

Análise comparativa de metodologias de dimensionamento para sistemas fotovoltaicos

Comparative analysis of design methodologies for photovoltaic systems

Bruna Gabriela Sales de Freitas*  E-mail: bruna.freitas@alunos.ufersa.edu.br

Emanuela Ieda Chagas*  E-mail: emanuela.chagas@alunos.ufersa.edu.br

Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo*  E-mail: daniel.crisostomo@ufersa.edu.br

Glauco Fonsêca Henriques*  E-mail: glauco.fonseca@ufersa.edu.br

*Universidade Federal Rural do Semiárido (UFERSA), Caraúbas, RN, Brasil.

Resumo: A busca por alternativas energéticas sustentáveis é uma necessidade premente nos dias de hoje. No Brasil, a energia fotovoltaica se destaca como uma solução viável, aproveitando a abundante energia solar incidente na maior parte do ano, principalmente em regiões semiáridas do país. Além de fornecer luz e calor essenciais à fauna e flora, a energia solar pode ser capturada para a geração de eletricidade. Nesse contexto, este artigo analisa os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) e explora diversas abordagens de dimensionamento. Além disso, investiga o impacto das regulamentações da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) sobre o dimensionamento e rentabilidade de projetos residenciais dessa natureza no contexto brasileiro de geração distribuída. O estudo realizou-se nos municípios de Caraúbas-RN e Mossoró-RN, localidades semiáridas significativas para os autores. Comparou-se diferentes softwares de projeção de usinas fotovoltaicas nessa região. Esses softwares, denominados PVSyst e RETScreen, apresentaram resultados semelhantes, fornecendo informações específicas e valores confiáveis para projeções futuras. O PVSyst, com seu amplo escopo de dimensionamento e desempenho de sistemas, demonstra ser uma ferramenta poderosa. O RETScreen, por sua vez, analisa minuciosamente os aspectos financeiros, incluindo o período de retorno do investimento e os riscos associados.

Palavras-chave: Simulação computacional. PVSyst. RETScreen. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Geração distribuída.

Abstract: The search for sustainable energy alternatives is a pressing need these days. In Brazil, photovoltaic energy stands out as a viable solution, taking advantage of the abundant solar energy that is incident for most of the year, especially in the country's semi-arid regions. As well as providing essential light and heat for fauna and flora, solar energy can be captured to generate electricity. In this context, this article analyzes Grid Connected Photovoltaic Systems and explores several scaling approaches. In addition, it investigates the impact of ANEEL (National Electricity Agency) regulations on the sizing and profitability of residential projects of this nature in the Brazilian context of distributed generation. The study was carried out in the municipalities of Caraúbas-RN and Mossoró-RN, significant semi-arid locations for the authors. Different PV plant design software was compared in this region. These softwares, namely PVSyst and RETScreen, presented similar results, providing specific information and reliable values for future projections. PVSyst, with its broad scope of system sizing and performance, proves to be a powerful tool. RETScreen, in turn, thoroughly analyzes financial aspects, including the payback period and associated risks.

Keywords: Computational simulation. PVSyst. RETScreen. Grid-connected photovoltaic systems. Distributed generation.

1 INTRODUÇÃO

Na última década, assistiu-se a um notável avanço na conscientização pública sobre as mudanças climáticas (Blank, 2015). Esse avanço pode ser atribuído à inclusão da educação ambiental no currículo da geração dos *millennials*, paralelamente ao aumento de eventos climáticos extremos e aos alarmantes níveis de poluição ambiental. Além disso, ao longo dos últimos dez anos, presenciou-se eventos de grande importância relacionados a essa questão. No âmbito internacional e político, o marco mais significativo foi a assinatura do Acordo de Paris em 2015, no qual 194 países estabeleceram o objetivo comum de limitar o aumento da temperatura média global a menos de 2°C acima dos níveis pré-industriais, por meio da redução das emissões de gases de efeito estufa (IPCC, 2015).

No que diz respeito à redução de emissões de gases do efeito estufa, a geração de energia elétrica desempenha um papel crucial. Há uma necessidade urgente de acelerar o desenvolvimento de tecnologias de geração de energia limpa para enfrentar os desafios globais (IEA, 2014). Em nível nacional, nossa matriz energética renovável se viu obrigada a recorrer a termelétricos poluentes para superar a crise hídrica de 2014/2015, resultando no aumento das emissões e das tarifas de energia elétrica (Cesar Neto, 2015).

Paralelamente a todos esses acontecimentos, o governo brasileiro tem buscado se alinhar aos objetivos globais em relação ao clima. Em 2012, o Estado Brasileiro tomou sua primeira iniciativa formal para regulamentar a geração distribuída no país. Através da Resolução Normativa da ANEEL nº 482, foram estabelecidas as primeiras regras, marcando o início formal do setor fotovoltaico nacional. Mais recentemente, a Resolução da ANEEL nº 687, que revisa a anterior, junto com o Programa de Geração Distribuída, introduziram uma nova série de incentivos, reafirmando o compromisso do governo em estimular a geração de energia por fontes renováveis nos próximos anos (BRASIL, 2015).

Em meio a esse cenário complexo de crise hídrica e climática, a geração de energia fotovoltaica está se tornando cada vez mais competitiva, graças à contínua redução dos preços de seus componentes (Nakabayashi, 2014), como também pelo considerável potencial de crescimento nos próximos anos, principalmente em regiões favoráveis à energia solar, como o semiárido Nordestino brasileiro.

Existem estudos que dimensionam e analisam sistemas fotovoltaicos (Camioto; Gomes, 2018; Corteleti; Santos, 2021; Pinheiro; Ruther; Lovato, 2017; Silva *et al.*, 2021), mas poucos comparam os diferentes softwares de projeção de usinas fotovoltaicas (Dos Santos; De Lima, 2022; Jamel; Nascimento, 2022; Lima *et al.*, 2016), especialmente nos casos direcionados ao contexto da região semiárida do nordeste brasileiro.

O Rio Grande do Norte (RN) destaca-se como um estado brasileiro pioneiro e promissor no que diz respeito ao uso da energia fotovoltaica. Com seu clima privilegiado, abundância de sol ao longo do ano e vastas áreas disponíveis para instalação de painéis solares, o RN tem se tornado uma referência na geração de energia limpa e renovável. Através de parques solares e usinas de energia fotovoltaica, o estado tem aproveitado seu potencial solar para produzir eletricidade de forma sustentável, reduzindo a dependência de fontes não renováveis e contribuindo para a preservação do meio ambiente (De Moura; Troleis; Da Silva, 2024). Além disso, o investimento em energia fotovoltaica impulsiona a economia local, gerando empregos e atraiendo novos empreendimentos para a região (G1, 2022).

Nesse contexto, o objetivo dessa pesquisa é analisar e aplicar, por meio de simulações computacionais, os softwares PVsyst e RETScreen, além de um modelo teórico baseado em insolação média, para dimensionar sistemas fotovoltaicos de pequena e média potência, concentrando-se em duas cidades do interior do Rio Grande do Norte (Mossoró e Caraúbas), de modo a comparar os dados obtidos pela projeção com os dados de sistema de geração real.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Essa seção discorre, em alguns tópicos, sobre a energia solar, contexto de energia fotovoltaica do Brasil, sistemas fotovoltaicos conectados à rede, além de alguns outros temas e dados essenciais para oferecer uma compreensão aprofundada da pesquisa.

2.1. Cenário global de geração de energia elétrica

Em 2022, o crescimento global na produção de energia elétrica desacelerou, embora tenha permanecido acima da taxa média histórica de 1,4% ao ano. Os maiores

consumidores, China e Estados Unidos, registraram uma desaceleração no crescimento do consumo, com a China aumentando 3% e os EUA 1,8%, em comparação com 2021. Em contraste, países como Índia (+7,3%), Indonésia (+21%) e Arábia Saudita (+8,4%) impulsionaram significativamente o consumo de energia, enquanto o Brasil teve um crescimento modesto de 2,4% (ENERDATA, 2025).

A matriz energética global é dominada por combustíveis fósseis, responsáveis por cerca de 80% da geração de energia e das emissões de CO₂. O Brasil, com seu extenso território e matéria-prima privilegiada, apresenta um grande potencial para a energia solar e hidrelétrica, que dominam a matriz energética nacional (EPE, 2016).

Em 2022, a capacidade instalada de geração de energia no Brasil cresceu 8,3% em relação a 2021, destacando-se o aumento significativo nas usinas solares, que cresceram quase 88% em comparação com o ano anterior. A energia solar apresenta-se com uma tendência de crescimento contínuo, conforme ilustrado pela trajetória crescente das usinas solares instaladas (EPE, 2022).

2.2. Energia solar: uma reserva inesgotável

A energia solar é um recurso energético de importância fundamental devido à sua abundância e sustentabilidade (Nascimento, 2018). O sol, ao converter em energia mais de quatro milhões de toneladas de massa por meio de reações termonucleares, emite uma vasta quantidade de radiação, com aproximadamente 885 milhões de terawatt-hora (TWh), alcançando a Terra anualmente, o que supera em 6.200 vezes o consumo global de energia de 2008 (IEA, 2014).

Caso pudesse ser coletada e armazenada integralmente, a energia solar poderia suprir a demanda energética global por cerca de 6 milênios, mostrando seu enorme potencial (IEA, 2010). Além disso, a distribuição geográfica da radiação solar é favorável, com áreas densamente povoadas frequentemente recebendo grande quantidade de luz solar, o que torna a energia solar uma opção viável para atender as demandas energéticas em locais variados (MIT, 2015).

2.3. Resoluções normativas de energia fotovoltaica no Brasil

Em abril de 2012, a ANEEL estabeleceu a Resolução Normativa nº 482/2012, introduzindo o esquema de compensação para sistemas de geração distribuída de

energia. Essa medida permite que a energia solar gerada por unidades distribuidoras seja injetada na rede e compensada com o consumo, promovendo o crescimento de sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2012).

Em 2015, a Resolução Normativa nº 687/2015 trouxe novas facilidades para microgeradores, incluindo a geração distribuída conjunta, onde a energia pode ser compartilhada entre várias residências. Também foram ampliados o prazo de validade dos créditos de energia de 36 para 60 meses e a potência máxima de geração por unidade de 1 MW para 5 MW. Essas mudanças simplificaram o processo de conexão à rede e estimularam o aumento das instalações fotovoltaicas (ANEEL, 2015).

Atualmente, São Paulo e Minas Gerais lideram em número de conexões e capacidade instalada à rede elétrica com sistemas fotovoltaicos. Em contraste, os estados do Norte e alguns do Nordeste ainda apresentam baixa adesão, mesmo apresentando o potencial de geração de energia (Elétron Energy, 2024).

2.4. Geração Distribuída

A geração distribuída (GD) permite que consumidores produzam sua própria energia, principalmente por meio de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados ou terrenos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projeta que até 2030, a capacidade instalada de GD no Brasil pode atingir 24,5 Gigawatts, com investimentos estimados em até 70 bilhões de reais. Esta previsão é significativamente superior à estimativa anterior de 11,4 Gigawatts com investimentos de 50 bilhões de reais (EPE, 2020).

Nota-se que o setor de energia solar tem mostrado um crescimento robusto, grande parte em função dos altos investimentos em GD. Em 2020, a capacidade instalada de GD no Brasil era de cerca de 3,66 Gigawatts (ABSOLAR, 2020). Já em 2024, os investimentos em energia solar obtiveram recorde, em que foram adicionados 14,3 gigawatts na matriz energética, atingindo a marca de 52,2 GW de potência operacional de fonte solar acumulada. O principal responsável pela alta de 2024 foi a GD, com acréscimo de 8,7 GW em relação a 2023 (ABSOLAR, 2025).

2.5. Sistema fotovoltaico conectado à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) eliminam a necessidade de baterias de armazenamento, reduzindo significativamente os custos totais de instalação. Esses sistemas utilizam a rede elétrica como backup quando a geração solar não cobre a demanda, evitando a necessidade de superdimensionar o sistema para períodos de baixa incidência (Ruther, 1999).

Para o dimensionamento do SFVCR, é essencial considerar o sistema de compensação de energia, as questões tarifárias e os aspectos tributários (Pinho; Galdino, 2014). Caso a energia gerada exceda o consumo, a distribuidora pode cobrar uma tarifa relacionada ao custo de disponibilidade ou à demanda contratada. Portanto, o cálculo do consumo médio diário anual do edifício (Wh/dia) e a consideração da disponibilidade mínima de energia são cruciais para otimizar o dimensionamento do sistema.

Os SFVCR têm um grande potencial para instalação em ambientes urbanos, permitindo a geração de energia próxima ao ponto de consumo e minimizando custos e perdas de transmissão. As instalações podem variar em tamanho, de grandes projetos a sistemas menores, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Orbital Energia Solar, disponível em: <https://www.orbitalsolar.com.br/sistemas-conectados-a-rede/>

3 METODOLOGIA

Este trabalho adota uma abordagem quantitativa e comparativa, fundamentada na aplicação de um estudo de caso em dois sistemas fotovoltaicos reais localizados no semiárido do Rio Grande do Norte, nas cidades de Mossoró e Caraúbas. A

estratégia metodológica envolve a aplicação de três diferentes metodologias para a estimativa da geração de energia elétrica: um modelo teórico baseado em insolação média (Villalva, 2015) e dois modelos computacionais, implementados por meio dos softwares PVsyst e RETScreen.

Para estruturar e simplificar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, é fundamental seguir um guia passo a passo para a elaboração do projeto. Esse guia abrange desde o cálculo da capacidade do gerador até a seleção dos componentes essenciais do sistema, como ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Fluxograma metodológico da pesquisa



Fonte: Autoria própria.

a. Levantamento do consumo de eletricidade

A etapa inicial no dimensionamento de um sistema fotovoltaico é a análise do consumo de energia elétrica da residência. O ideal é examinar as faturas de energia dos últimos 12 meses para calcular a média mensal de consumo. Alternativamente, pode-se estimar o consumo médio de outras formas. Essa análise é fundamental para determinar o tamanho adequado do sistema fotovoltaico com base nas necessidades energéticas.

b. Levantamento das informações dos locais de instalação

A instalação de sistemas fotovoltaicos geralmente ocorre em telhados ou terraços, onde a radiação solar é mais intensa. No entanto, com o avanço tecnológico, também é possível utilizar outras superfícies, como janelas de vidro, telhas integradas

com painéis solares ou até mesmo áreas de solo. A escolha do local de instalação é crucial, pois afeta diretamente o desempenho do sistema devido à variação na radiação solar recebida e ao sombreamento.

Para este estudo, foram analisadas as condições climáticas de duas cidades semiáridas no estado do Rio Grande do Norte. Em Mossoró, a usina residencial estudada tem uma capacidade de 2,8 kWp e está em operação desde 2020. Em Caraúbas, a usina estudada encontra-se no campus da UFERSA, e enfrenta desafios relacionados à irregularidade das chuvas e à busca por fontes alternativas de energia. Com uma capacidade de 33 kWp, é uma das cinco usinas instaladas na universidade, destacando-se como uma opção para melhorar a resiliência energética da região.

c. Levantamento do recurso solar disponível

Para o levantamento do recurso solar disponível, são utilizados softwares especializados, como Homer, PVsyst, SAM, PV-Sol e SunData (CRESESB). Esses programas analisam dados de irradiação solar e ajudam no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. A ferramenta SUNDATA, fornecida pelo CRESESB, permite obter valores de irradiação solar em kWh/m²/dia para uma localização específica, facilitando a avaliação da disponibilidade de energia solar ao longo do ano.

A métrica Horas de Sol Pleno (HSP) é usada para expressar a quantidade acumulada de energia solar, refletindo o número de horas com radiação constante de 1 kWh/m². Esse método é prático para quantificar a disponibilidade de energia solar e planejar sistemas fotovoltaicos.

Nas duas cidades analisadas, entre agosto e novembro, há uma maior taxa de irradiação em comparação com a média anual, indicando um potencial significativo para geração de energia solar nessas regiões, conforme Tabela 1. Os dados em azul e vermelho representam, respectivamente, as menores e maiores irradiações do ano.

Tabela 1 – Informações gerais e dados de irradiação solar média diária (kWh) no plano horizontal

	Mossoró	Caraúbas
Latitude	5° 11' 17" S	5° 47' 45" S
Longitude	37° 20' 39" O	37° 33' 11" O
Janeiro	5,85	5,98
Fevereiro	5,86	6,14
Março	5,93	6,05

Abril	5,56	5,78
Maio	5,26	5,37
Junho	4,93	5,03
Julho	5,21	5,39
Agosto	5,86	5,96
Setembro	6,24	6,35
Outubro	6,39	6,52
Novembro	6,45	6,56
Dezembro	6,08	6,05
Média	5,80	5,93
Desvio Padrão	1,52	1,53

Fonte: Autoria própria com base nos dados coletados (2023).

d. Métodos usados no dimensionamento dos geradores fotovoltaicos

Escolheu-se dois métodos distintos de estimativa de geração fotovoltaica e posterior comparação com dados reais de geração. Os métodos diferem entre si pelo primeiro (insolação média) ser simplificado, se utilizando de equações definidas; o segundo, presente em softwares específicos de dimensionamento de geradores fotovoltaicos, mais robusto e preciso. Nesse caso, optou-se por dois softwares distintos para realização das projeções. A seguir, uma descrição simplificada do funcionamento de cada método.

- Insolação média

O método de cálculo da energia produzida por sistemas fotovoltaicos baseia-se na insolação diária disponível, medida em (Wh/m²/dia). Segundo Villalva (2015), a fórmula para estimar a energia gerada pelo módulo fotovoltaico é:

$$E_p = E_S \times A_M \times \eta_M \quad (1)$$

Em que:

E_p – Energia produzida pelo módulo diariamente (Wh);

E_S – Insolação diária (Wh/m²/dia);

A_M – Área da superfície do modulo (m²);

η_M – Eficiência do módulo.

Além disso, para determinar a quantidade de painéis necessários, Villalva (2015) propõe a fórmula:

$$Np = \frac{E_S}{E_M} \quad (2)$$

Em que:

N_p – Número de módulos da instalação;
 E_s – Energia produzida pelo sistema (kWh);
 E_M – Energia produzida por um módulo (kWh).

- PVsyst

O PVsyst é um software de simulação avançada de sistemas fotovoltaicos, amplamente utilizado para projetos *on-grid* e *off-grid*. Ele baseia seu dimensionamento em uma abordagem quase-horária (simulação horária ou sub-horária), considerando dados meteorológicos de longo prazo, perdas elétricas e térmicas detalhadas, e características técnicas dos componentes (PVsyst, 2021).

- RETScreen

O RETScreen é um software desenvolvido pelo Governo do Canadá para análise de viabilidade energética, que inclui módulos para avaliação técnica e financeira de projetos renováveis, incluindo sistemas fotovoltaicos. A abordagem é simplificada e baseada em médias mensais, tornando-o mais adequado para análises preliminares (Government of Canada, 2020).

Na próxima seção, como requisito de obtenção dos resultados, será mostrado o passo a passo do uso de ambos os softwares.

4 ANÁLISE DE DADOS E RESULTADOS

Esta seção avalia a eficiência dos métodos adotados, utilizando dados concretos de duas usinas em operação. Foram coletadas informações sobre consumo de energia, localização e recurso solar disponível.

a. Método 1 – Insolação média

O objetivo é otimizar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, garantindo que sejam dimensionados conforme as condições climáticas locais.

i. Usina residencial (Mossoró)

A energia gerada pelo módulo fotovoltaico será calculada mensalmente usando a Equação (1) e dados da Tabela 1, permitindo comparar a produção estimada com a

real e analisar o comportamento da usina. Utilizaremos os valores de insolação média e as características do módulo para o cálculo.

$$Ep = 5800 \times 2,15 \times 0,208 = 2593,76 \text{ Wh/dia} \quad (1)$$

Sabendo que esse valor encontrado está em Wh/dia, multiplicou-se por 30 dias para obter a energia mensal produzida:

$$Ep = \frac{2593,76 \times 30}{1000} = 77,83 \text{ kwh por mês} \quad (2)$$

Foi determinada a energia gerada por um módulo e comparada com dados reais de uma usina em operação ao longo de 2022, conforme a Tabela 2. Esses dados permitem calcular a quantidade necessária de módulos, embora as variações tecnológicas possam influenciar o número de painéis encontrados.

Tabela 2 – Dados reais do histórico de consumo mensal da residência

Mês	Consumo (kWh/mês)
Janeiro	363
Fevereiro	290
Março	225
Abril	335
Maio	296
Junho	306
Julho	343
Agosto	329
Setembro	278
Outubro	271
Novembro	224
Dezembro	310
Média	295,76

Fonte: Autoria própria baseada no histórico de consumo anual (2023).

Com base nos dados da Tabela 2 e na recomendação do método de insolação média, que utiliza valores médios anuais, será calculada a quantidade necessária de painéis fotovoltaicos aplicando a Equação (2) à média de consumo anual da residência.

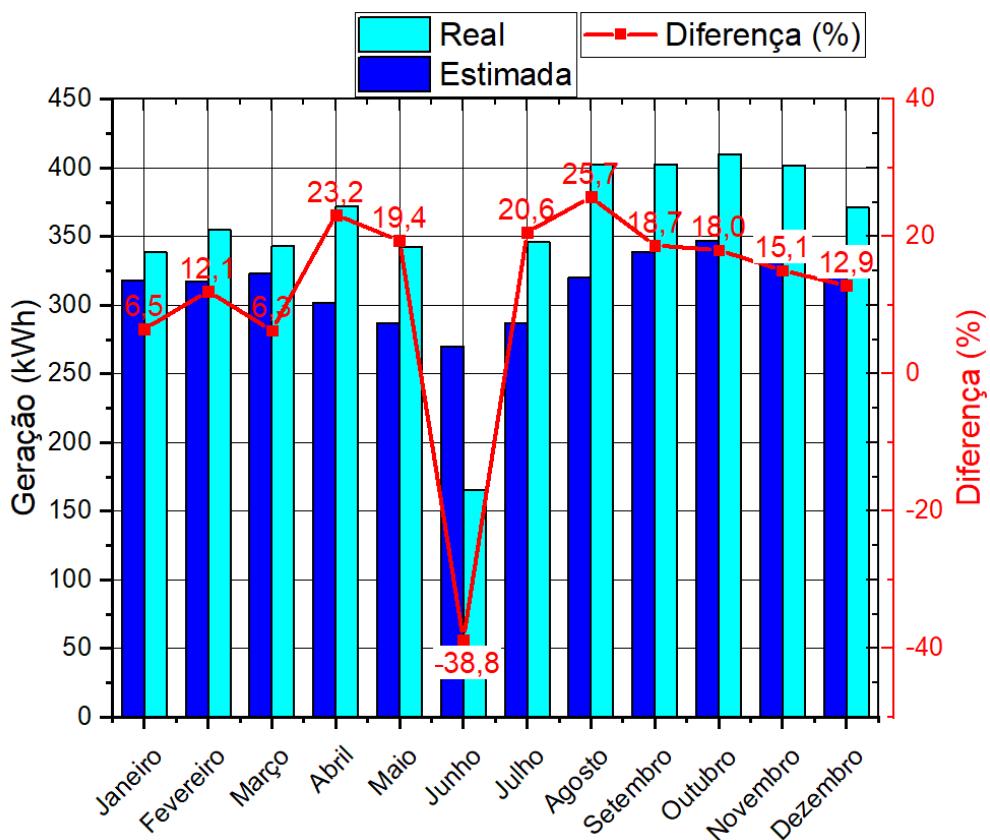
$$Np = \frac{295,76}{77,83} = 3,81 \quad (3)$$

Assim, para atender à demanda de eletricidade, serão instalados 4 painéis solares. A partir disso, será calculada a quantidade mensal de energia gerada.

$$Ep = 77,83 \times 4 = 311,32 \text{ kwh} \quad (4)$$

O cálculo da geração mensal foi repetido para todos os meses do ano usando a mesma quantidade de painéis. Os resultados são apresentados na Figura 3, onde são comparados com os dados reais de consumo do sistema.

Figura 3 – Geração estimada x real pela insolação média – residência em Mossoró



Fonte: Autoria própria (2023).

Os dados comparativos entre a geração estimada e a real de energia fotovoltaica ao longo do ano mostram que, em geral, a geração estimada foi inferior a real. Isso sugere que o modelo de previsão baseado na insolação média não refletiu com precisão a geração de energia em vários meses.

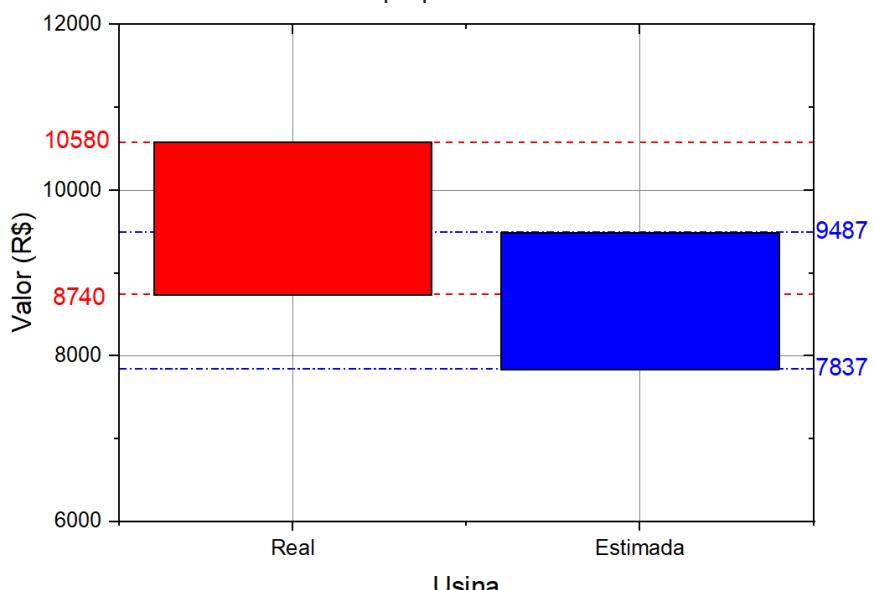
Notavelmente, em junho, a divergência foi significativa devido a uma falha na coleta de dados causada por uma troca de roteador. Contudo, nos meses de janeiro,

fevereiro e março, a estimativa foi mais próxima da realidade. Nos outros meses, a geração real superou a estimada, indicando que a metodologia, que considerava um custo de disponibilidade de 30 kWh, pode ter limitado a precisão das estimativas. Essa análise explana a necessidade de ajustes no método para melhorar sua acurácia no contexto específico.

No objetivo de estabelecer um comparativo em termos financeiros entre uma usina real e a proposta, utilizou-se uma ferramenta denominada “Calculadora Solar”, dentro do site Portal Solar. Ela foi escolhida por ser uma ferramenta amplamente reconhecida no setor fotovoltaico brasileiro, oferecendo estimativas confiáveis com base em dados médios de radiação solar. A simulação considera o local de instalação e a estimativa de geração, retornando um valor estimado do sistema fotovoltaico em um intervalo mínimo e máximo, aproximado de acordo com a média do mercado, não configurando uma oferta comercial.

Para o método de insolação média, na residência em Mossoró, os valores obtidos através da pesquisa estão ilustrados na Figura 4. O gráfico escolhido foi do modelo barras flutuantes, no objetivo de expor visualmente a eventual diferença de intervalos de orçamentos referidos ao modelo real e ao estimado. As linhas tracejadas representam os valores máximos e mínimos obtidos em cada situação.

Figura 4 – Faixa de valores referentes a usina de geração real e estimada pelo método proposto



Fonte: Portal Solar (2025).

A análise da Figura 4 demonstra pouca variação entre os orçamentos, ao apresentar uma faixa de interseção entre os valores, conduzindo a ideia de que não há prejuízo significativo na aquisição de uma usina estimada por este modelo em detrimento ao real.

ii. Usina UFERSA (Caraúbas)

O método usado para dimensionar a usina residencial será igualmente aplicado à usina da UFERSA, para verificar sua eficácia em sistemas de maior capacidade. Ao contrário da usina residencial, a da UFERSA não foi projetada para suprir pontualmente a demanda energética, mas para validar a metodologia de dimensionamento. Para isso, os cálculos foram baseados no módulo Trina Solar *DUOMAX Dual Glass 72 – Cell module 330 W*, instalado na usina, permitindo a comparação dos resultados estimados com a geração real.

$$Ep = 5930 \times 1,962 \times 0,173 = 2012,79 \text{ Wh} \quad (1)$$

Para calcular a energia gerada ao longo do mês a partir do valor obtido em Wh, foi realizada a manipulação já citada:

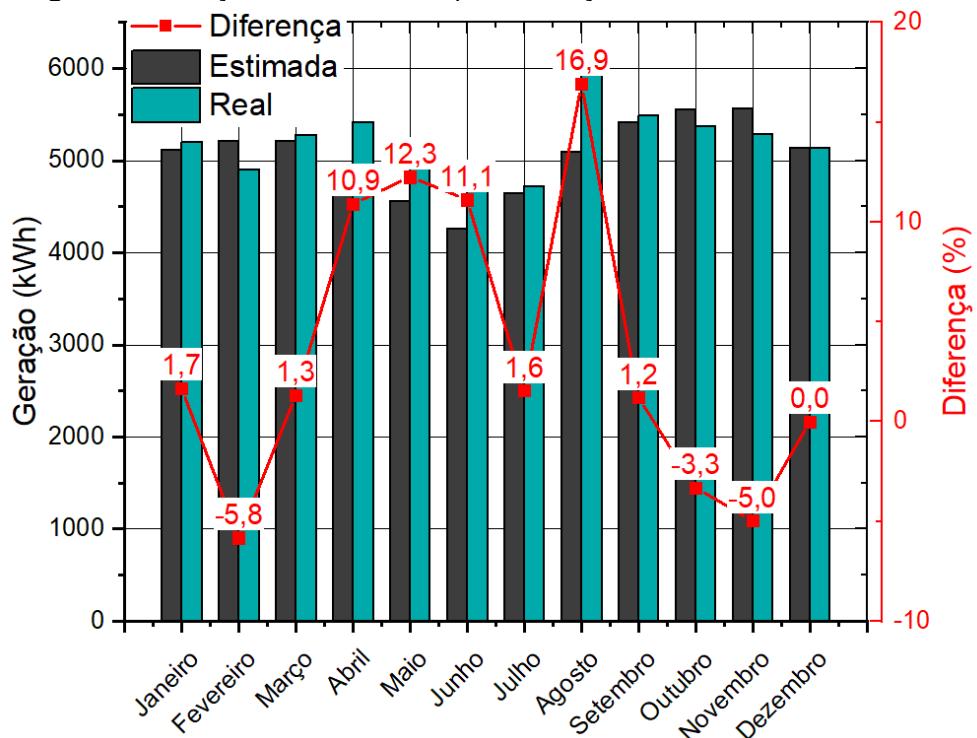
$$Np = \frac{2012,79 \times 30}{1000} = 60,38 \text{ kWh} \quad (2)$$

Assim, determinou-se a quantidade de energia mensal gerada por um único módulo, e a análise inclui dados de uma usina em operação com 190 módulos. Para estimar a geração e comparar com dados reais, foi considerado o dimensionamento de 84 painéis solares para atender à demanda de eletricidade, levando em conta as flutuações climáticas. A quantidade mensal de energia gerada será calculada com base na seguinte equação:

$$Ep = 60,83 \times 84 = 5.109,72 \text{ kwh} \quad (3)$$

O cálculo da geração mensal, utilizando a Equação (1) e mantendo a quantidade constante de painéis, foi repetido para todos os meses do ano. Os resultados estão ilustrados na Figura 5, onde são comparados com os dados reais de consumo do sistema.

Figura 5 – Geração estimada x real pela insolação média – UFERSA Caraúbas



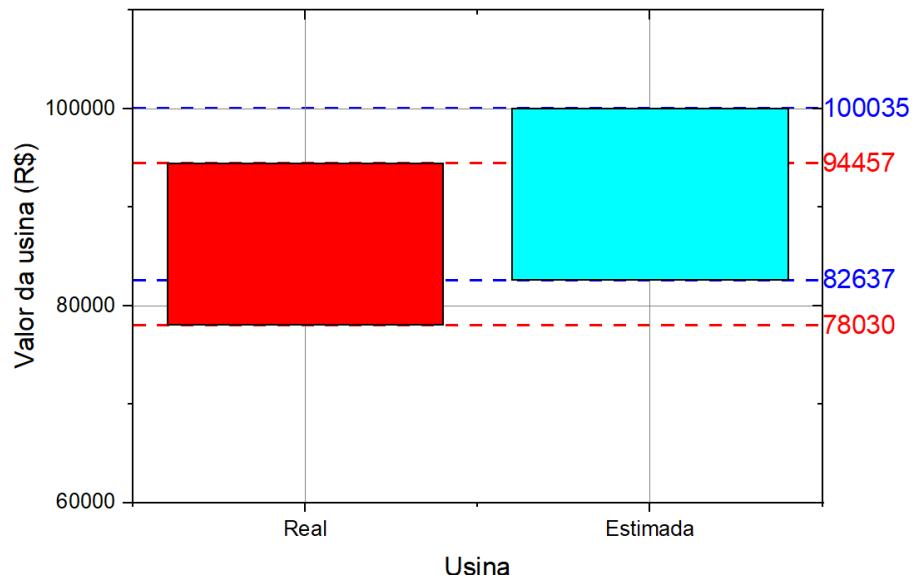
Fonte: Autoria própria (2023).

Os dados comparativos entre a geração estimada e a geração real de energia ao longo do ano mostram uma proximidade geral entre os valores. Embora o modelo de previsão não seja totalmente preciso, com a geração estimada frequentemente abaixo da real, ele ainda demonstra uma utilidade prática.

Variações notáveis, como em agosto, mostram a estimativa abaixo da geração real. Contudo, em meses como fevereiro, outubro, novembro e dezembro, a geração estimada superou a real. É relevante notar que a metodologia incluiu um custo de disponibilidade que não foi descontado do valor real. Assim, em resumo, o modelo mostrou um bom desempenho, indicando que o método empregado é eficaz para os objetivos propostos.

A análise financeira reflete também proximidade entre os dados reais e os propostos na modelagem. A Figura 6 aponta que os orçamentos para ambas as situações se assemelham, indicando uma ampla faixa de valores que atendem ambos os cenários.

Figura 6 – Faixa de valores referentes a usina de geração real e estimada pelo método proposto



Fonte: Portal Solar (2025).

b. Método 2 – Aplicação de ferramentas computacionais

Esta abordagem visa comparar a produção de energia elétrica real com a estimada por simulação, utilizando ferramentas computacionais para avaliar o aprimoramento e o dimensionamento do sistema. A intenção é confrontar esses resultados com o método previamente utilizado, potencialmente economizando tempo e recursos no processo.

i. Simulação PVsyst – Usina residencial (Mossoró)

Nesta análise, comparamos os dados simulados pelo software PVsyst com os dados reais de produção de energia fotovoltaica para a usina residencial. O objetivo é avaliar a eficácia do PVsyst e a metodologia adotada para a geração de energia elétrica. As informações foram registradas mês a mês ao longo de um ano, permitindo a identificação de semelhanças e discrepâncias entre os dados simulados e reais, e oferecendo uma visão sobre a precisão da simulação.

No software PVsyst, começando pela seleção do tipo de sistema, este estudo enquadra-se no tipo acoplado à rede. Após essa escolha, o software conduz o usuário através de várias telas para preencher os dados necessários. A Figura 7, traz uma representação visual das telas de início do software.

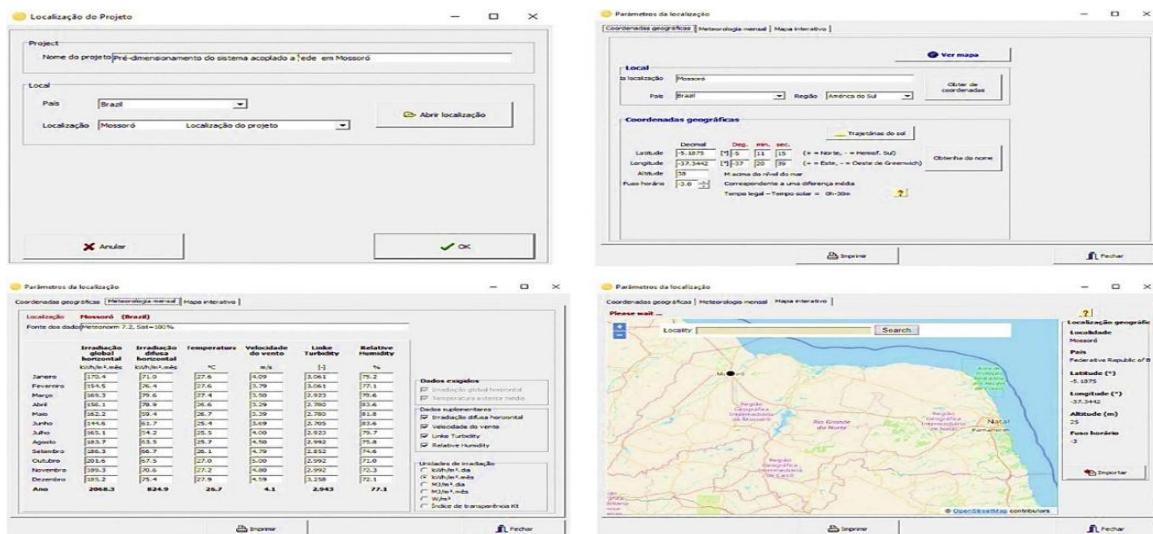
Figura 7 – Telas iniciais do software PVsyst



Fonte: Adaptado do software PVsyst (2023).

Durante o processo de dimensionamento, o software fornece diversas telas para configuração de localização e informações climáticas. A Figura 8 mostra imagens de captura dessas telas, detalhando a configuração necessária.

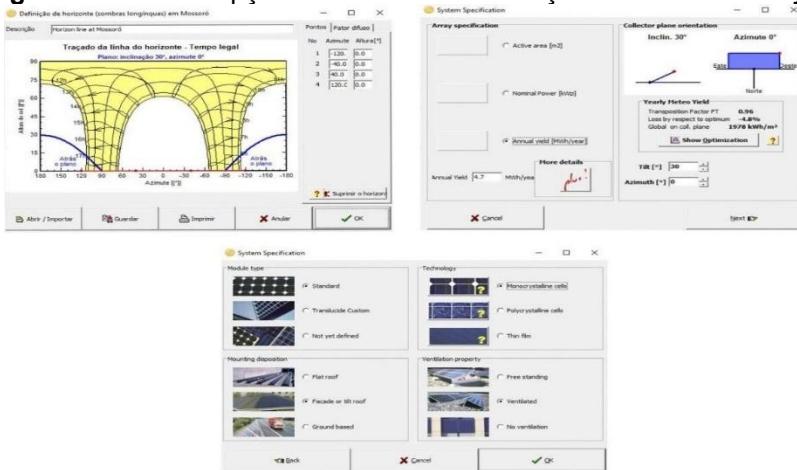
Figura 8 – Tela de opções climáticas e localização no software PVsyst



Fonte: Adaptado do software PVsyst (2023).

O programa gera uma representação gráfica da linha do horizonte, com azimute e ângulos. Ao inserir a capacidade nominal, ele preenche automaticamente a inclinação dos painéis conforme a localização e irradiação. O usuário deve escolher apenas as opções que correspondem aos componentes do sistema. A Figura 9 ilustra isso.

Figura 9 – Tela de opções climáticas e localização no software PVsyst



Fonte: Adaptado do software PVsyst (2023).

O programa oferece dados de dimensionamento estimados com base nas informações fornecidas. A Figura 10 apresenta capturas de tela do software para visualizar esses resultados. Ele oferece uma análise abrangente da irradiação solar e da produção de energia em um sistema solar ao longo do ano.

O primeiro gráfico de barras compara a irradiação solar em duas orientações: a irradiação global horizontal e a irradiação em painel inclinado. Essa comparação é crucial, pois revela como diferentes ângulos de captação podem influenciar a quantidade de luz solar recebida em cada mês, destacando as variações sazonais que podem afetar a eficiência do sistema.

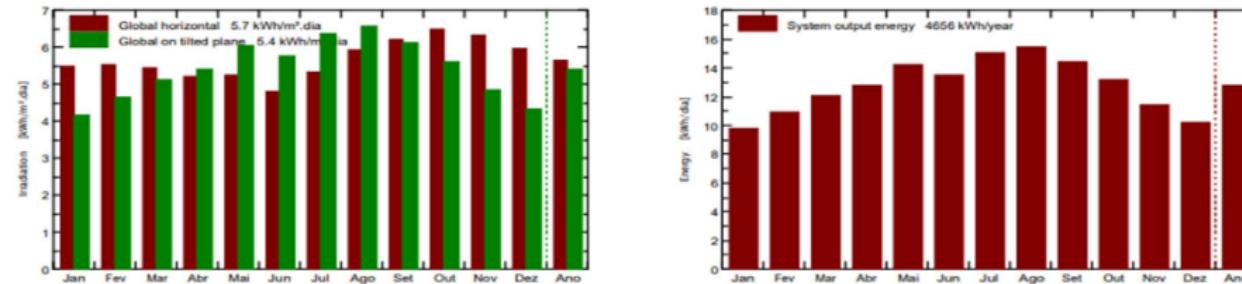
O segundo gráfico foca na energia de saída do sistema solar, ilustrando a produção efetiva de energia ao longo dos meses. Essa representação ajuda a identificar padrões de desempenho, mostrando em quais períodos o sistema é mais produtivo. Além disso, a correlação entre a irradiação recebida e a energia gerada pode ser analisada, permitindo uma avaliação mais precisa da eficiência do sistema.

As tabelas complementares oferecem dados mensais sobre a irradiação e a energia produzida, permitindo uma visão detalhada das flutuações ao longo do ano. Essa informação é valiosa para entender como a irradiação solar impacta diretamente a produção de energia, fornecendo ideias para a otimização do posicionamento dos painéis solares.

Nota-se que esses dados são essenciais para maximizar a captação de energia solar, tornando a análise fundamental para qualquer estratégia voltada à melhoria da eficiência de sistemas solares.

Em última análise, essa avaliação ajuda a impulsionar o uso de fontes renováveis, contribuindo para uma abordagem mais sustentável na geração de energia.

Figura 10 – Resultado do dimensionamento pelo software PVsyst – residência em Mossoró

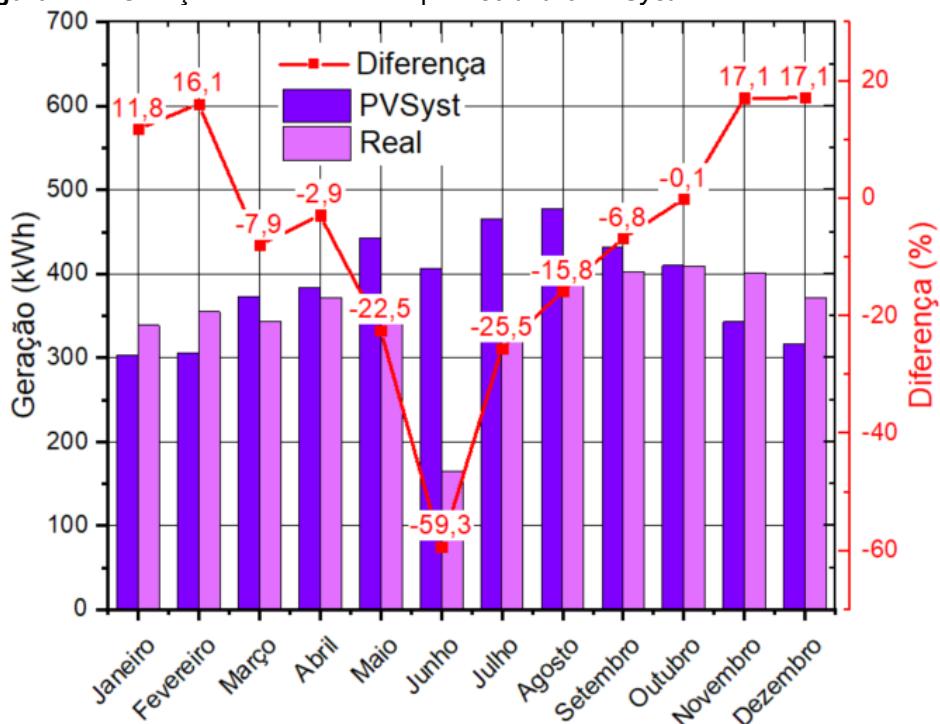


	Gl. horiz. kWh/m ² .dia	Coll. Plane kWh/m ² .dia	System output kWh/dia	System output kWh
Jan.	5.50	4.15	9.77	303
Fev.	5.52	4.64	10.92	306
Mar.	5.46	5.11	12.02	373
Abr.	5.20	5.43	12.77	383
Mai.	5.23	6.06	14.25	442
Jun.	4.82	5.75	13.53	406
Jul.	5.33	6.38	15.01	465
Ago.	5.93	6.55	15.41	478
Set.	6.21	6.11	14.39	432
Out.	6.50	5.62	13.23	410
Nov.	6.31	4.85	11.42	343
Dez.	5.97	4.35	10.23	317
Ano	5.67	5.42	12.76	4656

Fonte: Adaptado do software PVsyst (2023).

A análise mostra que a simulação do software *PVSyst* geralmente se aproxima dos dados reais, mas em alguns meses, os valores simulados foram inferiores, sugerindo subestimação em certas condições de irradiação. Essas diferenças podem ser influenciadas por variáveis como especificações dos painéis, inclinação e fatores climáticos. A Figura 11 compara a geração simulada e real.

Figura 11 – Geração estimada X real pelo software *PVSyst* – residência em Mossoró

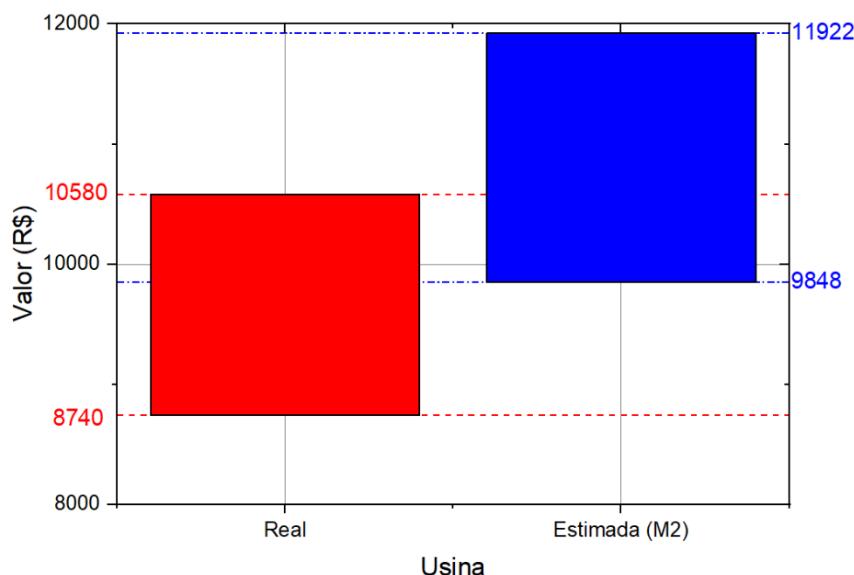


Fonte: Autoria própria (2023).

Nota-se que, na maioria dos meses, a simulação apresentou resultados próximos ou superiores à geração real, compensando os meses inferiores. Isso sugere confiabilidade em condições típicas de irradiação solar. A análise enfatiza a importância de ajustar o modelo para refletir as condições locais, como inclinação dos painéis e eficiência dos inversores, o que pode melhorar as previsões de produção de energia e o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Ressalta-se que no mês de junho houve uma falha na coleta de dados, como já comentado anteriormente.

A análise orçamentária feita pode ser visualizada na Figura 12.

Figura 12 – Faixa de valores referentes a usina de geração real e estimada pelo método proposto



Fonte: Portal Solar (2025).

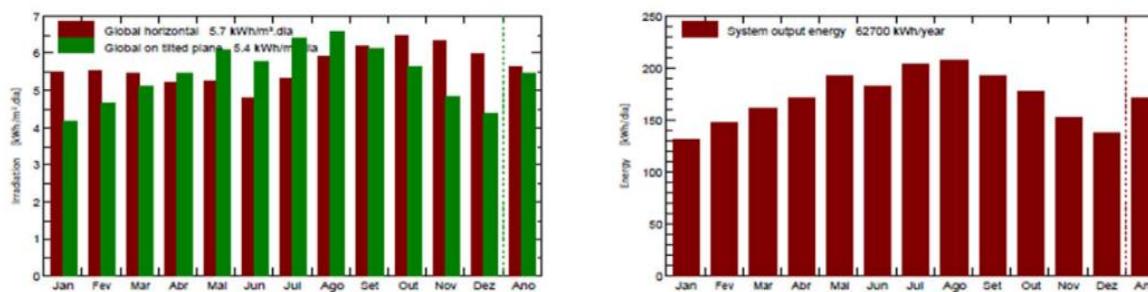
Conforme o esperado, a diferença entre os valores de geração se reflete nos orçamentos propostos, apontando uma menor faixa de interseção entre o modelo e a geração real. Isso pode ser explicado devido a interpretação do segundo método estimado retornar uma demanda por um inversor de maior capacidade. Assim, por esse ser o componente de maior custo, torna oneroso o valor do kit.

ii. Simulação PVsyst – Usina UFERSA (Caraúbas)

A simulação será realizada conforme o procedimento do tópico anterior, proporcionando um progresso mais eficiente e focado nos aspectos cruciais da usina. O dimensionamento seguirá o mesmo passo a passo, com telas iniciais semelhantes, facilitando a transição para os dados finais.

A Figura 13 ilustra esses resultados de forma clara, permitindo uma compreensão rápida e visual do desempenho do sistema.

Figura 13 – Resultado do dimensionamento pelo software PVsyst – UFERSA (Caraúbas)

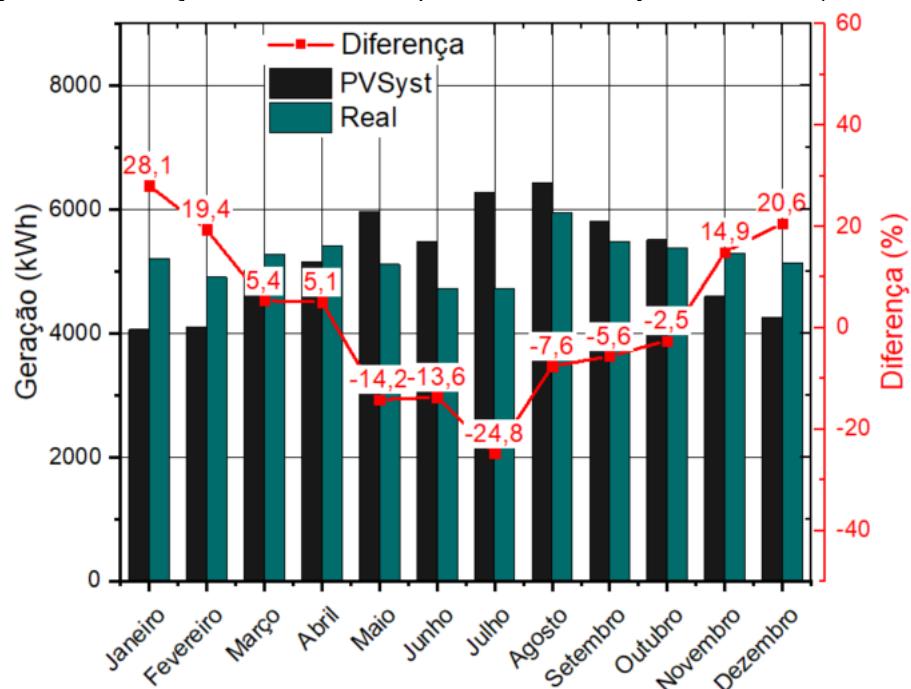


	Gl. horiz. kWh/m ² .dia	Coll. Plane kWh/m ² .dia	System output kWh/dia	System output kWh
Jan.	5.50	4.15	131.1	4063
Fev.	5.52	4.64	146.8	4109
Mar.	5.46	5.12	161.7	5014
Abr.	5.20	5.44	172.0	5159
Mai.	5.23	6.09	192.4	5966
Jun.	4.82	5.78	182.6	5478
Jul.	5.33	6.41	202.6	6281
Ago.	5.93	6.58	207.8	6442
Set.	6.21	6.13	193.8	5813
Out.	6.50	5.63	177.9	5514
Nov.	6.31	4.85	153.4	4602
Dez.	5.97	4.35	137.4	4260
Ano	5.67	5.44	171.6	62700

Fonte: Adaptado do software PVsyst (2023).

Assim como na simulação anterior, os resultados desta também apresentam um padrão semelhante, com meses em que os valores simulados ficaram abaixo dos reais, sugerindo uma subestimação da geração de energia em condições específicas de irradiação solar. A Figura 14 ilustra essas discrepâncias.

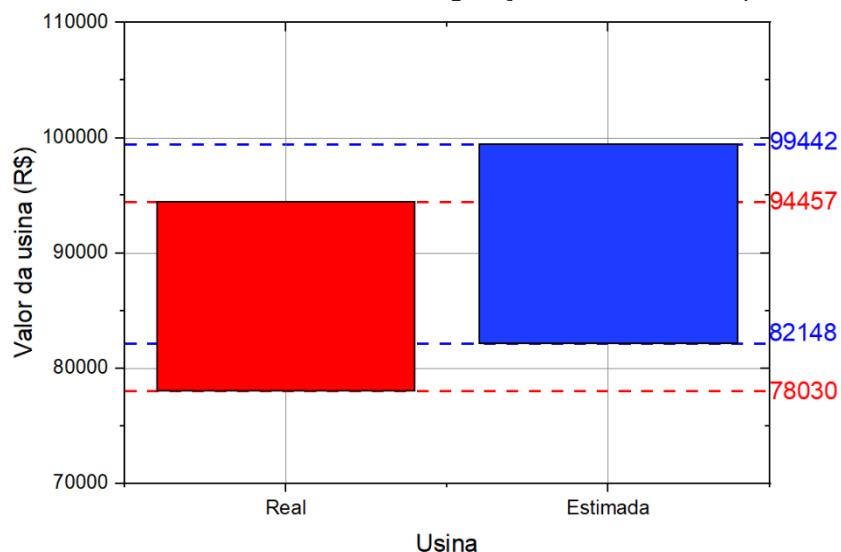
Figura 14 – Geração estimada X real pelo software PVsyst – UFERSA (Caraúbas)



Fonte: Autoria própria (2023).

A análise orçamentária do valor da usina referente à cada cenário aponta discrepâncias bastante relevantes quando se analisa a Figura 15.

Figura 15 – Faixa de valores referentes a usina de geração real e estimada pelo método proposto



Fonte: Portal Solar (2025).

A análise gráfica aponta para uma ampla faixa de interseção entre as gerações analisadas. Ao contrário da Figura 14, a pouca variação conduz a uma interpretação de que há variações de número de painéis e/ou condutores entre os kits propostos no orçamento, mas não nos itens mais robustos e caros, como o inversor.

iii. Simulação RETScreen expert – Usina residencial (Mossoró)

O dimensionamento neste software foi realizado seguindo o mesmo procedimento anterior, com o intuito de avaliar a eficácia do modelo de usinas no RETScreen. Essa abordagem permite registrar dados mensais ao longo de um ano, facilitando a identificação de semelhanças e diferenças entre os conjuntos de informações. A análise se concentra na precisão da simulação. A Figura 16 ilustra a tela inicial do software, fornecendo uma visão inicial do processo.

Figura 16 – Tela inicial do RETScreen



Fonte: Adaptado do software RETScreen (2023).

Assim como no programa anterior, o *RETScreen* fornece a representação de azimute, alturas dos ângulos e dados como temperatura do solo. Após preencher a capacidade nominal do sistema, o programa ajusta automaticamente a inclinação dos painéis com base na localização e irradiação. Basta selecionar as opções que correspondem aos componentes. A Figura 17 ilustra esse processo.

Figura 17 – Captura de tela com localização e características técnicas

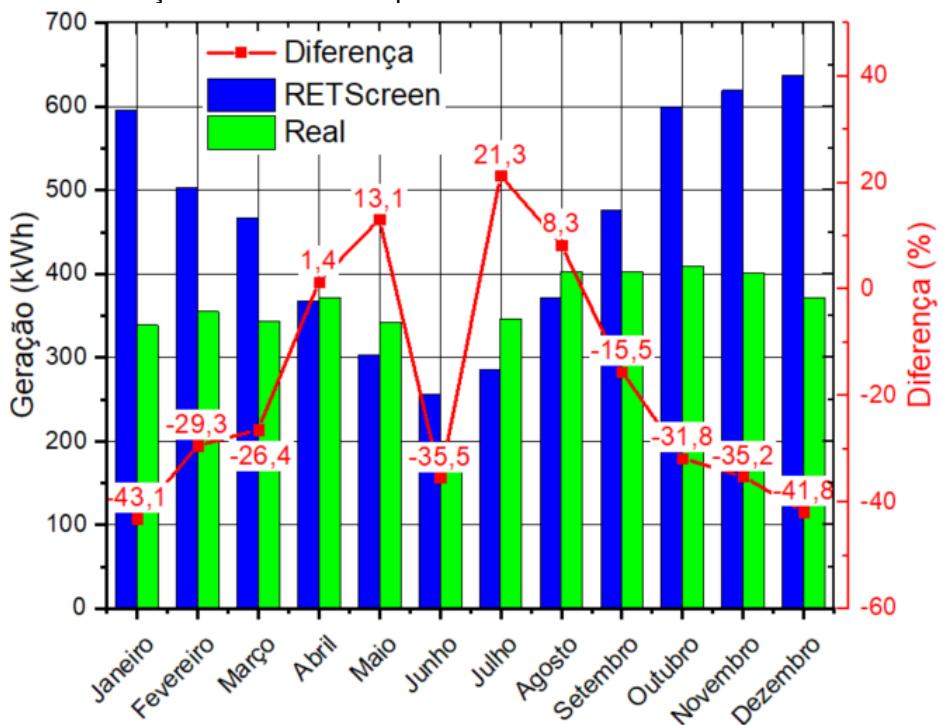


Fonte: Adaptado do software RETScreen (2023).

A análise dos dados indica que a simulação do software *RETScreen* apresenta resultados geralmente próximos dos dados reais para o segundo e terceiro trimestres

do ano. Para o primeiro e o quarto, há relevantes discrepâncias. A Figura 18 oferece uma comparação visual entre a geração real e simulada.

Figura 18 – Geração estimada X real pelo software RETScreen – residência em Mossoró



Fonte: Autoria própria (2023).

As discrepâncias entre a geração estimada e a geração real destacam a necessidade de ajustar o modelo de simulação para refletir melhor as condições locais. Fatores como a inclinação dos painéis, a eficiência dos inversores e as condições climáticas podem influenciar os resultados de forma significativa.

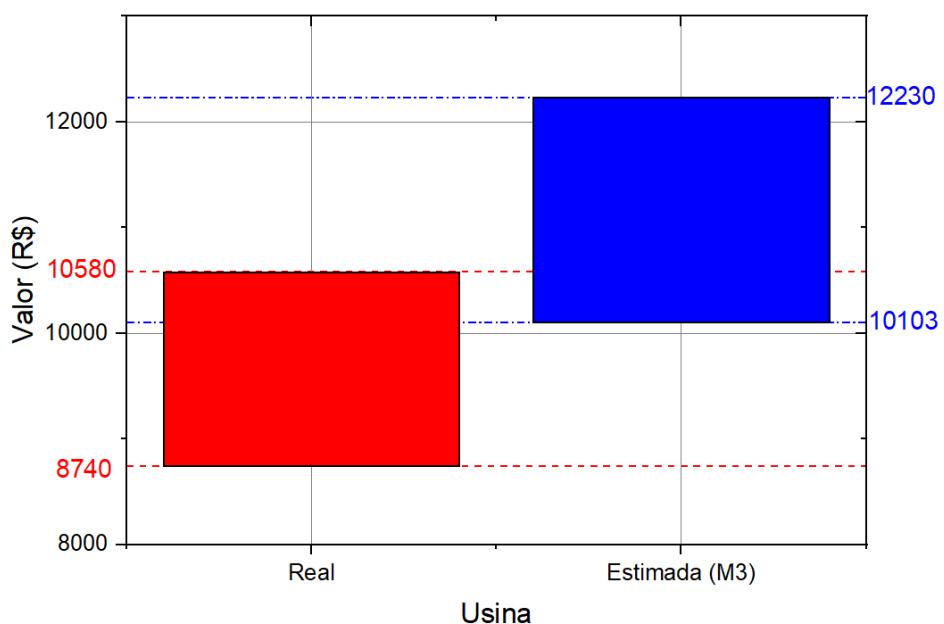
A inclinação dos painéis, por exemplo, determina a quantidade de luz solar captada, enquanto a eficiência dos inversores impacta a conversão dessa energia. Além disso, condições climáticas variáveis, como nuvens e temperatura, podem afetar a produção. Ressalta-se que no mês de junho houve uma falha na coleta de dados, como já comentado anteriormente.

Portanto, o aperfeiçoamento do modelo é essencial para garantir previsões mais confiáveis da produção de energia e para um dimensionamento adequado dos sistemas fotovoltaicos.

O gráfico da Figura 19 evidencia uma discrepância importante entre a proposta

real e a estimada pela Metodologia 3 (M3). As estimativas dos trimestres 1 e 4 conduziram a um orçamento maior para o modelo estimado, concluindo que a decisão de adquirir um kit baseado na metodologia do *RETSscreen* significaria um custo maior.

Figura 19 – Faixa de valores referentes a usina de geração real e estimada pelo método proposto



Fonte: Portal Solar (2025).

iv. Simulação RETScreen expert – Usina UFERSA (Caraúbas)

A simulação seguirá um procedimento semelhante ao do tópico anterior, o que facilitará o progresso no *software*. O processo será mantido, garantindo consistência nas telas iniciais. Dessa forma, podemos concentrar nossa atenção nos resultados obtidos. A Figura 20 ilustra visualmente os aspectos abordados, proporcionando uma melhor compreensão dos dados e processos envolvidos.

Figura 20 – Captura de tela com localização e características técnicas - Caraúbas

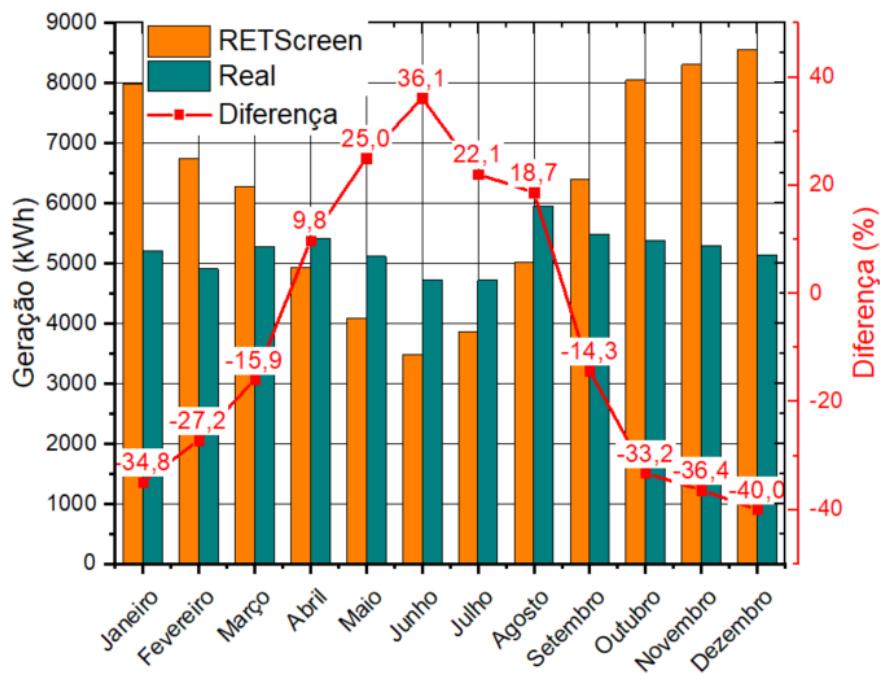


Fonte: Adaptado do software RETScreen (2023).

A Figura 21 ilustra a comparação visual entre a geração real e simulada. A análise dos dados indica que a simulação apresenta resultados próximos dos dados reais, sugerindo que o modelo do software RETScreen é eficaz.

No entanto, há uma queda significativa na geração energética no fim do ano, com os valores simulados bem acima dos valores reais, enquanto que no meio do ano (abril, maio, junho, julho e agosto), a geração fica abaixo dos valores reais.

Figura 21 – Geração estimada X real pelo software RETScreen – UFERSA (Caraúbas)

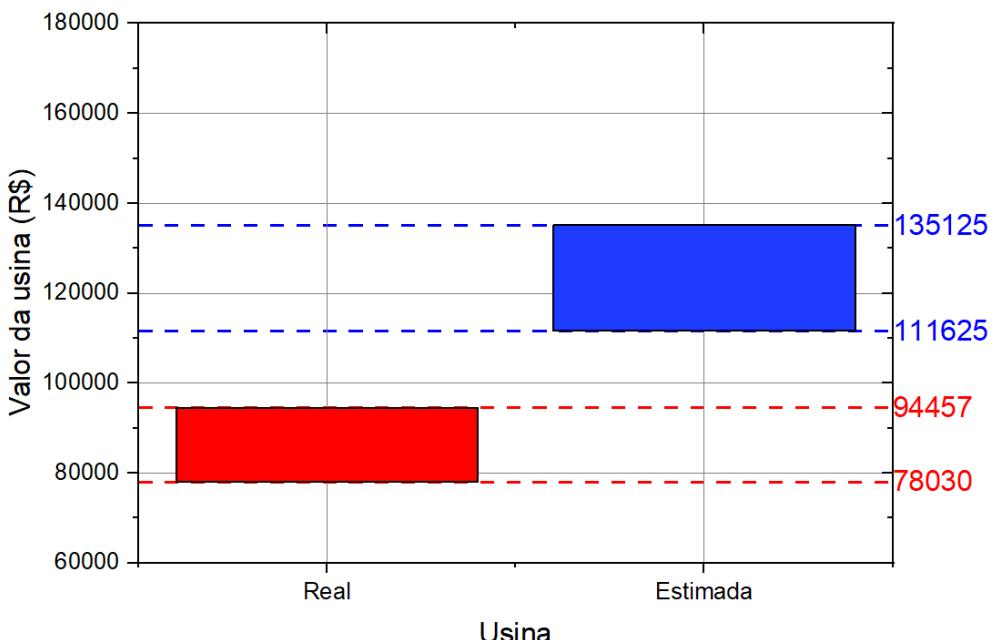


Fonte: Autoria própria (2023).

O gráfico da Figura 22 evidencia uma superestimava sistemática dos custos da usina fotovoltaica da UFERSA quando comparada à proposta real. A faixa da estimativa varia entre R\$ 111.625 e R\$ 135.125, enquanto a faixa real se situa entre R\$ 78.030 e R\$ 94.457 — o que representa uma diferença absoluta superior a R\$ 30 mil no mínimo, e mais de R\$ 40 mil no máximo.

A análise sugere que, embora a estimativa (possivelmente teórica ou simulada) seja útil para dimensionamento inicial, ela tende a ser conservadora e superestimada, e deve ser ajustada com base em dados reais de mercado para decisões financeiras mais precisas.

Figura 22 – Faixa de valores referentes a usina de geração real e estimada pelo método proposto



Fonte: Portal Solar (2025).

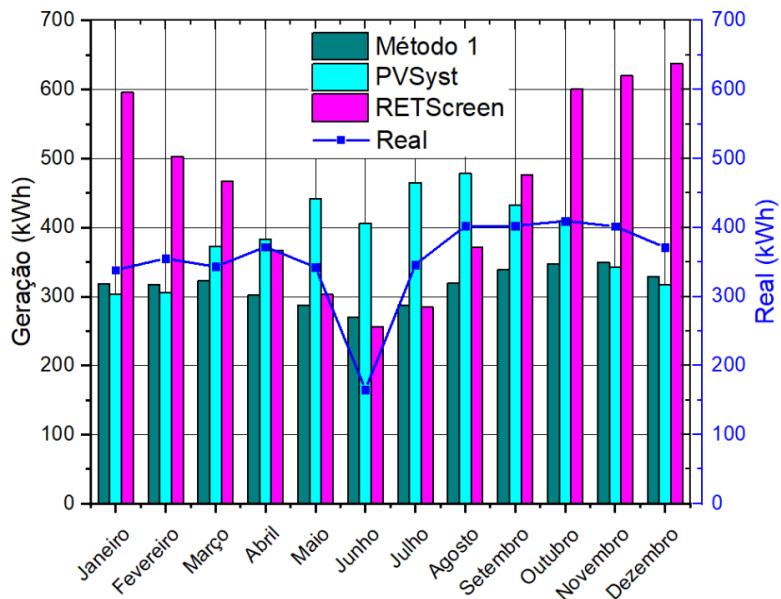
c. Comparativo entre metodologias

Nas figuras 23 e 24, apresenta-se uma análise detalhada das duas abordagens para dimensionamento dos sistemas fotovoltaico. As duas metodologias em foco incluem uma abordagem baseada em equacionamentos com base na irradiação solar e uma segunda abordagem que se vale de simulações de software.

A Metodologia 1 baseia-se na estimativa teórica da geração de energia com base na irradiação solar. Observa-se que, ao longo do tempo, essa metodologia manteve-se consistentemente próxima da linha de referência que representa a geração real de energia solar. No entanto, é importante ressaltar que, em nenhum momento, ultrapassou essa linha. Isso indica que, embora essa abordagem seja confiável, não foi possível gerar mais energia do que o consumo real.

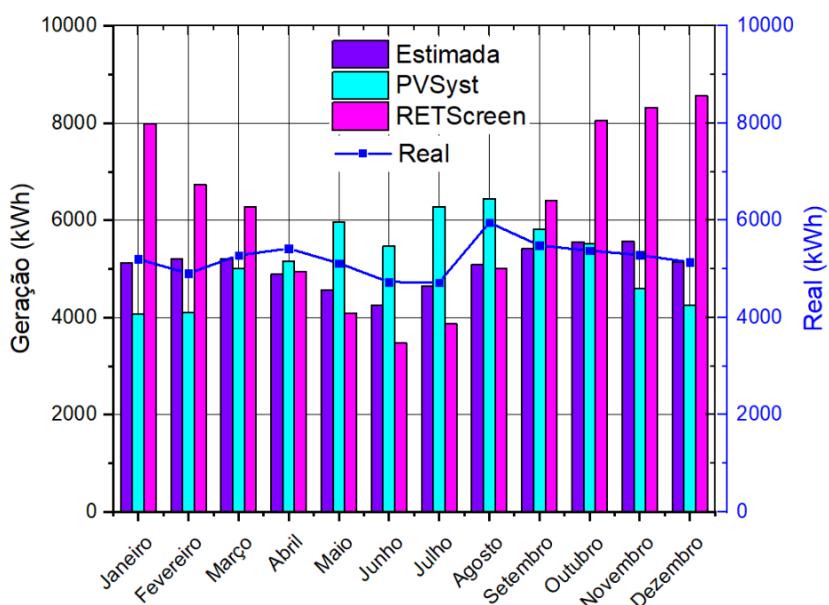
A Metodologia 2 emprega simulações de software para estimar a produção de energia solar. Os resultados obtidos com essa abordagem frequentemente ultrapassaram a linha de referência que representa a geração real. Do ponto de vista de geração, esse fenômeno é satisfatório, uma vez que demonstra a capacidade da Metodologia 2 em gerar consistentemente mais energia do que o consumo.

Figura 23 – Comparativo entre metodologias – residência em Mossoró



Fonte: Autoria própria (2023).

Figura 24 – Comparativo entre metodologias – UFERSA Caraúbas



Fonte: Autoria própria (2023).

Para quantificar a acurácia dos modelos de previsão, foi utilizado o Erro Médio Absoluto (MAE), uma métrica padrão para avaliação de erros de modelos (Willmott; Matsuura, 2005). O MAE diz, em média, qual foi o erro de cada método em relação ao valor “real”, independentemente se o erro foi para mais ou para menos. O método

com o menor MAE é o mais preciso. Ele consiste basicamente em somar todos os erros e dividir por 12 (número de meses) para obter a média. A Tabela 3 ilustra os erros absolutos para cada situação, enquanto a Tabela 4 conclui o MAE:

Tabela 3 – Erros absolutos para cada metodologia aplicada

Mês	Erro absoluto (Método 1)	Erro absoluto (PVsyst)	Erro absoluto (RETScreen)
Janeiro	20,7	35,7	256,8
Fevereiro	38,2	49,2	147,54
Março	20,4	29,6	123,4
Abril	70,0	11,0	5,0
Maio	55,7	99,3	39,8
Junho	104,7	240,7	90,8
Julho	59,2	118,8	60,8
Agosto	82,4	75,6	30,9
Setembro	63,5	29,5	73,8
Outubro	62,6	0,4	190,7
Novembro	52,6	58,6	218,2
Dezembro	42,3	54,3	266,6
Média	672,3	793,7	1498,34

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 4 – Erro Médio Absoluto (MAE) das metodologias aplicadas

Método	MAE (em kWh)
PVsyst	56,03
Método 1	66,14
RETScreen	124,86

Fonte: Autoria própria (2023).

Com base no MAE, o PVsyst é o melhor modelo. Em média, suas previsões erraram por apenas 56,03 kWh, um valor consideravelmente menor que os outros dois métodos. Isso quantifica a observação visual de que as barras do PVsyst são as mais próximas da linha de geração real.

De forma geral, o Quadro 1 sintetiza o uso de todas as metodologias sob a ótica dos resultados, nível de complexidade, custos de uso e aquisição, dados de entrada e flexibilidade.

Quadro 1 – Resumo das metodologias

ASPECTO ANALISADO	MÉTODO 1 (INSOLAÇÃO MÉDIA)	PVSYST	RETSCREEN
Resumo do Desempenho	Apresenta uma subestimação consistente da geração real, mas com erro	Demonstra a maior acurácia e equilíbrio, com previsões mais próximas da realidade	Apresenta uma superestimação significativa e consistente, resultando

	geral moderado.	e menor viés.	no maior erro geral.
Erro Médio Absoluto (MAE)	66,14 kWh (2º lugar em precisão)	56,03 kWh (1º lugar em precisão)	124,86 kWh (3º lugar em precisão)
Nível de Complexidade	Baixo. Ideal para iniciantes e cálculos rápidos. Permite execução manual.	Alto. Exige conhecimento técnico aprofundado em sistemas fotovoltaicos e possui uma curva de aprendizado íngreme.	Intermediário. Interface mais guiada e amigável que o PVsyst, mas ainda requer conhecimento técnico.
Necessidade e Custo	Nenhuma. Pode ser calculado manualmente ou com uma simples planilha (ex: Excel). Totalmente gratuito.	Software Dedicado Obrigatório. É um software comercial pago, considerado o padrão de mercado. Possui versão de avaliação (30 dias).	Software Dedicado Obrigatório. Modelo Freemium. Desenvolvido pelo Gov. do Canadá, possui um modo profissional pago por assinatura, geralmente mais acessível que o PVsyst.
Dados de Entrada Necessários	Mínimos. Requer apenas dados de insolação solar média mensal e parâmetros básicos do sistema (área, eficiência).	Extensos e Detalhados. Requer dados meteorológicos horários, especificações detalhadas dos componentes (módulos, inversores), análise de sombreamento 3D, etc.	Moderados. Utiliza uma base de dados climáticos global (NASA) e permite a inserção de dados do usuário. Menos exigente que o PVsyst.
Flexibilidade e Escopo	Muito Baixo. Não modela perdas complexas (temperatura, sombreamento, sujidade) nem realiza análises econômicas detalhadas.	Muito Alto. Foco profundo na engenharia e na física do sistema. Permite simulações extremamente detalhadas de perdas e otimizações de performance.	Alto. Grande destaque na análise tecnoeconômica integrada. Avalia viabilidade financeira, emissões e risco para diversas tecnologias de energia renovável.

Fonte: Villalva (2015), PVsyst SA. (2021), Government of Canada (2020).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As metodologias utilizadas foram cuidadosamente separadas, considerando as vantagens que cada uma pode oferecer aos usuários. Os resultados da estimativa de geração de energia fotovoltaica, baseados na insolação média da região e nas especificações dos módulos, revelaram-se altamente precisos no caso da usina de maior porte, o que difere se comparado a usina de menor porte. Isso indica que o modelo de equacionamento empregado é eficaz na previsão da produção de energia na maioria dos meses, acompanhando de perto a realidade da geração. Porém, carece de adaptações e aperfeiçoamento para atender todos os tipos de usinas.

Essa precisão buscada desempenha um papel fundamental no dimensionamento adequado dos sistemas fotovoltaicos, garantindo que atendam às necessidades dos consumidores. Os resultados obtidos fornecem uma base sólida para avaliar a metodologia utilizada no dimensionamento desses sistemas. Entretanto, é crucial ressaltar que os projetos devem considerar não apenas os dados médios, mas também as possíveis variações e sazonalidades que podem influenciar a geração de energia ao longo do ano.

No que diz respeito aos softwares utilizados, é importante destacar que o *PVSyst* oferece uma ampla gama de funcionalidades para o dimensionamento e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos. Sua eficácia depende principalmente da orientação, localização meteorológica e dos componentes do sistema. O software realiza uma análise abrangente do desempenho dos sistemas, levando em consideração fatores como sombreamento e perdas durante a operação. Essas perdas podem ser minimizadas por meio de um planejamento cuidadoso e otimização dos componentes do sistema.

Além disso, o *PVSyst* possui uma estrutura versátil que o torna adequado para a implantação de novos projetos em diversas áreas. Ele fornece informações gráficas sobre a produção de energia, incluindo sua distribuição diária, mensal e anual. Isso oferece flexibilidade aos usuários, permitindo que adaptem o software de acordo com suas necessidades e objetivos finais de projeto.

Por outro lado, o *RETScreen Expert* tem um enfoque diferente. Sua principal finalidade é realizar uma análise mais aprofundada do desempenho financeiro dos

projetos, considerando aspectos como *payback* e riscos associados à instalação. Além disso, o *RETScreen Expert* permite a comparação eficiente entre diferentes tipos de energias renováveis e não-renováveis, ajudando na tomada de decisões sustentáveis.

No contexto deste trabalho, ambas as metodologias aplicadas atenderam às expectativas. O método de equacionamento com base na insolação média se mostrou eficaz para o estudo realizado diante das ressalvas feitas. No entanto, o software que se destacou como mais adequado ficando mais próximo à realidade foi o *PVSyst*, devido à sua análise abrangente de dimensionamento e desempenho, fornecendo resultados confiáveis em cada etapa do projeto

Por fim, é importante ressaltar que o potencial de geração de energia a partir de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica se mostrou promissor. Isso se deve, em grande parte, aos elevados índices de radiação solar no Brasil e às inovações tecnológicas que aumentaram a eficiência dos módulos de geração.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR – Associação brasileira de energia solar fotovoltaica. **GD solar deve atrair investimentos de R\$ 70 bilhões até 2030.** São Paulo: ABSOLAR, 15 set. 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/gd-solar-deve-atrair-investimentos-de-r-70-bilhoes-ate-2030/>.

ABSOLAR – Associação brasileira de energia solar fotovoltaica. **Energia solar bate recorde de potência instalada em 2024 e matriz chega a 52,2 GW.** São Paulo: ABSOLAR, 16 jan. 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/https-www-estadao-com-br-economia-energia-solar-bate-recorde-em-2024-nprei/>.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.html>.

BLANK, D. M. P. The context of climate changes and its victims. **Mercator**, [s. l.], v. 14, n. 02, p. 157–172, 2015. Disponível em: <http://www.mercator.ufc.br/index.php/mercator/article/view/1190/593>.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília: MME, 2015. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-PDE>.

CAMIOTO, F. de C.; GOMES, V. P. R. G. Análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema de energia fotovoltaico nas residências uberabenses. **Revista Produção Online**, [s. l.], v. 18, n. 4, p. 1159–1180, 2018. Disponível em: <https://www.producaoonline.org.br/rpo/article/view/2649>.

CESAR NETO, J. C. A crise hídrica no Estado de São Paulo. **GEOUSP: Espaço e Tempo (Online)**, [s. l.], v. 19, n. 3, p. 479–484, 2015. Disponível em: <https://revistas.usp.br/geousp/article/view/101113>.

CORTELETI, G. M.; SANTOS, A. C. Análise de viabilidade econômica para implantação de sistema fotovoltaico residencial na região de Vila Velha – ES. **Revista Produção Online**, [s. l.], v. 21, n. 2, p. 415–436, 2021. Disponível em: <https://producaoonline.org.br/rpo/article/view/3766>.

DE MOURA, D. F. S.; TROLEIS, A. L.; DA SILVA, B. L. A matriz energética do estado do Rio Grande do Norte: um estudo sobre as energias renováveis dos municípios defrontantes com o mar. **Revista Estudos Geográficos**, [s. l.], v. 22, n. 2, p. 1–17, 2024. Disponível em: <https://www.periodicos.rc.biblioteca.unesp.br/index.php/estgeo/article/view/17560>.

DOS SANTOS, L. N. C.; DE LIMA, G. F. M. Dimensionamento prático de um sistema fotovoltaico – estudo de caso utilizando o software PVsyst. **Brazilian Journal of Development**, [s. l.], v. 8, n. 3, p. 20035–20047, 2022. Disponível em: <https://brazilianjournals.com/ojs/index.php/BRJD/article/view/45428>.

ELÉTRON ENERGY. **Energia solar em alta: 12 estados brasileiros já geram mais de 1 GW cada**. Elétron Energy Blog, 25 out. 2024. Disponível em: <https://eletronenergy.com.br/blog/energia-solar-em-alta-12-estados-brasileiros-ja-geram-mais-de-1-gw-cada/>.

ENERDATA. **Global Energy Trends 2023: consolidated energy statistics & world trends**. Lille: Enerdata, junho 2025. Disponível em: <https://www.enerdata.net/publications/reports-presentations/world-energy-trends.html>.

EPE – Empresa de Planejamento Energético. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim**. EPE: Rio de Janeiro, 2016.

EPE – Empresa de Planejamento Energético. **Caderno de consolidação dos resultados: Plano Decenal de Energia 2030 – micro e minigeração distribuída**. Brasília: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topicos>

[522/Caderno%20MMGD%20Baterias%20-%20PDE%202030%20Rev.pdf.](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022)

EPE – Empresa de Planejamento Energético. **Balanço Energético Nacional 2022: com dados de 2021.** Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>.

G1. RN é o quarto maior produtor de energia solar do país e investe em qualificação de profissionais para setor. G1, 17 nov. 2022. Disponível em:
<https://q1.globo.com/rn/rio-grande-do-norte/noticia/2022/11/17/rn-e-o-quarto-maior-produtor-de-energia-solar-do-pais-e-investe-em-qualificacao-de-profissionais-para-setor.ghtml>.

Government of Canada. (2020). *RETScreen Expert Software – Clean Energy Management Software*. Natural Resources Canada. Disponível em:
<https://www.nrcan.gc.ca>.

IEA: International Energy Agency (2010). "**World Energy Outlook 2010.**" OECD/IEA, Paris, França.

IEA: International Energy Agency (2014). "**Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy.**" OECD/IEA, Paris, França.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. (2015). "**Adoption of the Paris Agreement.**" Framework Convention on Climate Change, Conference of the Parties, Paris, 30 de novembro à 11 de dezembro de 2015.

JAMEL, F. C.; NASCIMENTO, M. H. R. Methodology for Photovoltaic Plant Modeling with RETScreen Software application. **International Journal for Innovation Education and Research**, [s. l.], v. 10, n. 11, p. 133–153, 2022. Disponível em:
<https://scholarsjournal.net/index.php/ijier/article/view/3998>.

LIMA, A. L. S. et al. Análise e comparação preliminar de softwares para projeto e simulação de sistemas fotovoltaicos. In: , 2016. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. [S. l.: s. n.], 2016. p. 8. Disponível em:
<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1795>.

MIT - MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **The Future of Solar Energy: an interdisciplinary MIT study.** Cambridge, MA: MIT Energy Initiative, 2015. Disponível em: <https://energy.mit.edu/research/future-solar-energy/>.

NAKABAYASHI, Rennyo Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras.** 2014. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. DOI: <https://doi.org/10.11606/D.106.2014.tde-26012015-141237>.

NASCIMENTO, E. S.; BENEVIDES, J. C. M. Uso da energia solar em residências.

Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento, v. 7, p. 117–124, nov. 2018.

PINHEIRO, E.; RUTHER, R.; LOVATO, A. Aplicabilidade do algoritmo de levenberg-marquardt para análise de geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. **Revista Produção Online**, [s. l.], v. 17, n. 4, p. 1204–1217, 2017. Disponível em: <https://www.producaoonline.org.br/rpo/article/view/2542>.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A., 2014, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar–GTES. Rio de Janeiro.

PORTAL SOLAR. **Calculadora solar [e-recurso]**. São Paulo: Portal Solar, 2025. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/>.

PVSyst SA. (2021). **PVSyst Photovoltaic Software Documentation**. Disponível em: <https://www.PVSyst.com>.

RUTHER, R., 1999, “**Panorama Atual da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica e O Trabalho do Labsolar nesta Área**”. LABSOLAR - Laboratório de Energia Solar, v. 1, p. 9-26. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis/SC.

SILVA, B. L. F. et al. Dimensionamento e viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico. **Revista Produção Online**, [s. l.], v. 21, n. 3, p. 863–890, 2021. Disponível em: <https://producaoonline.org.br/rpo/article/view/4342>.

VILLALVA, G. M., GAZOLI, J. R., 2015, **Energia solar fotovoltaica; conceitos e aplicações**, 2ª Edição. Editora Érica Ltda. São Paulo.

WILLMOTT, C. J., & MATSUURA, K. (2005). Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in model performance assessment. **Climate Research**, v. 30, n. 1, p. 79-82. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/24869236>

Biografia do(s) autor(es):

Bruna Gabriela Sales de Freitas

Graduanda em Engenharia Civil e Bacharel em Ciência e Tecnologia pela Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

Emanuela Iêda Chagas

Graduanda em Engenharia Civil e Bacharela em Ciência e Tecnologia pela Universidade Federal Rural do Semi Árido (UFERSA).

Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo

Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Professor do Departamento de Ciência e Tecnologia (DCT) da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

Glauco Fonsêca Henriques

Doutorado em andamento no Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil e Ambiental (PPGECAM) pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB).



Artigo recebido em: 24/09/2024 e aceito para publicação em: 07/07/2025

DOI: <https://doi.org/10.14488/1676-1901.v25i4.5418>