulos fotovoltaicos convertem a energia solar em uma corrente elétrica contínua, que é então transmitida até o inversor. Neste dispositivo, ocorre a conversão da corrente contínua para corrente alternada, que é então distribuída e utilizada pelos equipamentos elétricos na unidade consumidora (UC), seja residência ou comércio (Oliveira, 2022).

#### **2.3.1 Radiação solar**

A radiação solar é a transferência de energia do sol através da propagação de ondas eletromagnéticas com diferentes frequências e comprimentos de onda. Antes de atingir o solo e ser captada pelas células e módulos fotovoltaicos, a radiação solar é influenciada pela atmosfera, incluindo o ar, as nuvens e a poluição.

A radiação global é composta pela soma da radiação direta e da radiação difusa, como ilustra a Figura 2.2. A radiação direta é a porção dos raios solares que incidem sobre uma superfície horizontal sem sofrer dispersão durante sua trajetória. Em contraste, a radiação difusa é composta pelos raios solares que chegam

indiretamente à superfície, resultado da difração, reflexão da luz, poeira e outros obstáculos na atmosfera (Villalva, 2015).

Figura 2.2 - A radiação global é a soma das radiações direta e difusa



Fonte: Villalva (2015)

Segundo Villalva (2015), as grandezas relacionadas à radiação solar são:

- **Irradiância:** É a medida da taxa na qual a radiação solar incide sobre uma superfície, expressa em  $W/m^2$  (watt por metro quadrado). Trata-se de uma unidade de potência por área.
- **Irradiação:** Refere-se à irradiância solar integrada ao longo de um período de tempo específico, com unidade de medida em  $Wh/m^2$  (watt-hora por metro quadrado).

### 2.3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

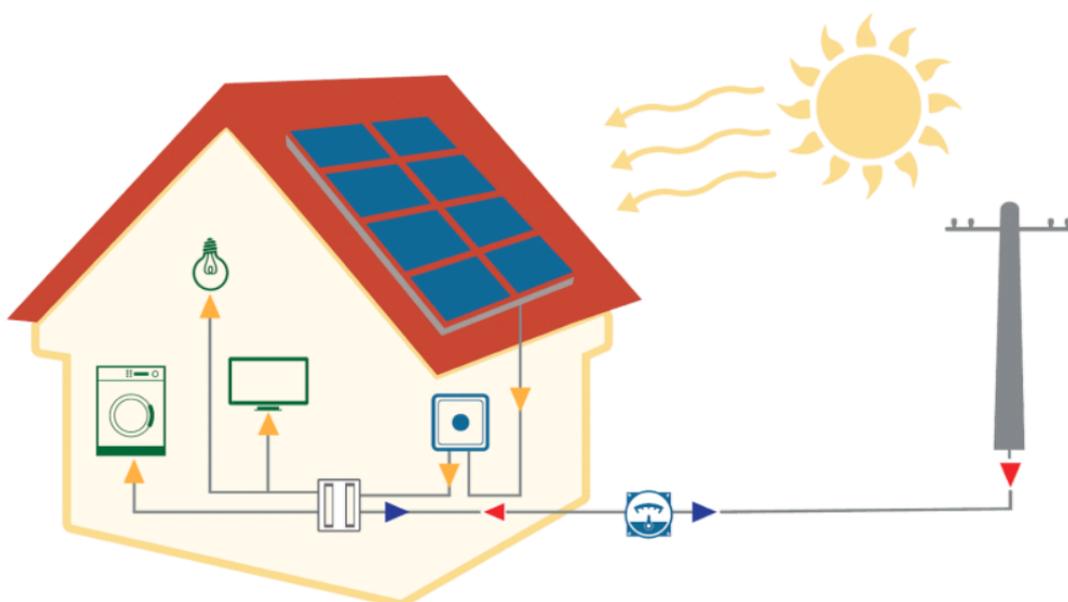
Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) operam em paralelo com a rede elétrica da distribuidora. Durante o dia, ocorre a geração fotovoltaica, proporcionando o consumo instantâneo pela unidade consumidora. À noite, quando não há geração, e em dias chuvosos ou nublados, quando a geração diminui, a unidade consumidora (UC) utiliza a energia elétrica da rede da distribuidora.

Os SFCRs são normalmente usados para reduzir significativamente as faturas de energia, podendo participar do sistema de compensação de energia elétrica e

gerar excedentes que são contabilizados como créditos. Esses créditos podem ser utilizados posteriormente ou creditados em outras unidades consumidoras de mesma titularidade (Villalva, 2015).

A configuração básica dos sistemas conectados à rede elétrica consiste no gerador fotovoltaico, inversor e na rede local da distribuidora. O gerador fotovoltaico produz a energia que é condicionada e transformada pelo inversor, e, finalmente, transferida para a rede elétrica (Zilles *et al.*, 2012). Podemos ver este exemplo na Figura 2.3.

Figura 2.3 - Configuração básica de um SFCR



Fonte: ABSOLAR (2020)

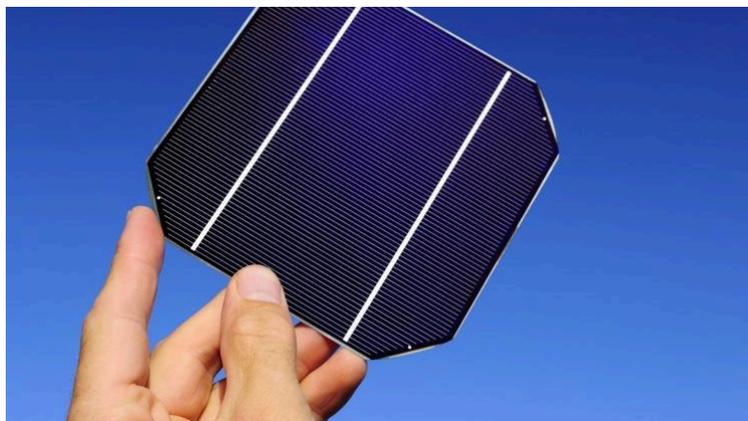
### 2.3.3 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por várias células fotovoltaicas agrupadas e conectadas eletricamente, geralmente em série, para produzirem maior tensão. Quando a radiação eletromagnética do sol entra em contato com a célula fotovoltaica, que é constituída de materiais semicondutores, ocorre o efeito fotovoltaico, resultando na conversão de energia solar em energia elétrica.

Os módulos fotovoltaicos são geralmente constituídos de silício, segue a ilustração na Figura 2.4, e as tecnologias de células mais comuns encontradas no

mercado são: silício monocristalino, silício policristalino e filme fino de silício (Villalva, 2015).

Figura 2.4 - Célula fotovoltaica de silício cristalino



Fonte: Iberdrola (2021).

#### 2.3.4 Inversores

O inversor é um dispositivo eletrônico responsável por converter tensão e corrente contínua em tensão e corrente alternada. Nos sistemas fotovoltaicos, é necessário o uso do inversor, uma vez que utilizamos uma rede elétrica de tensão alternada e os eletrodomésticos são fabricados para funcionar nessa configuração. Portanto, é necessário um inversor CC-CA para converter a corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente elétrica alternada (Villalva, 2015).

Segundo Villalva (2015), os inversores usados nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, também conhecidos como *grid-tie* ou *on-grid*, funcionam como fonte de corrente e possuem algumas funções incorporadas, tais como: rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), chave de desconexão de corrente contínua, proteção contra fuga de corrente, isolamento com transformador, detecção de ilhamento e reconexão automática.

#### 2.3.5 Fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos estão sempre sujeitos a perdas, que podem reduzir a eficiência e, conseqüentemente, a energia gerada. Essas perdas são causadas

por diferentes fatores, sendo crucial o entendimento destes para otimizar o desempenho do sistema e garantir que ele opere de forma eficaz.

Alguns dos principais fatores de perdas são o descasamento de módulos (*mismatch*), sombreamento, acúmulo de sujeidade, perdas por aumento de temperatura, perdas nos inversores e perdas no cabeamento (Tonolo, 2019). Todos esses fatores serão discutidos a seguir.

#### 2.3.5.1 Perdas por *mismatch*

O *mismatch*, ou descasamento de módulos, ocorre devido a pequenas diferenças nos parâmetros construtivos das células fotovoltaicas que constituem os módulos. Esta dispersão de características pode afetar o desempenho geral do sistema fotovoltaico, pois pode provocar limitações na tensão, corrente e potência, causadas pelo descasamento de parâmetros (Almeida, 2012).

Algumas causas de *mismatch* incluem a degradação desigual dos módulos fotovoltaicos, temperaturas diferentes em algumas partes do sistema, o uso de módulos com variação na fabricação, sombreamento parcial e sujeira acumulada em alguns módulos.

#### 2.3.5.2 Perdas por sombreamento e acúmulo de sujeidade

Os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a sombreamentos, sejam eles previsíveis ou não. Alguns exemplos de sombreamentos previsíveis são casas e prédios vizinhos, árvores próximas, postes, chaminés, antenas, entre outros. Já os sombreamentos imprevisíveis podem ser ocasionados por folhas caídas e excrementos de pássaros. Esses tipos de sombreamento, seja total ou parcial, são prejudiciais à geração de energia elétrica do arranjo fotovoltaico (Almeida, 2012).

As perdas por sujeidade são ocasionadas principalmente por poeira, seja em grandes cidades, próximo a indústrias ou estradas de barro. Além da poeira, também há sujeidade por folhas caídas ou dejetos de pássaros. Assim como o sombreamento, a sujeidade também causa perdas ao sistema, visto que reduz a quantidade de irradiância disponível sobre o plano do gerador fotovoltaico. A água das chuvas pode limpar os módulos, dependendo do grau de sujeidade, mas é indicada a prática da limpeza durante a manutenção, reduzindo a perda por sujeidade

(Almeida, 2012).

#### 2.3.5.3 Perdas por aumento de temperatura

O aumento da temperatura nas células que compõem os módulos fotovoltaicos causa uma diminuição em seu desempenho. Com o aumento da temperatura, há uma redução significativa da tensão e um pequeno aumento de corrente. No entanto, esse aumento de corrente é insuficiente para compensar a perda causada pela diminuição de tensão, resultando em uma menor entrega de potência (Almeida, 2012; Pinho e Galdino, 2014).

A temperatura influencia na tensão que os módulos fornecem e, conseqüentemente, na potência entregue. De acordo com Ayompe *et al.* (2010), a cada aumento de 1°C, a potência do gerador fotovoltaico cai entre 0,3% e 0,4%.

#### 2.3.5.4 Perdas nos inversores

As perdas associadas aos inversores ocorrem durante o processo de conversão de corrente contínua para corrente alternada, devido ao fator de potência, ao seguidor de máxima potência e à distorção harmônica (Rampinelli, 2010).

A baixa eficiência do inversor é o principal fator de grande parte das perdas. Mesmo que um inversor tenha uma boa eficiência, ele apresenta um baixo rendimento na operação com pequenas frações de potência nominal. Além disso, os inversores que não contém transformadores apresentam maior eficiência (Almeida, 2012; Rampinelli, 2010).

#### 2.3.5.5 Perdas no cabeamento

Nos sistemas fotovoltaicos (SFV), as perdas na fiação elétrica são inevitáveis, porém, com um bom dimensionamento, é possível reduzir essas perdas que ocorrem devido às perdas ôhmicas e ao efeito Joule, ou seja, pela dissipação de energia em forma de calor ao longo dos fios e cabos que percorrem o sistema fotovoltaico, seja na conexão dos módulos ou nos inversores ligados à rede elétrica. É necessário um isolamento adequado, visto as altas tensões atingidas em alguns

sistemas. Além disso, como os cabos estão expostos ao sol e chuva, devem possuir proteção ultravioleta (UV) (Oliveira, 2022).

### **3 METODOLOGIA**

Este capítulo descreve os métodos e técnicas utilizados para a realização do estudo comparativo entre simulações e o desempenho real de um sistema de geração fotovoltaica. Quanto aos procedimentos adotados, trata-se de uma pesquisa bibliográfica, documental e estudo de caso, com abordagem quantitativa.

Serão descritos, a seguir, os softwares utilizados, o sistema fotovoltaico em análise, o levantamento de dados, os procedimentos de simulação e as figuras de mérito para avaliação do desempenho do SFCR.

#### **3.1 Softwares, Plataformas e Base de Dados**

A seguir serão apresentados os softwares, plataformas e bases de dados utilizados neste estudo.

##### **3.1.1 Software PVsyst**

O PVsyst é um software desenvolvido para ser utilizado por pesquisadores, engenheiros e arquitetos. Além de ser uma poderosa ferramenta prática utilizada por profissionais para o dimensionamento, simulação e análise de sistemas fotovoltaicos, é também uma ferramenta educacional (PVsyst SA, 2024).

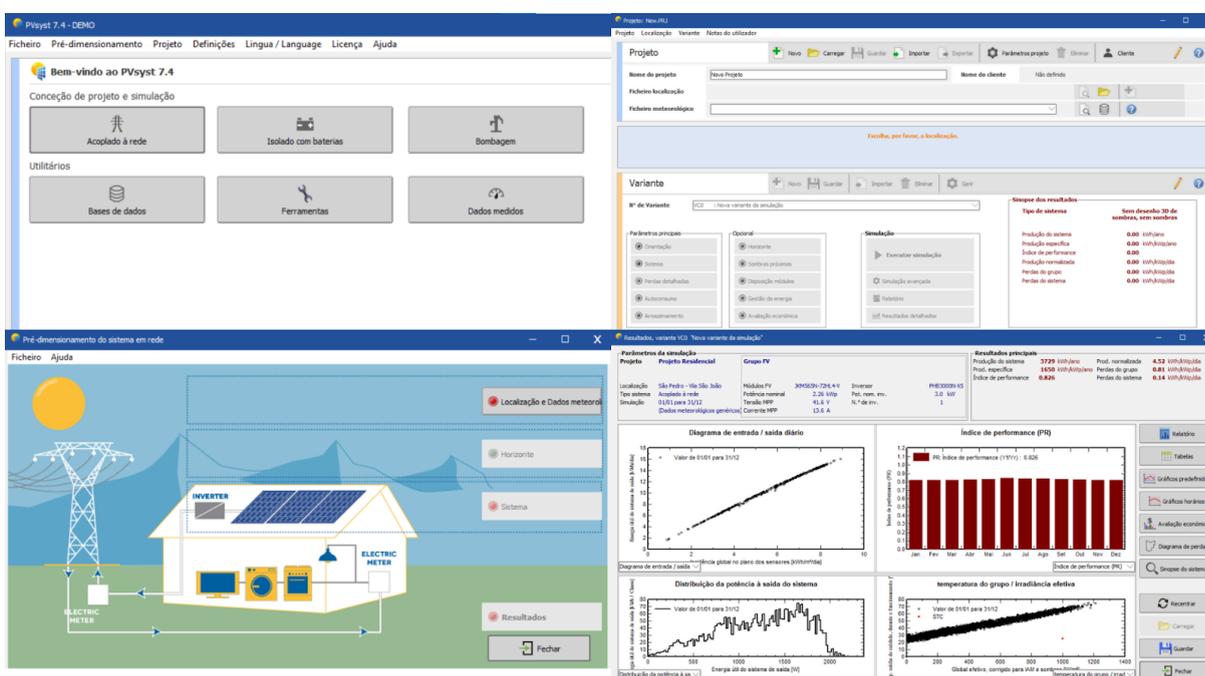
O PVsyst foi desenvolvido na Suíça, pela Universidade de Genebra, e atualmente é comercializado pela PVsyst SA. O software permite a configuração detalhada de sistemas fotovoltaicos, possibilitando ao usuário realizar simulações abrangentes. A ferramenta suporta diversas tecnologias e possui um banco de dados atualizado de módulos FV e inversores. Durante o dimensionamento, é possível incluir informações como a disposição dos módulos, a orientação do sistema, as perdas, o desenho 3D, a análise financeira, entre outros. O software realiza simulações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sistemas FV isolados e de bombeamento de água (Oliveira, 2017; Pinho e Galdino, 2014).

A ferramenta também é capaz de importar dados meteorológicos de diferentes fontes. Ao final de cada simulação, o PVsyst disponibiliza os resultados em formato de relatórios completos, com gráficos e tabelas específicas que apresentam as perdas do SFV, a energia produzida, o índice de performance, entre

outros aspectos que auxiliam na análise de viabilidade dos projetos fotovoltaicos (PVsyst SA, 2024).

Seja na aplicação de pequenos empreendimentos FV ou em projetos de grandes usinas, o PVsyst é um dos softwares mais utilizados no mundo (Oliveira, 2017). O software disponibiliza um mês de teste gratuito, permitindo o uso da ferramenta com todos os recursos disponíveis. A Figura 3.1 ilustra algumas telas da ferramenta.

Figura 3.1 - Telas do software PVsyst



Fonte: Autoria própria (2024)

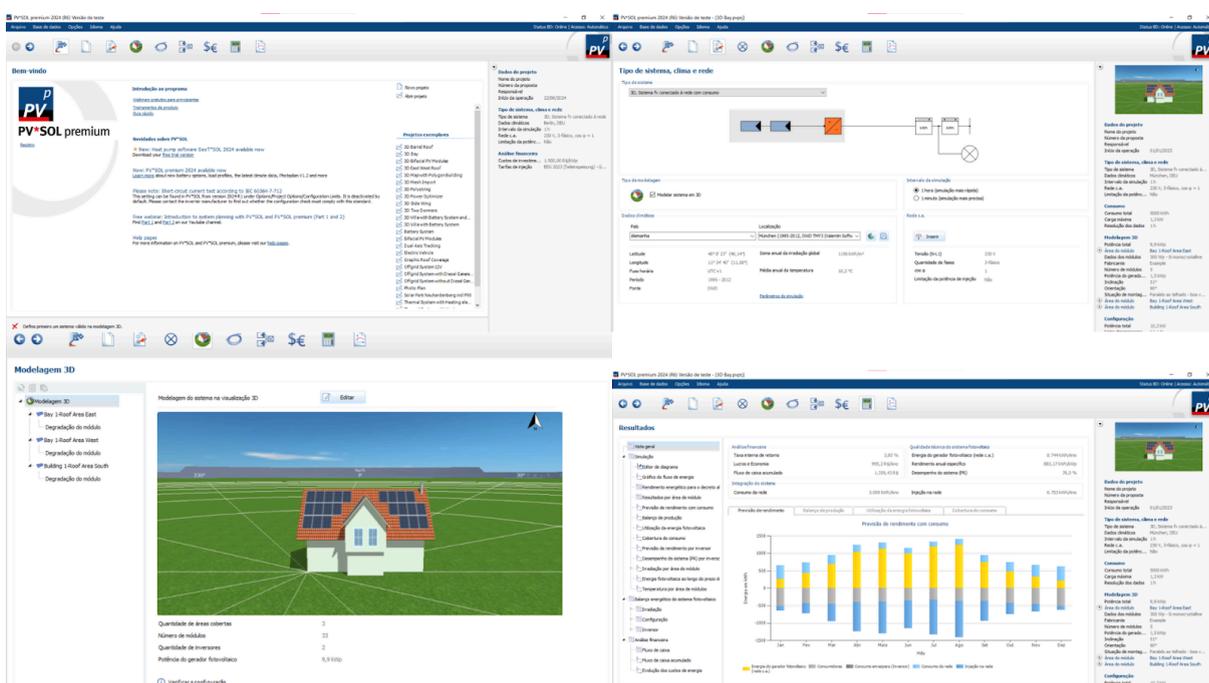
### 3.1.2 Software PV\*SOL

O PV\*SOL premium é uma ferramenta de modelagem, simulação e cálculo de produtividade energética, idealizada pela empresa alemã Valentin Software, que auxilia engenheiros, projetistas e outros profissionais a planejar e dimensionar sistemas fotovoltaicos usados nos segmentos residencial, comercial e industrial.

Na versão premium do software PV\*SOL, é possível realizar cálculos detalhados de sombreamento através do desenho 3D, proporcionando maior precisão e confiabilidade na simulação do rendimento, ao considerar de forma mais realista os objetos circundantes ao sistema FV.

O PV\*SOL premium possui um banco de dados atualizado com diversos modelos de painéis fotovoltaicos e inversores, incluindo marcas brasileiras, além de uma extensa base de dados climáticos baseados no Meeonorm. Por fim, também é possível gerar relatórios detalhados do projeto, assim como diagramas de circuitos (Valentim Software, 2024). O software disponibiliza 30 dias de teste gratuito, permitindo o uso da ferramenta com todos os recursos disponíveis. A Figura 3.2 ilustra algumas telas da ferramenta.

Figura 3.2 - Telas do software PV\*SOL premium



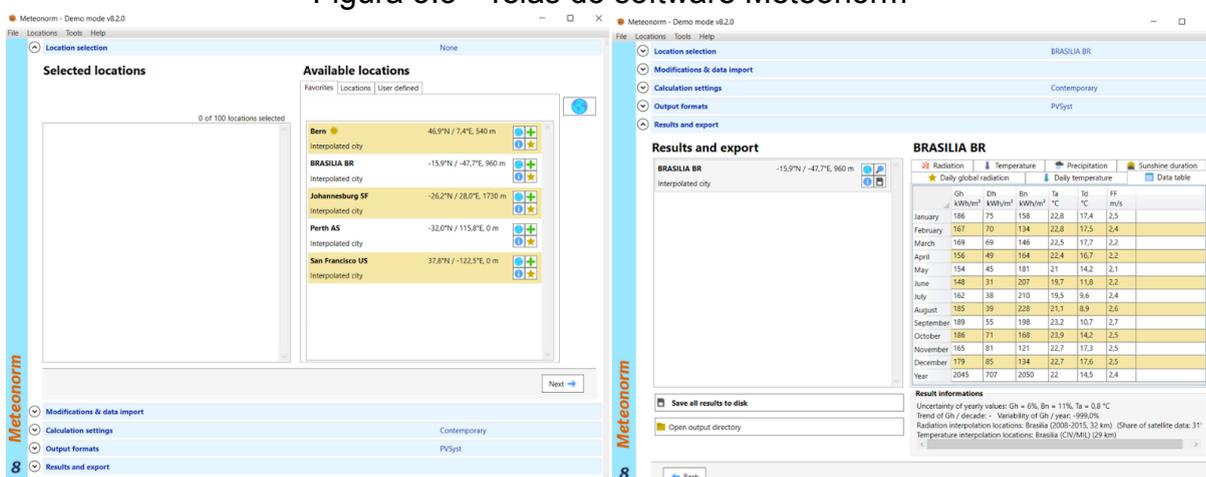
Fonte: Autoria própria (2024)

### 3.1.3 Base de dados Meeonorm

O Meeonorm é um software de desktop desenvolvido pela Meeotest, que dispõe de um extenso banco de dados climáticos. São mais de 8.000 estações meteorológicas e 5 satélites geoestacionários, proporcionando uma cobertura global abrangente, fornecendo dados de radiação solar, temperatura do ar, umidade, precipitação e velocidade do vento. Essas informações permitem que pesquisadores, engenheiros e projetistas realizem simulações realistas de grandes sistemas fotovoltaicos ou de gerenciamento de energia e baterias.

Os dados do Meeonorm são facilmente encontrados integrados a vários softwares de simulação de energia solar fotovoltaica, energia solar térmica ou simulação de edifícios. O software pode ser testado em modo de demonstração por um período ilimitado, além de disponibilizar relatórios com informações meteorológicas do local escolhido pelo usuário. Ele permite experimentar todas as funções disponíveis, porém, salvar dados (ficheiro meteorológico) no computador é restrito a cinco locais (Meteotest, 2024). A Figura 3.3 ilustra algumas telas da ferramenta.

Figura 3.3 - Telas do software Meeonorm



Fonte: Autoria própria (2024)

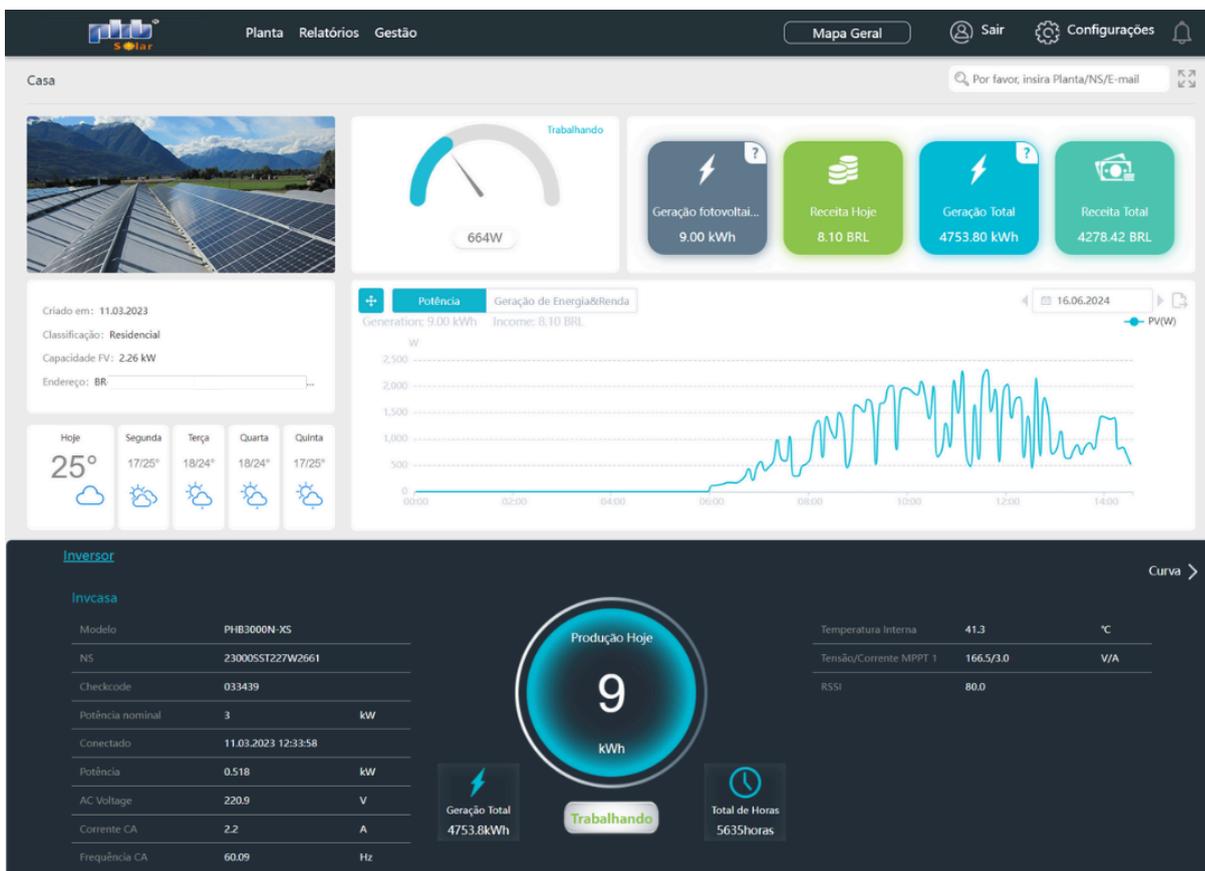
### 3.1.4 Plataforma Solar Portal

Solar Portal é uma plataforma de monitoramento de sistemas fotovoltaicos desenvolvida pela empresa brasileira PHB Solar. No aplicativo, é possível realizar o cadastro de uma nova planta, onde os inversores são vinculados e monitorados em tempo real através do acesso a internet. O usuário pode ser notificado de qualquer problema no sistema, além de obter relatórios mensais e anuais sobre a geração de energia da planta. Esses dados são expressos em gráficos e podem ser exportados para planilhas.

O aplicativo pode ser utilizado por sistemas residenciais, comerciais e grandes plantas. Dentro da plataforma, é possível acessar diversas informações, como os parâmetros do inversor, geração de energia e renda, notificações push,

histórico de dados e relatórios de geração (PHB Solar, 2024). A Figura 3.4 ilustra algumas telas da ferramenta.

Figura 3.4 - Telas da plataforma Solar Portal



Fonte: Autoria própria (2024)

## 3.2 Figuras de Mérito para Avaliação do Desempenho de SFCRs e Erro Percentual

As figuras de mérito, também conhecidas como índices de mérito, são indicadores de produtividade obtidos por equações matemáticas. Elas permitem analisar e descrever o funcionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com base em seus balanços energéticos, possibilitando determinar se o sistema está produzindo energia de forma otimizada ou se deve ser reconfigurado (Benedito, 2009; Zilles *et al.*, 2012). A seguir, serão apresentados três índices: fator de capacidade, produtividade do sistema e desempenho global.

### 3.2.1 Fator de capacidade (FC)

O fator de capacidade (FC) representa a razão entre a energia entregue pelo sistema em um determinado período e a energia que ele poderia gerar caso operasse 100% do tempo (24h por dia) com sua potência nominal (Benedito, 2009). O FC é definido pela Equação 1:

$$FC = \frac{\int_0^T P(t) dt}{P_n \times T} = \frac{E(t)}{P_n \times T} \quad (1)$$

onde:

P(t): representa a potência entregue pelo sistema no instante t, em kW;

P<sub>n</sub>: representa a potência nominal do sistema, em kWp;

T: representa o período de integração (dia, mês ou ano) em horas.

E(t): representa a energia gerada pelo sistema no instante t, em kWh.

Segundo Benedito (2009), o valor do fator de capacidade é expresso em porcentagem e, para sistemas fotovoltaicos brasileiros conectados à rede, pode variar entre 13% e 18%, dependendo da tecnologia e da disponibilidade da fonte solar. Quando comparado com outras fontes de geração, o fator de capacidade (FC) dos sistemas fotovoltaicos é relativamente menor. Isso ocorre devido à natureza intermitente da fonte solar e à dependência das condições climáticas (Almeida, 2012).

### 3.2.2 Produtividade do sistema (YF)

A produtividade do sistema, também conhecida como *final yield* (YF) ou energia específica, é expressa em kWh/kWp e representa a energia gerada em kWh por cada kWp de potência instalada. Além disso, é definida como o número de horas em que o sistema fotovoltaico deve operar com potência nominal para gerar a mesma quantidade de energia registrada, E(t) (Almeida, 2012; Benedito, 2009; Zilles *et al.*, 2012). A YF é definida pela Equação 2:

$$YF = \frac{\int_0^{\tau} P(t) dt}{P_n} = \frac{E(t)}{P_n} \quad (2)$$

onde:

P(t): representa a potência entregue pelo sistema no instante t, em kW;

P<sub>n</sub>: representa a potência nominal do sistema, em kWp;

E(t): representa a energia gerada pelo sistema no instante t, em kwh.

A figura de mérito *final yield* (YF) permite comparar o desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos, independentemente do tamanho do sistema ou da localização geográfica (Almeida, 2012). Segundo Quaglia (2010), a estimativa da produtividade dos SFCRs para a região Nordeste é de 1580 kWh/kWp.

### 3.2.3 Desempenho global do sistema (PR)

O desempenho global (PR ou *performance ratio*) é tido como uma figura de mérito muito útil, pois representa a capacidade de um sistema em converter a energia solar disponível no plano dos painéis em eletricidade (Benedito, 2009). O PR leva em consideração todas as perdas envolvidas em um sistema fotovoltaico conectado à rede. Sua expressão é dada pela Equação 3:

$$PR = \frac{E(t)}{P_n} \times \frac{G_{ref}}{H(t)} = \frac{YF}{H(t)/G_{ref}} \quad (3)$$

onde:

H(t): representa a irradiação no plano do arranjo, em kwh/m<sup>2</sup>;

G<sub>ref</sub>: representa a irradiância nas condições padrão de teste (STC), 1000 W/m<sup>2</sup>.

Para um sistema fotovoltaico, quanto mais próximo de 100% estiver este valor, mais eficaz é o sistema. No entanto, sabemos que esse valor não é atingível na realidade, pois o sistema está exposto a perdas inevitáveis, como as perdas térmicas devido ao aquecimento dos módulos. Sistemas fotovoltaicos eficientes, contudo, atingem um desempenho global (PR) de até 80% (SMA, 2011).

### 3.2.4 Erro percentual (E%)

O erro percentual é uma medida que quantifica a discrepância entre um valor medido ou calculado e um valor de referência. No contexto deste trabalho, o valor de referência corresponde à energia real gerada pelo sistema, enquanto o valor calculado será a geração estimada, obtida por cada simulação. O cálculo dessa medida é realizado utilizando a Equação 4.

$$E\% = \frac{E(t)_{real} - E(t)_{prevista}}{E(t)_{real}} \times 100\% \quad (4)$$

onde:

$E(t)_{real}$ : representa a energia real verificada no sistema fotovoltaico

$E(t)_{prevista}$ : representa a energia estimada por cada simulações

### 3.3 Sistema Fotovoltaico em Estudo

O sistema fotovoltaico monitorado encontra-se instalado em uma residência na cidade de Garanhuns, no estado de Pernambuco. Enquadrado na modalidade de microgeração distribuída, o sistema é composto por quatro módulos fotovoltaicos da marca Jinko de 565Wp (JKM565N-72HL4-V), totalizando uma capacidade instalada de 2,26 kWp. Os módulos estão orientados para o norte, o que potencializa sua eficiência na captação de luz solar. O inversor utilizado da marca PHB, modelo PHB3000N-XS, possui capacidade de 3 kW. As Figuras 3.5 e 3.6 apresentam o SFCR em estudo.

Figura 3.5 - Visão do sistema fotovoltaico instalado no telhado da residência



Fonte: Autoria própria (2024)

Figura 3.6 - Inversor e quadro de proteção CA



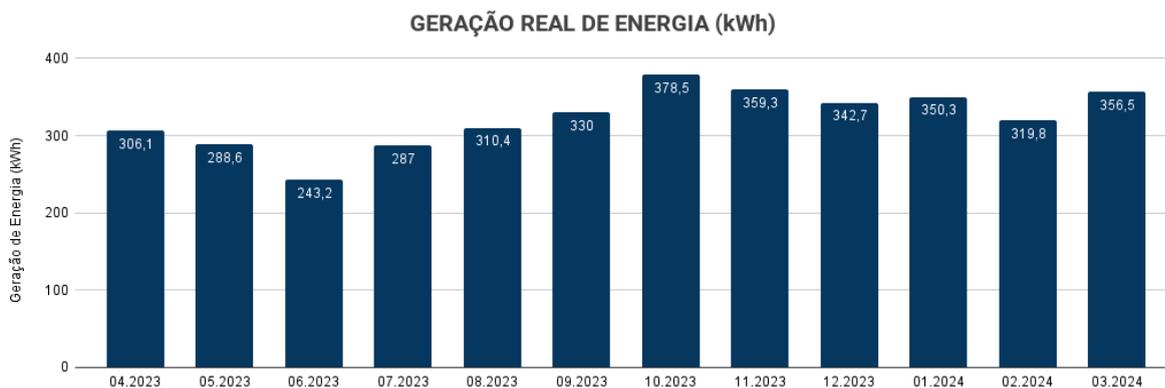
Fonte: Autoria própria (2024)

A plataforma de monitoramento utilizada é a Solar Portal, que registra dados de geração de energia e fornece relatórios com diferentes intervalos: diários, mensais e anuais. As informações disponíveis ao usuário incluem dados da geração de energia total produzida pelo sistema e a energia produzida diariamente em kWh.

Para o estudo, foram coletados dados de geração real ao longo de um ano, com início em abril de 2023 e término em março de 2024, período correspondente ao primeiro ano de operação do sistema. A Figura 3.7 apresenta o desempenho

mensal do sistema real durante o seu primeiro ano de operação, com uma geração total de energia de 3.872,4 kWh.

Figura 3.7 - Geração mensal de energia durante o 1º ano de operação do SFCR



Fonte: Autoria própria (2024)

Para a realização das simulações, foram utilizados dois softwares de simulação de projetos fotovoltaicos amplamente reconhecidos na área de geração de energia solar fotovoltaica: PVsyst e PV\*SOL premium. Os projetos foram configurados e simulados com base nos mesmos parâmetros encontrados no sistema real, incluindo características dos módulos e inversores, modelagem 3D, orientação e inclinação dos módulos, dados meteorológicos locais e perdas estimadas.

A tabela 3.1 apresenta alguns parâmetros de projetos que foram determinados de maneira similar em ambos os softwares. Além desses parâmetros, cada ferramenta possui suas particularidades. Existem configurações pré-definidas pelos softwares, utilizando valores de referência (default) específicos para cada um, que, no entanto, permitem ser alteradas conforme a necessidade do usuário.

Tabela 3.1 - Parâmetros de projeto

PARÂMETROS DE PROJETO	PVsyst	PV*SOL
Base de dados	Meteonorm 8.1 e Meteonorm 8.2	Meteonorm 8.2
4 Módulos fotovoltaicos	Jinko - 565Wp JKM565N72HL4-V	Jinko - 565Wp JKM565N72HL4-V
1 Inversor	PHB - 3kW PHB3000N-XS	PHB - 3kW PHB3000N-XS
Latitude	-8,86 °S	-8,86 °S
Azimute	8.2°	8.2°
Inclinação do plano	5°	5°
Perdas de potência devido a <i>Mismatch</i>	2%	2%
Perdas devido à sujidade (fator anual)	3%	3%
Albedo médio ao longo do ano	20%	20%

Fonte: Autoria própria (2024)

No software PVsyst, as simulações são ajustadas para refletir as condições reais do sistema, considerando fatores de perdas, como sombras parciais, perdas devido a *mismatch* e sujeira nos módulos. O PV\*SOL premium, assim como o PVsyst, foi configurado de maneira similar, garantindo que os resultados das simulações possam ser diretamente comparáveis. Isso permitiu a análise dos relatórios gerados pelos dois softwares, os quais foram posteriormente comparados com os dados reais do sistema fotovoltaico.

A base de dados meteorológicas utilizada em ambas as ferramentas é a Meteonorm versão 8. Os softwares fotovoltaicos empregados neste estudo possuem essa base de dados integrada, porém, a versão mais recente do PVsyst (versão 7.4) ainda utiliza a base de dados Meteonorm 8.1 (2009-2017), enquanto o PV\*SOL premium utiliza a atualização mais recente, a Meteonorm 8.2 (2001-2020). Como o objetivo deste trabalho é realizar uma análise comparativa entre os softwares e o sistema de referência, como também avaliá-los, seria ideal que, além de usar a base de dados já integrada, fosse possível comparar as simulações com a mesma atualização de dados meteorológicos.

Portanto, realizou-se três simulações: PVsyst com a base de dados integrada Meteonorm 8.1, PVsyst com a base de dados Meteonorm 8.2 (inserida

manualmente) e PV\*SOL premium com a base de dados integrada Meteonorm 8.2. Dessa forma, analisaremos os softwares tanto na configuração disponível para download com suas bases de dados já integradas, quanto na opção de inserir manualmente as informações meteorológicas, com o intuito de comparar ambas as ferramentas utilizando dados similares. O Quadro 3.1 apresenta melhor as simulações realizadas neste estudo.

Quadro 3.1 - Simulações realizadas em cada software

<b>Simulação</b>	<b>Software</b>	<b>Base de Dados</b>
1	PVsyst	Meteonorm 8.1
2	PVsyst	Meteonorm 8.2
3	PV*SOL premium	Meteonorm 8.2

Fonte: Autoria própria (2024)

A simulação 2 foi realizada com dados meteorológicos inseridos manualmente, incluindo irradiação horizontal total, irradiação difusa horizontal, temperatura e velocidade do vento. Essas informações foram importadas da base de dados Meteonorm 8.2, baseadas na localização real do sistema.

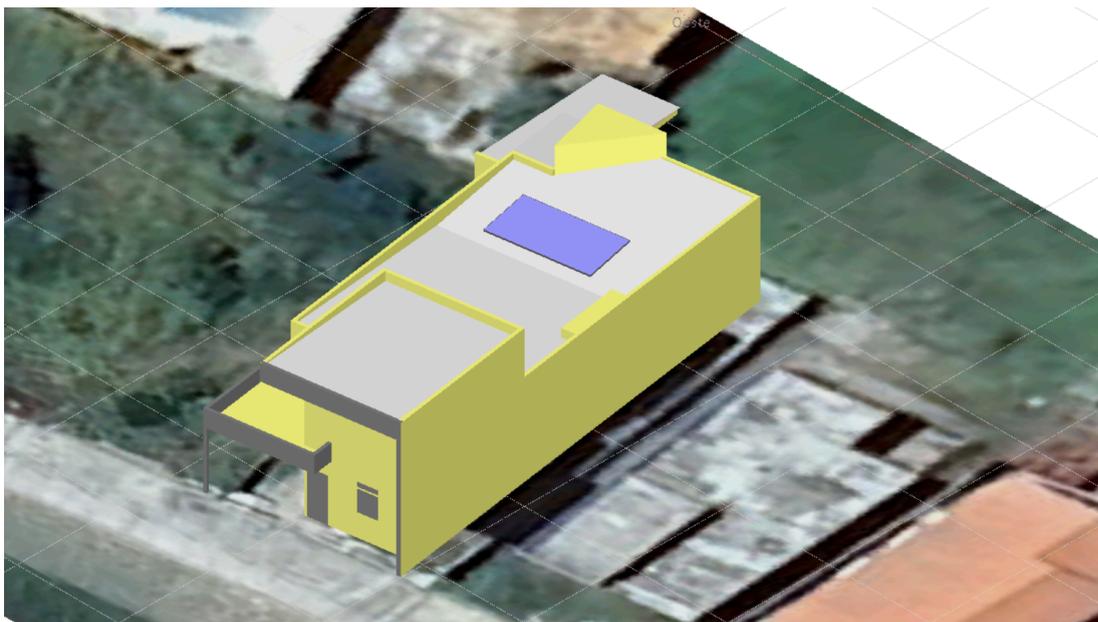
### **3.3.1 Modelagem do sistema em perspectiva 3D**

As modelagens em 3D são fundamentais para o estudo de sistemas fotovoltaicos, proporcionando uma visualização detalhada da instalação e permitindo a análise precisa de sombreamentos ao longo do dia e do ano, que podem resultar em perdas no sistema. Esta projeção possibilita identificar e mitigar problemas de sombreamento que afetam a eficiência da geração de energia. A seguir, são descritos os passos e as considerações levadas em conta para a construção desses desenhos.

As ferramentas empregadas neste estudo, PVsyst e PV\*SOL premium, oferecem funcionalidades de modelagem 3D para a análise de sombreamento. Utilizando a planta baixa da residência e importando imagens do local pelo Google Earth, obtivemos uma visão precisa da residência, incluindo orientações e dimensões aproximadas da construção e das áreas adjacentes. Assim, procedeu-se

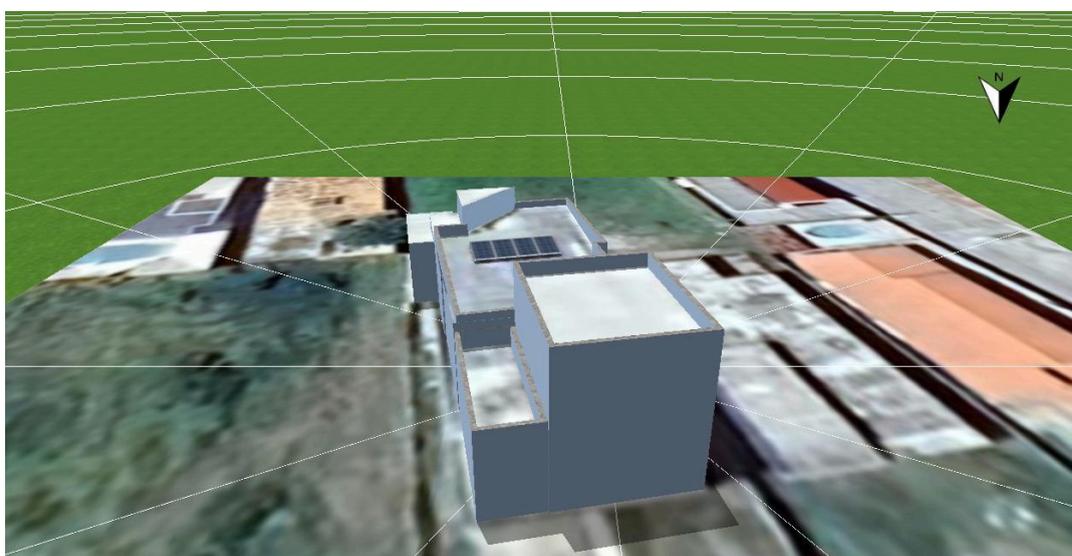
à extrusão dos objetos com alturas e formas reais, posicionando os módulos de acordo com sua disposição real, ajustando a inclinação e orientação para refletir as condições reais da instalação. As Figuras 3.8 e 3.9 ilustram as modelagens em 3D elaboradas com os softwares PVsyst e PV\*SOL premium, respectivamente.

Figura 3.8 - Modelagem 3D elaborada no software PVsyst



Fonte: Aatoria própria (2024)

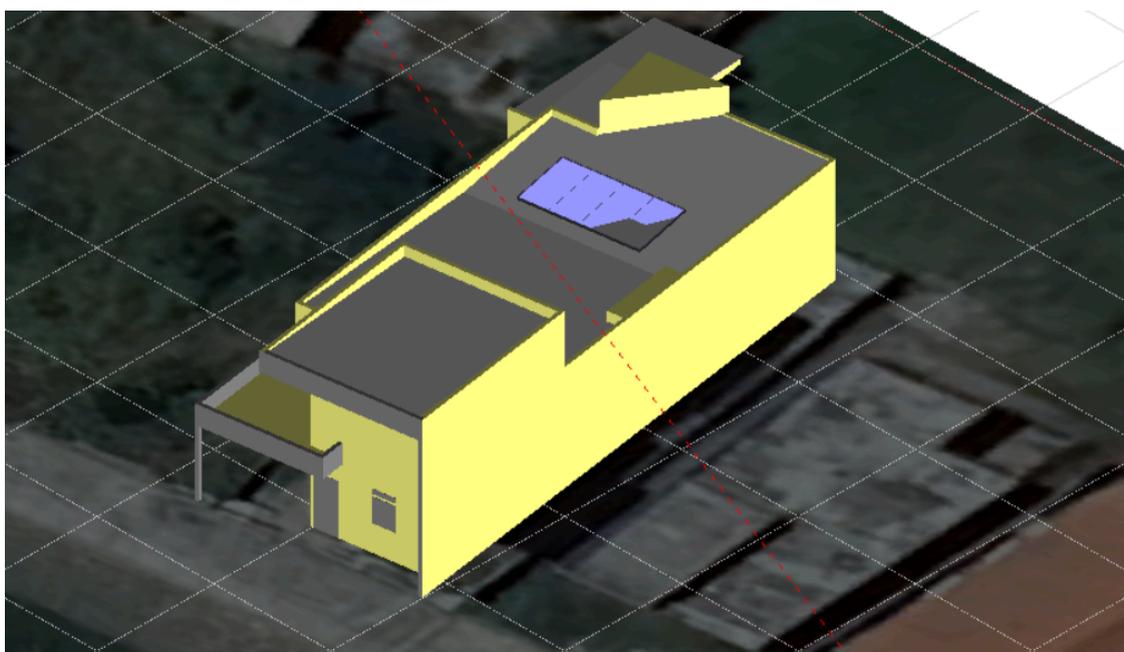
Figura 3.9 - Modelagem 3D elaborada no software PV\*SOL premium



Fonte: Aatoria própria (2024)

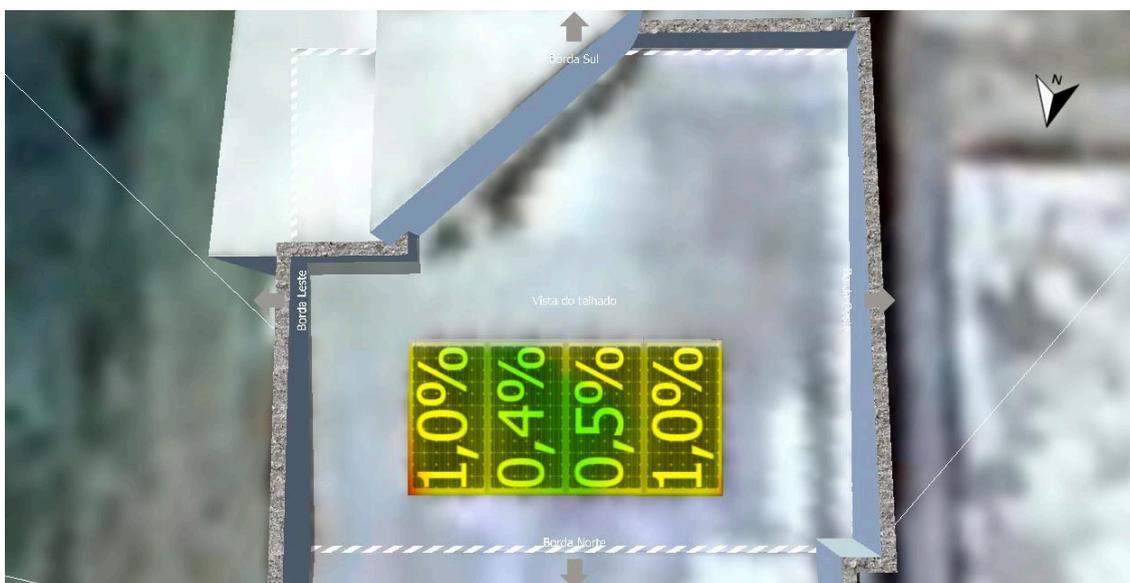
Para uma análise precisa do sombreamento, os elementos estruturais presentes na residência foram considerados, visto que podem gerar sombras sobre os módulos. Não há edificações vizinhas, árvores ou vegetação que possam provocar sombras no sistema. As simulações de sombreamento permitem uma análise temporal de como as sombras dos diferentes objetos afetam a geração de energia ao longo do dia e do ano. O mapeamento das sombras identifica as áreas mais afetadas ao longo do tempo, projetadas pelos objetos, permitindo a detecção de possíveis perdas na geração de energia. As Figuras 3.10 e 3.11 ilustram as análises de sombreamento realizadas pelos software PVsyst e PV\*SOL premium, respectivamente.

Figura 3.10 - Análise de sombreamento realizada no software PVsyst



Fonte: Autoria própria (2024)

Figura 3.11 - Análise de sombreamento realizada no software PV\*SOL premium



Fonte: Autoria própria (2024)

Os desenhos 3D proporcionam uma visualização detalhada da disposição dos módulos fotovoltaicos, incluindo orientação, inclinação e sombras projetadas ao longo do dia e do ano. Essa análise oferece uma compreensão profunda sobre a otimização de layout dos módulos e a mitigação das perdas por sombreamento.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo oferece uma análise detalhada dos dados obtidos no estudo comparativo entre a simulação e o desempenho real do sistema fotovoltaico instalado em Garanhuns, Pernambuco. Serão abordadas as análises comparativas da geração de energia, do desempenho global (PR), da produtividade do sistema (YF) e do fator de capacidade (FC), com base nas previsões dos softwares PVsyst e PV\*SOL premium.

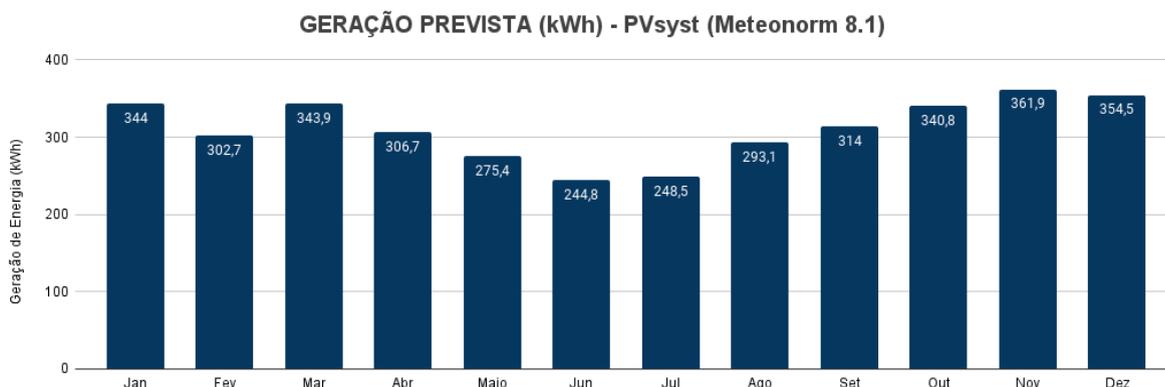
Através das configurações de parâmetros relevantes para cada ferramenta e utilizando os desenhos 3D que são essenciais para avaliar o desempenho energético, foi possível realizar simulações detalhadas do sistema fotovoltaico real. Essas simulações retornam relatórios abrangentes que apresentam resultados de energia prevista para cada mês do ano, diagramas de perdas, *Performance Ratio* (PR), entre outras informações relevantes, possibilitando uma análise detalhada do desempenho do sistema de geração fotovoltaica.

### 4.1 Geração Prevista

Com base nas simulações realizadas pelos softwares, as imagens a seguir apresentam graficamente a estimativa mensal de geração de energia prevista para o primeiro ano de operação do sistema. Foram consideradas as condições climáticas locais e as características técnicas do sistema, ambas inseridas para obter previsões precisas de geração de energia.

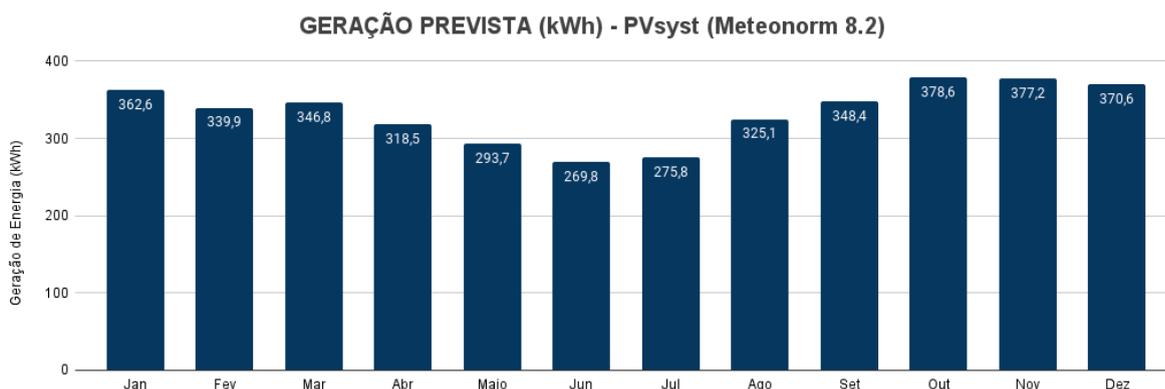
A simulação do software PVsyst, utilizando a base de dados integrada Meteonorm 8.1, apresentou uma geração total prevista de 3.730,3 kWh durante o primeiro ano de operação do sistema. Em contraste, a versão do PVsyst com a base de dados Meteonorm 8.2 previu uma geração anual total de 4.008,9 kWh. Por sua vez, a simulação realizada pelo software PV\*SOL premium estimou uma geração total de 3.876,5 kWh para o ano. As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 ilustram a geração prevista por cada uma das simulações realizadas.

Figura 4.1 - Geração prevista, PVsyst e a base meteonorm 8.1 (simulação 1).



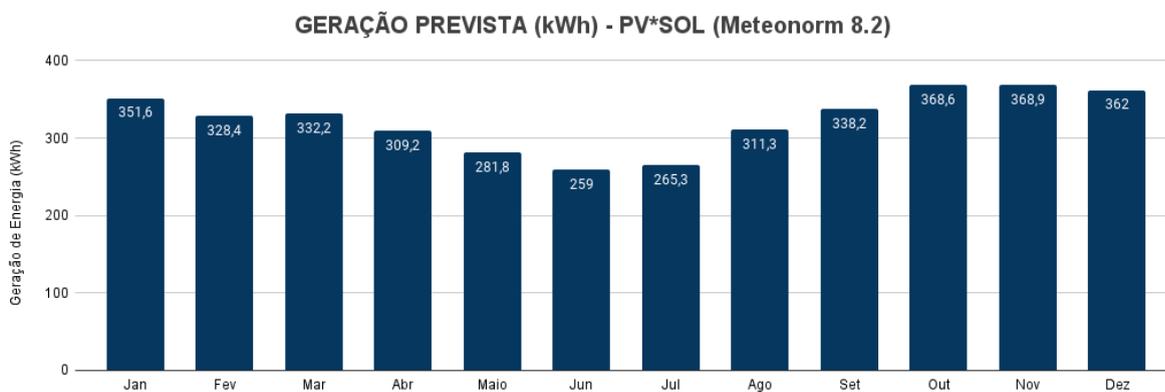
Fonte: Autoria própria (2024)

Figura 4.2 - Geração prevista, PVsyst e a base meteonorm 8.2 (simulação 2).



Fonte: Autoria própria (2024)

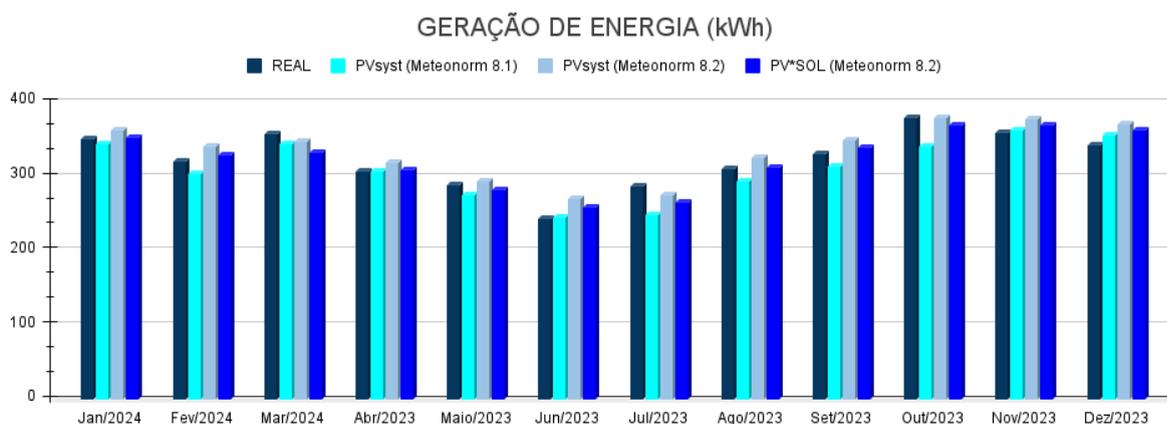
Figura 4.3 - Geração prevista, PV\*SOL premium e meteonorm 8.2 (simulação 3).



Fonte: Autoria própria (2024)

A Figura 4.4 apresenta um gráfico comparativo entre a geração de energia real e as estimativas de geração de energia provenientes das três simulações realizadas neste estudo. Este gráfico permite visualizar as diferenças e semelhanças entre os resultados. Observa-se que as simulações apresentaram um comportamento similar, o que pode ser atribuído aos padrões sazonais. Durante o verão, os dias mais longos proporcionam maior irradiação solar, aumentando a produção de energia. Em contrapartida, no inverno, os dias mais curtos resultam em uma menor irradiação solar e, conseqüentemente, uma geração de energia menor.

Figura 4.4 - Geração de energia real versus geração de energia prevista



Fonte: Autoria própria (2024)

Conforme descrito anteriormente, os dados de geração real foram coletados durante um período de um ano, com início em abril de 2023 e término em março de 2024. Para uma análise comparativa mais clara entre os dados de geração real e a geração estimada por cada simulação, o gráfico apresentado na Figura 4.4 foi reorganizado cronologicamente de janeiro a dezembro. Essa ordenação foi adotada para evidenciar de forma mais precisa a influência dos padrões sazonais ao longo do ano, destacando os períodos correspondentes ao verão e ao inverno.

## 4.2 Análise Comparativa da Geração de Energia

A partir das informações coletadas e apresentadas anteriormente, foi possível realizar uma análise comparativa entre os dados de geração de energia real e as

estimativas de geração fornecidas por cada simulação. Além disso, foi calculado o erro percentual de cada projeto em relação ao valor de referência (sistema real). Durante o período de monitoramento do sistema instalado na residência, a geração total de energia foi de 3.872,4 kWh. Esse valor foi utilizado como referência para comparar com os resultados das simulações realizadas pelos softwares PVsyst e PV\*SOL premium.

A Tabela 4.1 apresenta os dados de geração de energia real e prevista, bem como o erro percentual. Analisando os resultados obtidos no relatório das simulações, pode-se observar que o software PVsyst, utilizando a base de dados Meteonorm 8.1 (simulação 1), se mostrou o mais conservador, indicando uma geração menor que a verificada na prática. Este comportamento é vantajoso para o setor comercial, pois garante uma entrega de energia acima da estimada nos projetos. Em contrapartida, a simulação 2, também realizada no PVsyst mas com a base de dados Meteonorm 8.2, foi a mais otimista, apresentando uma estimativa de geração de energia maior que a geração real. Por fim, o software PV\*SOL Premium, utilizando a base de dados Meteonorm 8.2 (simulação 3), foi a ferramenta que mais se aproximou da geração de energia real.

Tabela 4.1 - Geração de energia (kWh) real versus simulações e erro percentual

MÊS	REAL (kWh)	PVsyst (kWh) S1	Erro (%) S1	PVsyst (kWh) S2	Erro (%) S2	PV*SOL (kWh) S3	Erro (%) S3
Jan	350,3	344	1,80	362,8	-3,57	351,6	-0,37
Fev	319,8	302,7	5,35	340,1	-6,35	328,4	-2,69
Mar	356,5	343,9	3,53	346,9	2,69	332,2	6,82
Abr	306,1	306,7	-0,20	318,6	-4,08	309,2	-1,01
Mai	288,6	275,4	4,57	293,8	-1,80	281,8	2,36
Jun	243,2	244,8	-0,66	270,0	-11,02	259	-6,50
Jul	287	248,5	13,41	275,9	3,87	265,3	7,56
Ago	310,4	293,1	5,57	325,3	-4,80	311,3	-0,29
Set	330	314	4,85	348,6	-5,64	338,2	-2,48
Out	378,5	340,8	9,96	378,7	-0,05	368,6	2,62
Nov	359,3	361,9	-0,72	377,4	-5,04	368,9	-2,67
Dez	342,7	354,5	-3,44	370,7	-8,17	362	-5,63
<b>ANO</b>	<b>3872,4</b>	<b>3730,3</b>	<b>3,67</b>	<b>4008,9</b>	<b>-3,52</b>	<b>3876,5</b>	<b>-0,11</b>

Fonte: Autoria própria (2024)

Com relação ao erro percentual, calculado através da Equação 4, o ideal é que os valores sejam próximos de zero. Valores negativos indicam que a geração de energia estimada foi maior que a geração real, enquanto valores positivos indicam que a geração real foi maior que a prevista pelos softwares. Segundo Pigueiras (2005), para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), as previsões de rendimento podem ter incertezas de até  $\pm 30\%$  para valores mensais e até  $\pm 10\%$  para valores anuais.

O erro percentual anual para a primeira simulação de projeto (S1) foi de 3,67%, enquanto a segunda simulação de projeto (S2) obteve um erro percentual de -3,52%. Por fim, a terceira simulação de projeto (S3) realizada no software PV\*SOL, utilizando a base de dados Meteonorm 8.2, resultou em um erro percentual anual de -0,11%, sendo esta a simulação com o menor erro percentual entre as três analisadas. Os erros mensais e anuais encontram-se dentro das faixas de incertezas estabelecidas por Pigueiras (2005), validando os resultados das simulações e ressaltando que a simulação 3 obteve maior precisão.

### 4.3 Análise Comparativa das Figuras de Mérito

A seguir, foram calculadas as figuras de mérito para sistemas fotovoltaicos. As informações necessárias para o cálculo desses índices incluem a energia real gerada pelo arranjo,  $E(t)$ , a potência nominal do sistema,  $P_n$ , e a irradiação no plano dos módulos,  $H(t)$ . Para o cálculo das figuras de mérito do sistema real, foram utilizados os dados de geração coletados durante o monitoramento realizado pela plataforma Solar Portal. Já para as simulações do sistema, a geração estimada por cada ferramenta é utilizada para o cálculo desses índices. A figura de mérito *performance ratio* (PR) já encontra-se calculada nos relatórios dos softwares fotovoltaicos.

Em 2023, no estado de Pernambuco, o fator de capacidade médio para usinas fotovoltaicas centralizadas variou mensalmente entre 14% e 29%, resultando em uma média anual de 21,33% (ONS, 2024). Calculado pela Equação 1, o fator de capacidade (FC) do sistema real variou mensalmente entre 14% e 22,51%, com um índice anual de 19,56%. A Simulação 1, realizada no PVsyst, apresentou valores mensais entre 14,78% e 22,24%, e um FC anual de 18,84%. Na Simulação 2, também no PVsyst, os resultados variaram de 16,41% a 23,19%, com um FC anual de 20,25%. Por fim, a Simulação 3, executada no PV\*SOL premium, revelou um FC mensal entre 15,78% e 22,67%, com um FC anual de 19,58%. Conforme a Tabela 4.2, a análise revelou uma proximidade significativa nos resultados do Fator de Capacidade (FC) anual, com diferenças inferiores a 1% entre as simulações e o índice real. O fator de capacidade simulado mais próximo do FC real foi obtido na Simulação 3, o que se deve à precisão da geração de energia prevista pelo software PV\*SOL premium, que foi muito próxima da geração real.

Tabela 4.2 - Fator de capacidade real versus simulações

<b>MÊS</b>	<b>FC REAL (%)</b>	<b>FC PVSYST (%) Meteonorm 8.1</b>	<b>FC PVSYST (%) Meteonorm 8.2</b>	<b>FC PV*SOL (%) Meteonorm 8.2</b>
<b>Janeiro</b>	20,83	20,46	21,58	20,91
<b>Fevereiro</b>	20,33	19,24	21,62	20,88
<b>Março</b>	21,20	20,45	20,63	19,76
<b>Abril</b>	18,81	18,85	19,58	19,00
<b>Mai</b>	17,16	16,38	17,47	16,76
<b>Junho</b>	14,95	15,04	16,59	15,92
<b>Julho</b>	17,07	14,78	16,41	15,78
<b>Agosto</b>	18,46	17,34	19,35	18,51
<b>Setembro</b>	20,28	19,30	21,42	20,78
<b>Outubro</b>	22,51	20,27	22,52	21,92
<b>Novembro</b>	22,08	22,24	23,19	22,67
<b>Dezembro</b>	20,38	21,08	22,05	21,53
<b>ANO</b>	<b>19,56</b>	<b>18,84</b>	<b>20,25</b>	<b>19,58</b>

Fonte: Autoria própria (2024)

Pode-se afirmar que o sistema real gerou aproximadamente 19,56% do que poderia gerar caso operasse 24 horas por dia em sua capacidade nominal, enquanto as três simulações geraram 18,84%, 20,25% e 19,58% respectivamente.

Calculada através da Equação 2, a produtividade anual (YF) do sistema real foi de 1713,5 kWh/kWp. As três simulações resultaram em valores relativamente próximos, sendo a simulação 3 a mais próxima da YF real, com 1715,3 kWh/kWp. As simulações 1 e 2 resultaram em 1650,6 kWh/kWp e 1773,8 kWh/kWp, respectivamente. Quando expressa em horas, a YF corresponde ao total de horas em que o sistema precisaria operar com potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia,  $E(t)$ , registrada no período analisado. A tabela 4.3 apresenta os resultados de produtividade do sistema real versus simulações.

Tabela 4.3 - Produtividade do sistema real versus simulações

<b>MÊS</b>	<b>YF REAL</b>	<b>YF PVSYST Meteonorm 8.1</b>	<b>YF PVSYST Meteonorm 8.2</b>	<b>YF PV*SOL Meteonorm 8.2</b>
<b>Janeiro</b>	155,0	152,21	160,53	155,58
<b>Fevereiro</b>	141,5	133,94	150,49	145,31
<b>Março</b>	157,74	152,17	153,5	146,99
<b>Abril</b>	135,44	135,71	140,97	136,81
<b>Mai</b>	127,7	121,86	130,0	124,69
<b>Junho</b>	107,61	108,32	119,47	114,6
<b>Julho</b>	126,99	109,96	122,08	117,39
<b>Agosto</b>	137,35	129,69	143,94	137,74
<b>Setembro</b>	146,02	138,94	154,25	149,65
<b>Outubro</b>	167,48	150,8	167,57	163,1
<b>Novembro</b>	158,98	160,13	166,99	163,23
<b>Dezembro</b>	151,64	156,86	164,03	160,18
<b>ANO</b>	<b>1713,5</b>	<b>1650,6</b>	<b>1773,8</b>	<b>1715,3</b>

Fonte: Autoria própria (2024)

Conforme a Equação 3, para calcular o desempenho global (PR), além dos dados de geração de energia,  $E(t)$ , e da potência nominal do sistema,  $P_n$ , também é necessário o valor da irradiação no plano dos módulos,  $H(t)$ . Como mencionado anteriormente, a base de dados utilizada neste trabalho é a Meteonorm 8.2. Indicando a localização do sistema fotovoltaico, o azimute e a inclinação dos módulos, essa base de dados retorna, além de outras informações, a irradiação disponível no plano inclinado, informação necessária para calcular o índice de mérito PR. A Tabela 4.4 apresenta o desempenho global do sistema real e os valores estimados por cada simulação.

Tabela 4.4 - Desempenho global real versus simulações

MÊS	PR REAL (%)	PR PVSYST (%) meteonorm 8.1	PR PVSYST (%) meteonorm 8.2	PR PV*SOL (%) meteonorm 8.2
Janeiro	75,98	82,2	82,3	84,46
Fevereiro	76,08	82,0	82,3	84,31
Março	86,2	81,7	82,5	84,74
Abril	83,61	82,4	82,9	85,85
Mai	89,3	83,2	83,8	86,12
Junho	84,07	84,1	84,0	86,81
Julho	96,21	83,9	84,1	86,97
Agosto	85,84	83,7	84,3	86,59
Setembro	81,12	83,1	83,0	85,91
Outubro	82,1	82,4	82,6	85,12
Novembro	74,64	81,8	82,2	84,42
Dezembro	71,87	82,1	82,4	85,1
<b>ANO</b>	<b>81,36</b>	<b>82,61</b>	<b>82,96</b>	<b>85,40</b>

Fonte: Aatoria própria (2024)

O sistema real apresenta um PR anual de aproximadamente 81,36%, indicando que cerca de 18,64% da energia irradiada no período analisado não foi convertida. Isso pode ser atribuído a fatores como perdas em linha, perdas térmicas ou até mesmo defeitos nos componentes (SMA, 2005).

Comparando com o desempenho real, a simulação do PVsyst com dados Meteonorm 8.1 alcançou um PR anual de 82,61%. Esse resultado é o mais próximo do PR real, apresentando uma diferença de apenas 1,25%. A simulação do PVsyst com a base de dados Meteonorm 8.2 apresentou um PR anual de 82,96%, com uma diferença de 1,6%. Por fim, o PV\*SOL premium, utilizando a base de dados Meteonorm 8.2, obteve um PR anual de 85,40%, resultando em uma diferença de 4,04%. Além do sistema real, todas as simulações previram um PR superior a 80%, o que reflete um bom desempenho global do sistema fotovoltaico real, conforme indicado pela literatura, além de uma boa desenvoltura dos softwares na previsão.

#### 4.4 Considerações Finais das Análises

A comparação entre os dados reais de geração de energia e as simulações realizadas pelos softwares PVsyst e PV\*SOL premium demonstrou que ambos são

ferramentas eficazes para prever a produção energética de sistemas fotovoltaicos. Os erros percentuais identificados entre as simulações e os dados reais indicam que as discrepâncias estão dentro de uma margem de incertezas considerada aceitável, não comprometendo a confiabilidade das simulações para o planejamento de sistemas fotovoltaicos.

A escolha de uma base de dados meteorológicos precisa e confiável é fundamental para as simulações de geração de energia solar. A qualidade dos dados de irradiação solar, temperatura e velocidade do vento influenciam diretamente a precisão das previsões. Isso, por sua vez, impacta a confiabilidade das simulações e, conseqüentemente, o sucesso na implantação e operação dos sistemas fotovoltaicos.

Por fim, as figuras de mérito calculadas para avaliar os SFCRs permitem verificar se o desempenho do sistema está dentro do esperado ou se ajustes são necessários. Para este trabalho, os índices apresentaram valores superiores aos descritos pela literatura, refletindo o bom desempenho do sistema real. Além disso, a proximidade entre os valores simulados e os obtidos na prática demonstrou a eficácia dos softwares, que são ferramentas valiosas tanto para previsão quanto para otimização de sistemas fotovoltaicos.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o crescimento da geração solar fotovoltaica e a redução dos custos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), torna-se crucial o uso de ferramentas de projeto precisas que estimem a geração de energia de maneira condizente com a realidade, evitando assim custos desnecessários.

Este trabalho conduziu uma análise comparativa entre simulações e o desempenho real de um SFCR em operação há pouco mais de um ano. Para isso, foram empregados os softwares fotovoltaicos PVsyst e PV\*SOL premium, utilizando a base de dados meteorológicos Meteonorm nas versões 8.1 e 8.2. As simulações foram comparadas com dados reais coletados durante um ano de monitoramento, o que permitiu uma análise detalhada.

O principal objetivo foi avaliar o desempenho real do sistema em relação às previsões fornecidas pelas ferramentas, analisando a geração prevista, o erro percentual e as figuras de mérito, como o fator de capacidade, a produtividade do sistema e o desempenho global. A geração anual real foi de 3872,4 kWh. A simulação 1 previu uma geração anual de 3730,3 kWh, a simulação 2 estimou uma geração anual de 4008,9 kWh, e a simulação 3 previu uma geração anual de 3876,5 kWh, com erros percentuais anuais variando de -3,52% a 3,67% todos dentro de uma faixa de incertezas de  $\pm 10\%$ , considerada aceitável, conforme indicado por Pigueiras (2005).

As figuras de mérito indicam que o sistema real está operando eficientemente com um índice de desempenho global (PR) anual superior a 80%, e que as simulações forneceram estimativas precisas. A proximidade entre os valores simulados e os reais confirmam a eficácia dos softwares para o planejamento e otimização de sistemas fotovoltaicos.

Por fim, este estudo destaca a importância da escolha da base de dados meteorológicos para uma estimativa de energia precisa, evidenciando que tanto o PVsyst quanto o PV\*SOL premium são ferramentas valiosas. No entanto, para esta pesquisa, o PV\*SOL premium, utilizando a base de dados Meteonorm 8.2, apresentou o menor erro percentual, aproximando-se mais dos dados de geração do sistema real.

Um desafio enfrentado durante o trabalho foi a diferença nas atualizações da base de dados meteorológicos entre os softwares, o que dificultou a comparação.

Sugere-se que futuras pesquisas adotem a mesma versão da base de dados integrada aos softwares e realizem a medição local da irradiação no plano dos módulos, utilizando um piranômetro e/ou uma célula de referência. Isso permitirá obter maior precisão no cálculo do índice de desempenho global (PR) do sistema fotovoltaico. Além disso, recomenda-se a seleção de softwares gratuitos para a avaliação de desempenho das ferramentas quanto a precisão na previsão do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Este estudo contribui para a engenharia elétrica ao validar a eficácia dos softwares de simulação, auxiliando engenheiros e projetistas na escolha das ferramentas e na tomada de decisões mais assertivas em projetos de geração solar fotovoltaica.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 482/2012 de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Aneel regulamenta marco legal da micro e minigeração distribuída.** ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 20 jan. 2024.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2012. 175 f. Dissertação de Mestrado em Energia - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR. **A evolução tecnológica fotovoltaica e seus benefícios ao Brasil.** 2024b. São Paulo: ABSOLAR, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/artigos/a-evolucao-tecnologica-fotovoltaica-e-seus-beneficios-ao-brasil/>. Acesso em: 31 jun. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR. **O que é energia solar fotovoltaica.** São Paulo: ABSOLAR, 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 16 jan. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR. **Preço de sistemas fotovoltaicos para residências continuam em queda.** 2024a. São Paulo: ABSOLAR, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/preco-de-sistemas-fotovoltaicos-para-residencias-continuem-em-queda/>. Acesso em: 31 jun. 2024.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, No Brasil, Sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório.** Dissertação de Mestrado em Ciências – Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

BRASIL. Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 16 jan. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco Energético Nacional 2024: Síntese do Relatório Final.** Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesA>

rquivos/publicacao-819/topico-715/BEN\_S%C3%ADntese\_2024\_PT.pdf. Acesso em: 14 jun. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Caderno de Micro e Minigeração Distribuída e Baterias: Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno\\_MMGD\\_Baterias\\_PDE2034\\_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf). Acesso em: 14 jul. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031\\_RevisaoPosCP\\_rvFinal\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf). Acesso em: 01 mar. 2024.

IBERDROLA. **Células fotovoltaicas**: o que são e como funcionam? [S.l.]: Iberdrola, 2024. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/inovacao/celulas-fotovoltaicas-fotoeletricas#:~:text=O%20que%20%C3%A9%20uma%20c%C3%A9lula,el%C3%A9trons%20gra%C3%A7as%20ao%20efeito%20fotoel%C3%A9trico>. Acesso em: 01 mar. 2024.

METEOTEST. **Meteonorm**: global meteorological database. Versão 8.2. Berna: Meteotest, 2024. Disponível em: <https://meteonorm.com/>. Acesso em: 01 jun. 2024.

OLIVEIRA, Luís Guilherme Monteiro. **Avaliação de Fatores que Influenciam na Estimativa da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2017. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

OLIVEIRA, William Cambuhi de (org.). **Energia Solar Fotovoltaica**: Fundamentos, Inovações Tecnológicas e suas Aplicações. 1ª. ed. Campinas: Átomo, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Geração e fator de capacidade médios mensais**. [S.l.]: ONS, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-fator-capacidade-medios-mensais.aspx>. Acesso em: 14 jul. 2024.

PHB Solar. **Solar Portal**: plataforma de monitoramento de sistemas fotovoltaicos. Versão premium. São José dos Campos: PHB Solar, 2024. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/monitoramento/>. Acesso em: 26 fev. 2024.

Pigueiras, Eduardo Lorenzo. Energy Collected and Delivered by PV Modules. In: Luque, Antonio; Hegedes, Stevan. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2005. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/228051631\\_Energy\\_Collected\\_and\\_Delivered\\_by\\_PV\\_Modules](https://www.researchgate.net/publication/228051631_Energy_Collected_and_Delivered_by_PV_Modules). Acesso em: 14 jul. 2024.

PINHO, João Tavares. GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014. 530 p

PVSYST SA. PVSyst: software for photovoltaic system design. Versão 7.4. Satigny: PVSyst SA, 2024. Disponível em: <https://www.pvsyst.com>. Acesso em: 01 mar. 2024.

QUAGLIA, Renato Brito. **Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: cenários para o setor elétrico brasileiro**. Santo André: Dissertação de Mestrado, Programa de pós-graduação em Energia, Universidade Federal do ABC, 2010.

VALENTIN SOFTWARE GmbH. PV\*SOL premium: photovoltaic planning and simulation software. Versão 2024. Berlim: Valentin Software GmbH, 2024. Disponível em: <https://www.valentin-software.com>. Acesso em: 01 mar. 2024.

RAMPINELLI, Giuliano. **Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2010. Tese de Doutorado em Engenharia - Universidade Tecnológica Federal Do Paraná, Porto Alegre. 2010.

SMA Solar Technology AG. 2011. Informações técnicas. **Performance ratio – fator de qualidade para sistema fotovoltaico**.

TONOLO, Édwin Augusto. **Otimização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2019. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZILLES, Roberto *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.